

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-2(83)-7-16

УЗАГАЛЬНЕННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ МЕТОДІВ ТРАНСПОРТУВАННЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ

¹С. В. Матківський*, ²О. Р. Кондрат

¹Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28,
тел./факс (04427) 2-31-15, e-mail: matkivskij@gmail.com

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua

Екологічна проблема на сьогодні є вкрай гостро вираженою у зв'язку з неефективним використанням енергетичних ресурсів. Питання врегулювання екологічних проблем неодноразово піднімалися світовою спільнотою, що усвідомлює можливі наслідки для людського існування. Зменшити навантаження на навколишнє середовище можна шляхом застосування на великих енергоємних підприємствах, що працюють на вугільній паливі, технологій уловлювання діоксиду вуглецю. Повномасштабне впровадження таких технологій вже розпочато в США, Канаді та багатьох країнах Європи. Уловлений діоксид вуглецю утилізується у виснажених нафтогазових покладах, водоносних горизонтах, вугільних пластах, океанах тощо. Варто зазначити, що використання діоксиду вуглецю для підвищення вуглеводневилучення виснажених нафтогазових родовищ характеризується підтверженою ефективністю. Закачування техногенного діоксиду вуглецю в продуктивні поклади за різними технологічними схемами дає змогу підвищити кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення та зменшити навантаження на навколишнє середовище. Реалізація таких проєктів вимагає пошуку шляхів транспортування техногенного діоксиду вуглецю до місця його утилізації. Діоксид вуглецю можна транспортувати трубопроводами, автомобільним, залізничним та морським транспортом тощо. Метод транспортування діоксиду вуглецю залежить виключно від відстаней та об'ємів транспортування. Зважаючи на те, що на більшості виснажених родовищ вуглеводнів вже впроваджувалися вторинні технології розробки, існуючу інфраструктуру можна використати в рамках процесу декарбонізації енергетичного сектору України. В даному випадку діоксид вуглецю є корисним продуктом, а реалізація такого роду проєктів дозволить значно знизити вартість модернізації енергоємних підприємств та зменшити рівень шкідливих викидів в атмосферу.

Ключові слова: діоксид вуглецю, глобальне потепління, зміна клімату, декарбонізація, технології уловлювання, транспортування, трубопроводи, автоцистерни, нафтогазові родовища, підвищення вуглеводневилучення.

Экологическая проблема на данный момент крайне остро выражена из-за неэффективного использования энергетических ресурсов. Вопросы урегулирования экологических проблем неоднократно поднимались мировым сообществом, осознающим возможные их последствия для человеческого существования. Уменьшить нагрузку на окружающую среду можно путем использования на крупных энергоёмких предприятиях, работающих на ископаемом топливе, технологий улавливания диоксида углерода. Полномасштабное внедрение такого рода технологий уже начато в США, Канаде и многих странах Европы. Уловленный диоксид углерода утилизируется в истощенных нефтегазовых залежах, водоносных горизонтах, угольных

пластах, океанах и т.д. Следует отметить, что использование диоксида углерода в нефтегазовой промышленности для повышения углеводородоотдачи истощенных нефтегазовых месторождений характеризуется высокой технологической эффективностью. Закачка техногенного диоксида углерода в продуктивные залежи по разным технологическим схемам позволяет повысить конечные коэффициенты углеводородоотдачи и уменьшить нагрузку на окружающую среду. Реализация такого рода проектов требует поиска путей транспортировки техногенного диоксида углерода к месту его утилизации. Диоксид углерода можно транспортировать трубопроводами, автомобильным, железнодорожным и морским транспортом. Метод транспортировки диоксида углерода зависит исключительно от расстояний и объемов транспортировки. Учитывая, что на большинстве истощенных месторождений углеводородов уже внедрялись вторичные технологии разработки, существующую инфраструктуру можно использовать в рамках процесса декарбонизации энергетического сектора Украины. В данном случае диоксид углерода выступает в качестве полезного продукта, а реализация такого рода проектов позволит значительно снизить себестоимость модернизации энергоемких предприятий и снизить уровень вредных выбросов в атмосферу.

Ключевые слова: диоксид углерода, глобальное потепление, изменение климата, декарбонизация, технологии улавливания, транспортировка, трубопроводы, автоцистерны, нефтегазовые месторождения, повышение углеводородоотдачи.

The environmental problem is highly acute due to the inefficient use of energy resources. The world community repeatedly raised the issues of resolving environmental problems, realizing the possible consequences for human existence. The burden on the environment can be reduced by equipping large, energy-intensive fossil fuel-based plants with carbon dioxide capture technologies. The full-scale introduction of such technologies has already begun in the USA, Canada, and many European countries. Captured carbon dioxide is disposed of in depleted oil and gas reservoirs, aquifers, coal seams, oceans, etc. It should be noted that the use of carbon dioxide in the oil and gas industry to increase the hydrocarbon recovery of depleted oil and gas fields is characterized by high technological efficiency. According to various technological schemes, the injection of technogenic carbon dioxide into productive reservoirs makes it possible to increase the final hydrocarbon recovery factors and reduce the environmental burden. Implementing such projects requires searching for ways to transport technogenic carbon dioxide to its disposal facilities. Carbon dioxide transportation can be carried out using pipelines, road and rail transport, sea vessels, and the like. The method of transporting carbon dioxide depends solely on the distance and volume of transport. Even though secondary development technologies have already been introduced in most depleted hydrocarbon fields, the existing infrastructure can be used to decarbonize energy systems. In this case, carbon dioxide acts as a helpful product, and implementing such projects will significantly reduce the cost of modernizing energy-intensive enterprises and the level of harmful emissions into the atmosphere.

Key words: carbon dioxide, global warming, climate change, modernization, energy-intensive enterprises, decarbonization, capture technologies, transportation, pipelines, compressor stations, tank trucks, corrosion, hydrocarbon recovery.

Вступ

Розвиток людського суспільства ґрунтується на виробництві матеріальних і духовних благ, сукупність яких обумовлює сприятливі умови життєдіяльності людини. З часів промислової революції і до сьогоднішніх днів вугілля, нафта та газ є основними енергоресурсами [1].

Вугілля є відносно дешевим продуктом та широко використовується для вироблення електроенергії. Теплові електростанції характеризуються високою надійністю, з використанням яких виробляється близько 40 % електроенергії в цілому світі. Однак спалювання викопного палива призводить до шкідливих викидів димових газів в атмосферу, які характеризуються великим вмістом діоксиду вуглецю. Парникові гази, накопичуючись в атмосфері, затримують тепло та призводять до нагрівання поверхні Землі. Таким чином, робота великих енергоємних підприємств, що працюють на викопному паливі, викликає зміни клімату та глобальне потепління [2].

На даний час екологічна проблема вкрай гостро виражена та є дуже актуальною, оскільки забруднення навколишнього середовища шкідливими викидами та відходами виробництва досягло максимального рівня. Висока концентрація діоксиду вуглецю в атмосфері зумовлює підвищення ризиків для здоров'я та життєдіяльності людини, а також природних екосистем.

Одним із можливих шляхів зниження концентрації парникових газів в атмосфері є зменшення частки викопного палива в процесах вироблення електроенергії та перехід на альтернативні відновлювальні джерела енергії. Високорозвинуті держави будують свою економіку на основі розвитку відновлювальної енергетики. Використання сонячних, вітрових, гідро- та електростанцій поступово витісняє традиційні способи отримання електроенергії шляхом спалювання вугілля, нафти, газу та збагаченого урану[3].

Кількість енергії, яку можна отримати з відновлюваних джерел енергії, в декілька разів більша, ніж кількість енергії, що споживається. Саме тому відновлювані джерела енергії в майбутньому слід розглядати як основне джерело енергії, оскільки запаси традиційних джерел вичерпуються достатньо швидкими темпами. Використання відновлювальних джерел енергії на сьогоднішній день є ефективним методом боротьби з погіршенням екології та з усіма негативними наслідками для людей та планети в цілому [3].

Для зниження показників промислових викидів діоксиду вуглецю в атмосферу необхідно знизити споживання енергії шляхом інвестування у підвищення енергоефективності та розвиток надійної інфраструктури. Однак, цих заходів буде не достатньо, тому швидке уловлювання та надійне зберігання техногенного діоксиду вуглецю також є необхідною умовою [2].

На сьогоднішній день відомі різні технології виділення парникових газів з продуктів згорання. До основних та широко використовуваних технологій відносять технології уловлювання діоксиду вуглецю до спалювання, уловлювання після спалювання та зі спалюванням палива, збагаченого киснем [1].

Уловлювання техногенного діоксиду вуглецю та надійне його захоронення в геологічних резервуарах дозволить забезпечити світле майбутнє як для України, так і для всього світу.

Формулювання цілей статті

Теперішнє суспільство в повній мірі залежить від викопного палива, а перехід на альтернативні енергоефективні джерела відновлювальної енергії потребує великих коштів та часу. Однак, стан навколишнього середовища вимагає невідкладних дій щодо зниження рівня шкідливих викидів парникових газів. Досягнути цього можна шляхом уловлювання техногенного діоксиду вуглецю на підприємствах важкої промисловості, що працюють на викопному паливі з наступним його захороненням у нафтогазових покладах.

В даному випадку діоксид вуглецю виступає в якості корисного продукту, завдяки якому вдається підвищити ефективність розробки розвіданих запасів вуглеводнів. Зважаючи на вищенаведене, існує необхідність у проведенні додаткових досліджень з метою формування економічних механізмів реалізації інвестиційних проектів щодо модернізації енергоємних підприємств за рахунок підвищення вуглеводневилучення виснажених нафтогазових родовищ.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Підписання Кіотського протоколу та Паризької угоди зумовило посилення кліматичних вимог в глобальному масштабі щодо зниження рівня викидів парникових газів [4-5]. На сьогоднішній день існує значна кількість технологій уловлювання діоксиду вуглецю, які характеризуються високою технологічною ефективністю та успішно використовуються в світі [1].

Повномасштабне впровадження технологій уловлювання діоксиду вуглецю вже розпочато високорозвинутими країнами світу. На сьогоднішній день уловлювання діоксиду вуглецю здійснюється на нафтопереробному заводі Канади та заводі з виробництва добрив Redwater Nutrien [6]. Також з метою зниження навантаження на навколишнє середовища здійснюється уловлювання техногенного газу на вугільній електростанції Boundary Dam [7].

В США існує безліч проектів щодо декарбонізації енергетичного сектору та зниження шкідливих викидів діоксиду вуглецю в атмосферу. У Європі лідерами в напрямку декарбонізації енергетичних систем виступають такі країни, як Великобританія, Німеччина та Норвегія. Згідно з інвестиційними проектами White Rose та Peter head діоксид вуглецю буде уловлюватися з об'єктів обробки вугілля та на електростанціях, відповідно [8-9].

Загалом у світі є безліч інших інвестиційних проектів щодо уловлювання, транспортування та зберігання техногенного діоксиду вуглецю, які на даний момент знаходяться ще на стадії проведення досліджень.

Інтенсивне впровадження технологій уловлювання діоксиду вуглецю зумовлює необхідність пошуку шляхів утилізації, а також методів його транспортування до місця захоронення. Зазвичай транспортування діоксиду вуглецю здійснюється трубопроводами та є досконалою ринковою технологією. Використання трубопроводів для транспортування неуглеводневого газу розпочали ще в 70-х роках у США [1].

Висока технологічна ефективність використання діоксиду вуглецю як агента нагнітання з метою підвищення вуглеводневилучення сприяла створенню розвинутої мережі трубопроводів у США, Канаді та Угорщині [10-12]. Транспортування діоксиду вуглецю зазвичай здійснюється трубопроводами, які виготовлені з вуглецевої сталі та використовується також і для транспортування природного газу високого тиску [13].



Рисунок 1 – Наслідки корозії промислових трубопроводів

На сьогоднішній день діоксид вуглецю, що уловлюється на великих енергоємних підприємствах Канади, зокрема нафтопереробному заводі та заводі з виробництва добрив Redwater Nutrien, транспортуються до виснажених нафтогазових родовищ з використанням трубопроводу Alberta Carbon Trunk Line загальною протяжністю 240 км. Трубопровід пропонує транспортні послуги та належить компанії Wolf Midstream. Пропускна здатність трубопроводу становить 14,6 млн. т діоксиду вуглецю на рік [14].

У США спеціальними трубопроводами дожиною близько 3000 км щорічно транспортується більше 40 млн т діоксиду вуглецю, в основному для підвищення вуглеводневилучення нафтових родовищ Техасу. Для транспортування діоксиду вуглецю використовуються компресорні станції, які встановлюються на початку трубопроводу, а у випадку значних відстаней облаштовуються також проміжні компресорні станції. Ключовими факторами при проектуванні компресорних станцій є швидкість потоку, тиск всмоктування та нагнітання, теплоємність газу і продуктивність компресорів [15].

При транспортуванні діоксиду вуглецю виникають деякі ускладнення, пов'язані із корозією обладнання, а також закупорюванням трубопроводів. Корозія виникає у зв'язку з наявністю в потоці діоксиду вуглецю вологи. При взаємодії діоксиду вуглецю з водою утворюється карбонатна кислота, яка спричиняє агресивне корозійне середовище. Тому трубопровід для транспортування діоксиду вуглецю необхідно виготовляти з корозійно стійкого сплаву або покривати його зсередини сплавом. Деякі трубопроводи виготовляються з корозійно стійких сплавів, однак вартість таких матеріалів в кілька разів перевищує вартість марганцево-вуглецевих видів сталей [16-19].

Попередити корозію промислового обладнання можливо шляхом попередньої підготовки діоксиду вуглецю. Перед подачею діоксиду вуглецю в трубопровід здійснюється ретельне його осушення [20]. У такий спосіб можна попередити і закупорювання трубопроводів, яке, в основному, зумовлене утворенням гідроксидів у потоках вологого діоксиду вуглецю.

Наслідки корозії промислових трубопроводів зображено на рисунку 1.

Процес підготовки діоксиду вуглецю є довготривалим і включає декілька циклів стискання та охолодження з метою відділення вологи. Тиск, температура та вміст вологи повинно бути адаптованим до виду транспортування і вимог зберігання. Для запобігання виникненню двофазного потоку газоподібний діоксид вуглецю стискають до тиску понад 8 МПа, завдяки чому він стає більш легким і менш дорогим для транспортування [1].

Використання трубопроводів для транспортування діоксиду вуглецю дозволяє забезпечити безперервну його подачу від установки уловлювання до місця нагнітання за умови наявності надійного джерела парникового газу. Всі наявні трубопроводи, що використовуються для транспортування діоксиду вуглецю, експлуатуються під високим тиском при термобаричних умовах, за яких діоксид вуглецю поводить себе як газ, однак має густину рідини [1].

Вартість транспортування діоксиду вуглецю трубопроводами значною мірою залежить від відстані та об'ємів транспортування. При проектуванні трубопроводів їх вартість також залежить від поверхневих умов (наявність на маршруті гір, річок тощо). Всі ці фактори можуть подвоїти вартість транспортування діоксиду вуглецю в розрахунку на одиницю об'єму додаткового видобутку вуглеводнів. Будь-які додаткові витрати на встановлення допоміжних компресорних станцій, які можуть виявитися



Рисунок 2 – Автоцистерни компанії EurotankOy для перевезення діоксиду вуглецю

необхідними для трубопроводів великої протяжності, будуть враховуватися в якості транспортних витрат [1].

Транспортування діоксиду вуглецю можна здійснювати також за допомогою авто-, залізничного транспорту, морських суден тощо. Використання автотранспорту для перевезення діоксиду вуглецю є перспективною технологією. Перевезення діоксиду вуглецю здійснюється за температури $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ і тиску 2 МПа. Однак використання авто- та залізничного транспорту може виявитися економічно не рентабельним порівняно із трубопроводами та суднами у випадку необхідності транспортування значних об'ємів діоксиду вуглецю. Дані технології можуть бути реалізовані у випадку перевезення дуже малих обсягів, і навряд чи підходять для використання для реалізації проєктів у великих масштабах.

Компанія EurotankOy є виробником ізольованих автоцистерн для перевезення діоксиду вуглецю. В якості матеріалу для виготовлення цистерн для перевезень діоксиду вуглецю використовується нова сталь типу дуплекс, що обумовлює легкість та високу надійність конструкції. Такі цистерни витримують великі навантаження, мають значний термін служби та дуже легко очищаються [21].

Автоцистерни компанії EurotankOy для перевезення діоксиду вуглецю зображено на рисунку 2.

Компанія ASCO постачає транспортувальні (знімні) резервуари для перевезення діоксиду вуглецю різних розмірів. Дані резервуари можна встановити на будь-яку вантажівку або причіп жорсткого плоского типу.

Переносні цистерни є економічною альтернативою звичайним автоцистернам, оскільки оператор може використовувати транспортний засіб для виконання інших службових завдань. Резервуар є автономним блоком, який встанов-

люється на шасі вантажного автомобіля та може бути легко піднятий чи відключений за необхідності. Спеціально розроблена конструкція переносних цистерн для перевезення діоксиду вуглецю, так і напівпричепів дуже зручне в управлінні. У відсіку техніки, що замикається, розміщені насос і двигун, регулюючі клапани, манометри та трубопроводи [22].

Транспортувальні цистерни компанія ASCO для перевезення діоксиду вуглецю зображено на рисунку 3.

Транспортування діоксиду вуглецю може здійснюватися із використанням морських суден, однак індустрія морського транспортування є обмеженою та вимірюється кількома невеликими суднами. Переважна більшість із цих суден належать норвезькому підприємству Yara.

Перше морське судно «Yaragas III» призначено для транспортування діоксиду вуглецю для хімічної промисловості споруджено в 1975 році з вантажопідйомністю 2645 тонн. Протягом 1977 року на гамбурзькій верфі JJ Sietas Schiffswerft споруджено ще два морські судна під назвами «Yaragas I» та «Yaragas II» з вантажопідйомністю 2060 та 1964 тонн відповідно. У 2005 році нідерландською компанією Bodewes Shipyard та польською компанією Marine Projects введено в експлуатацію ще два судна під назвами «Yara Embla» та «Yara Froya». Вантажопідйомність цих суден становила по 3480 тонн.

Однак на сьогоднішній день в світі існує тільки один газозов, споруджений у 1999 році виключно для транспортування техногенного діоксиду вуглецю з об'єктів уловлювання до місця його захоронення. Дане судно належить компанії Anthony Veder та має назву «Coral Carbonic» [23].

Транспортування діоксиду вуглецю морськими суднами може бути більш вигідним варі-



Рисунок 3 – Транспортвальні цистерни компанія ASCO для перевезення діоксиду вуглецю

антом за необхідності перевезення значних його об'ємів. Транспортування у великих комерційних обсягах може бути реалізовано з використанням морських танкерів, однак в даний час, з огляду на обмежений попит діоксиду вуглецю, подібні перевезення здійснюється в невеликому обсязі. Тому за потреби масштаби використання даної технології транспортування діоксиду вуглецю можуть бути збільшені до розміру великих перевізників [1].

В майбутньому використання морських суден для транспортування техногенного діоксиду вуглецю може стати привабливою перспективою для модернізації великих енергоємних підприємств шляхом обладнання їх технологіями уловлювання діоксиду вуглецю. Особливо ефективним такий вид транспортування може бути у випадку розташування джерела діоксиду вуглецю поблизу морських берегів та значної віддаленості об'єкта, в який планується здійснювати процес його нагнітання.

Морські судна, які використовуються для транспортування зрідженого природного газу, можуть бути використані і для перевезення діоксиду вуглецю. Однак, морський транспорт не може забезпечити безперервної та плавної логістики, оскільки в порту також потрібно мати додаткове обладнання та спецтехніку для вивантаження, зберігання та подальшого транспортування діоксиду до пункту призначення.

На основі порівняльного аналізу техніко-економічних показників встановлено високу економічну ефективність транспортування діоксиду вуглецю з використанням морського судна за наявності варіанту транспортування морем на відстані, що перевищують 1000 км, та в об'ємах на рівні кількох мільйонів тон діоксиду вуглецю на рік.

При транспортуванні діоксиду вуглецю до об'єкту здійснюється процес його нагнітання під тиском. Тиск нагнітання повинен бути значно більший за тиск у покладі для того, щоб витиснути з порового простору флюїд, що насичує породу-колектор. Кількість свердловин, необхідних для нагнітання, залежить виключно від запроєктованої системи розробки продуктивних покладів, яка є індивідуальною для кожного нафтогазового об'єкту та враховує індивідуальні особливості геологічної будови.

Зважаючи на те, що діоксид вуглецю чинить негативний вплив на атмосферу та всі живі організми, вкрай важливим завданням при реалізації стратегії декарбонізації енергетичного сектору є забезпечення утримання діоксиду вуглецю в надрах землі протягом тисяч мільйонів років та недопущення його витоку на поверхню [1].

У випадку реалізації технології нагнітання діоксиду вуглецю у виснажені нафтогазові поклади з метою підвищення їх вуглеводневилучення необхідно здійснювати постійний моніторинг та контроль за просуванням фронту діоксиду вуглецю і станом навколишнього середовища в зоні проведення робіт.

Причинами витоку діоксиду вуглецю на поверхню може бути як діяльність людини, так і природні фактори. Потенційними шляхами прориву діоксиду вуглецю на поверхню є свердловини, оскільки, саме вони забезпечують прямий зв'язок між поверхнею та місцем захоплення.

Причини витоку техногенного діоксиду вуглецю на поверхню з нафтогазових свердловин наведено на рисунку 4.

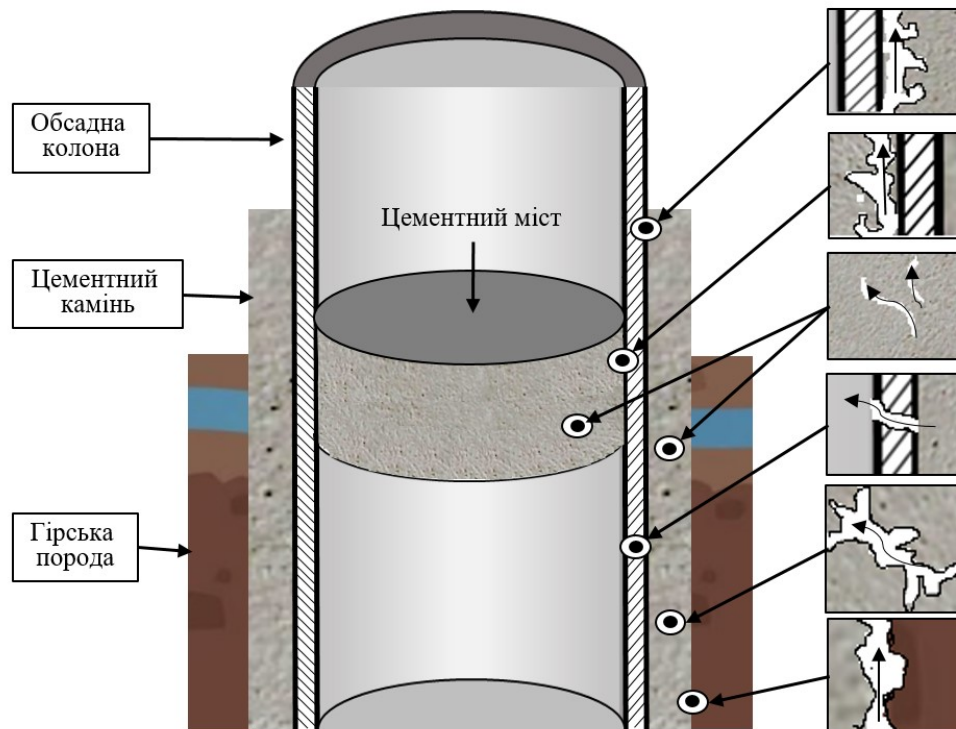


Рисунок 4 – Причини витоку техногенного діоксиду вуглецю на поверхню з нафтогазових свердловин

До основних причин витоку діоксиду вуглецю на поверхню відносять [24-25]:

- ✓ негерметичність цементних мостів на вибої свердловин;
- ✓ дефекти обсадних та експлуатаційних колон, які обумовлені її корозією;
- ✓ негерметичність обсадних та експлуатаційних колон;
- ✓ неякісне і неповне цементування обсадних та експлуатаційних колон.

Для реалізації такого роду проектів необхідно облаштувати всі свердловини на родовищі спеціальним обладнанням, яке дозволить проводити моніторинг, а також контролювати рівень концентрації техногенного діоксиду вуглецю. Ефективними в цьому випадку буде використання високочутливих геохімічних та геофізичних методів контролю.

Що стосується природних шляхів витоку техногенного діоксиду вуглецю, то потенційними шляхами можуть бути тектонічні порушення, розломи, які не є екранами. Прорив діоксиду вуглецю також може відбутися через систему тріщин у порово-тріщинуватому колекторі.

Родовища вуглеводнів зазвичай є неоднорідними та характеризуються мінливістю фільтраційно-ємнісних властивостей як за товщиною, так і за площею, що значно ускладнює проведення ефективного контролю за міграці-

єю неуглеводневого газу. В рамках реалізації такого роду проектів рекомендується проведення повторної сейсмічної розвідки для відстеження підземної міграції діоксиду вуглецю. Корисними можуть також бути такі методи, як гравітаційні і електричні вимірювання. Для безпосереднього виявлення витоку діоксиду вуглецю необхідно регулярно проводити відбір проб ґрунтових вод та ґрунту.

Для виявлення неконтрольованих викидів діоксиду вуглецю можуть застосовуватися методи, які використовуються на рівні поверхні. В рамках всіх існуючих проектів промислового значення і експериментальних проектів, необхідно розробляти програми по випробуванню цих та інших методів моніторингу. З огляду на довгостроковий характер зберігання діоксиду вуглецю, може знадобитися проведення моніторингу місця зберігання протягом тривалого часу.

Висновки

Впровадження новітніх технологій уловлювання діоксиду вуглецю на великих енергоємних підприємствах України здійснюється дуже низькими темпами, що, в основному, зумовлено високими інвестиційними витратами на реалізацію такого роду проектів, переважна більшість яких припадає саме на утилізацію діоксиду вуглецю. Транспортування техноген-

ного діоксиду вуглецю до місця захоронення потребує значних витрат, що зумовлює пошук потенційних місць утилізації діоксиду вуглецю поблизу джерела викидів.

Перспективним напрямом утилізації значних об'ємів діоксиду вуглецю є його використання в нафтогазовій промисловості для підвищення вуглеводневилучення виснажених родовищ. Зважаючи на те, що на більшості цих родовищ вже впроваджувались методи підвищення вуглеводневилучення, існуючу інфраструктуру можна використати для транспортування діоксиду вуглецю. Використання існуючої мережі трубопроводів дозволить знизити вартість інвестиційних проєктів із модернізації енергетичних систем та отримати при цьому додатковий економічний ефект за рахунок додаткового видобутку вуглеводнів.

Практична реалізація розроблених технологій уловлювання, транспортування та утилізації техногенного діоксиду в нафтогазових родовищах дозволить підвищити кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення в умовах значного дефіциту вуглеводневої продукції в Україні та зменшити навантаження на навколишнє середовище.

Література

1. Кіт Уїрпскі. Уловлювання та зберігання вуглецю: Українські перспективи для промисловості та забезпечення енергетичної безпеки [Текст]: Міжнародне екологічне об'єднання «Біллона», Осло, Норвегія, 2013. С. 48.
2. Кузовкин В.В. Моделирование процессов выбросов CO₂ и захоронения углерода при неэнергетическом использовании топлива. *Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе*. 2001 №1. С. 34-38.
3. Кудря С.А. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні. *Вісн. НАН України*. 2015. № 12. С. 19-26.
4. Хан С.А. Анализ мировых проектов по захоронению углекислого газа. *Георесурсы*. 2010. №4(36). С. 55-62.
5. Гафуров А.М., Осипов Б.М., Гатина Р.З., Гафуров Н.М. Возможные пути снижения выбросов углекислого газа. *Проблемы энергетики*. 2017. том 19, № 9-10. С. 21-31
6. Електронний ресурс. <https://www.nutrien.com/what-we-do/stories/exciting-project-reduces-emissions-redwater>
7. Електронний ресурс. <https://www.saskpower.com/Our-Power-Future/Infrastructure-Projects/Carbon-Capture-and-Storage/Boundary-Dam-Carbon-Capture-Project>
8. Електронний ресурс. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/439734/Energy_Efficiency.pdf
9. Електронний ресурс. <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/peterhead.html>
10. Malik Q.M., Islam M.R. CO₂ Injection in the Wey-burn Field of Canada: Optimization of Enhanced Oil Recovery and Greenhouse Gas Storage With Horizontal Wells. SPE Paper 59327, presented at the 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 3-5 April 2000. P.25-33. <https://doi.org/10.2118/00-09-01>
11. Pyo K., Damian-Diaz N., Powell M., Van Nieuwkerk J. CO₂ Flooding in Joffre Viking Pool. Canadian International Petroleum Conference, 10-12 June, Calgary, Alberta, 2003. P. 1-30. <https://doi.org/10.2118/2003-109>
12. Doleschall S., Szittar A., Udvardi G. Review of the 30 Years' Experience of the CO₂ Imported Oil Recovery Projects in Hungary. International Meeting on Petroleum Engineering, 24-27 March 1992. Beijing, China. <https://doi.org/10.2118/22362-MS>
13. Seiersten M. Kongshaug KO. Materials selection for capture, compression, transport and injection of CO₂. In: Thomas DC, Benson SM. Editors. Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations, Elsevier Ltd; 2005; P. 937-953.
14. Електронний ресурс. <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/alberta-carbon-trunk-line-alberta/>
15. Кондрат Р. М., Серединський Д. Ю., Кондрат О. Р. Дослідження застосування вуглекислого газу для вилучення залишкової нафти з обводнених нафтових покладів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. № 2(35). С. 26-30.
16. Influence of hydrate formation and wall shearstress on the corrosion rate of industrial pipeline materials / L. Poberezhny, A. Hrytsanchuk, G.Hrytsuliak, L. Poberezhna, M. Kosmii. *Koroze a Ochrana Materialu*. 2018. Vol. 62(4). P. 121-128.
17. Hydrate formation and its influence on natural gas pipeline internal corrosion / E.O. Obanijesu, V. Pareek, R. Gubner, M.O. Tade. *Nafta*. 2011. Vol. 62(5-6). P.164-173.
18. Impact of gas hydrates and long term operation on fatigue characteristics of pipeline steels / L. Poberezhny, P. Maruschak, A. Hrytsanchuk, L. Poberezhna, O. Prentkovskis, A. Stanetsky.

Paper presented at the *Procedia Engineering*. 2017. Vol. 187. P. 356-362.

19. Standard N. A. C. E. (2005). Preparation and Installation of Corrosion Coupons and Interpretation of Test Data in Oil field Operations. NACE RP0775-2005, Houston, TX, NACE International Publication, Item, (21017).

20. Det Norske Veritas (2010). Recommended Practice Dnv-Rp-J202. Design And Operation Of CO₂ Pipelines.

21. Електронний ресурс. <https://eurotank.fi/перевозка-газа/перевозка-co2/?lang=ru>

22. Електронний ресурс. <https://www.directindustry.com.ru/prod/asco-carbon-dioxide/product-38377-1636862.html>

23. Електронний ресурс. https://uk.wikipedia.org/wiki/Судна_для_перевезення_діоксиду_вуглецю

24. Молчанов А.Г. Подземный ремонт скважин. Москва: Недра, 1986. 208 с.

25. Серенко И.А., Сидоров Н.А., Кошелёв А.Т. Повторное цементирование при строительстве и эксплуатации скважин. Москва: Недра, 1988. 263 с.

References

1. Kit Uiriski. Ulovliuvannia ta zberihannia vuhletsiiu: Ukrainski perspektivy dlia promyslovosti ta zabezpechennia enerhetychnoi bezpeky: Mizhnarodne ekolohichne obiednannia «Billona», Oslo, Norvehiia, 2013. P. 48. [in Ukrainian]

2. Kuzovkin V.V. Modelirovanie protsessov vyibrosov SO₂ i zahoronennya ughleroda pri neenergeticheskom ispolzovanii topliva. *Zaschita okruzhayushey sredy v neftegazovom komplekse*. 2001 No 1. P. 34-38. [in Russian]

3. Kudrya S.A. Stan ta perspektivi rozvitku vIdnovlyuvanoYi energetiki v UkraYinI. *VIsn. NAN UkraYini*. 2015. No 12. P. 19-26. [in Russian]

4. 10. Han S.A. Analiz mirovih proektov po zahoronennyu vuglekislogo gaza. *Georesursyi*. 2010. No 4(36). P. 55-62. [in Russian]

5. Gafurov A.M., Osipov B.M., Gatina R.Z., Gafurov N.M. Vozmozhnyie puti snizheniya vyibrosov vuglekislogo gaza. *Problemy energetiki*. 2017. Vol 19, No 9-10. P. 21-31. [in Russian]

6. Elektronnyi resurs. <https://www.nutrien.com/what-we-do/stories/exciting-project-reduces-emissions-redwater>

7. Elektronnyi resurs. <https://www.saskpower.com/Our-Power-Future/Infrastructure-Projects/Carbon-Capture-and-Storage/Boundary-Dam-Carbon-Capture-Project>

8. Elektronnyi resurs. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/439734/Energy_Efficiency.pdf

9. Elektronnyi resurs. <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/peterhead.html>

10. Malik Q.M., Islam M.R. CO₂ Injection in the Wey-burn Field of Canada: Optimization of Enhanced Oil Recovery and Greenhouse Gas Storage With Horizontal Wells. SPE Paper 59327, presented at the 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 3-5 April 2000. P.25-33. <https://doi.org/10.2118/00-09-01>

11. Pyo K., Damian-Diaz N., Powell M., Van Nieuwkerk J. CO₂ Flooding in Joffre Viking Pool. Canadian International Petroleum Conference, 10-12 June, Calgary, Alberta, 2003. P. 1-30. <https://doi.org/10.2118/2003-109>

12. Doleschall S., Szittar A., Udvardi G. Review of the 30 Years' Experience of the CO₂ Imported Oil Recovery Projects in Hungary. International Meeting on Petroleum Engineering, 24-27 March 1992. Beijing, China. <https://doi.org/10.2118/22362-MS>

13. Seiersten M. Kongshaug KO. Materials selection for capture, compression, transport and injection of CO₂. In: Thomas DC, Benson SM. Editors. Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations, Elsevier Ltd; 2005; P. 937-953.

14. Elektronnyi resurs. <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/alberta-carbon-trunk-line-alberta/>

15. Kondrat R. M., Seredynskyi D. Yu., Kondrat O. R. Doslidzhennia zastosuvannia vuhlekysloho hazu dlia vyluchennia zalyshkovoї nafty z obvodnenykh naftovykh pokladiv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2010. No 2(35). P. 26-30. [in Ukrainian]

16. Influence of hydrate formation and wall shear stress on the corrosion rate of industrial pipeline materials / L. Poberezhny, A. Hrytsanchuk, G. Hrytsuliak, L. Poberezhna, M. Kosmii. *Koroze a Ochrana Materialu*. 2018. Vol. 62(4). P. 121-128.

17. Hydrate formation and its influence on natural gas pipeline internal corrosion / E.O. Obanijesu, V. Pareek, R. Gubner, M.O. Tade. *Nafta*. 2011. Vol. 62(5-6). P.164-173.

18. Impact of gas hydrates and long term operation on fatigue characteristics of pipeline steels / L. Poberezhny, P. Maruschak, A. Hrytsanchuk, L. Poberezhna, O. Prentkovskis, A. Stanetsky.

Paper presented at the *Procedia Engineering*. 2017. Vol. 187. P. 356-362.

19. Standard N. A. C. E. (2005). Preparation and Installation of Corrosion Coupons and Interpretation of Test Data in Oil field Operations. NACE RP0775-2005, Houston, TX, NACE International Publication, Item, (21017).

20. Det Norske Veritas (2010). Recommended Practice Dnv-Rp-J202. Design And Operation Of CO₂ Pipelines.

21. Elektronniy resurs. <https://eurotank.fi/perevozka-gaza/perevozka-co2/?lang=ru>

22. Elektronniy resurs. <https://www.directindustry.com.ru/prod/asco-carbon-dioxide/product-38377-1636862.html>

23. Elektronniy resurs. https://uk.wikipedia.org/wiki/Sudna_dlya_perevezennya_dIoksidu_vugletsyu

24. Molchanov A.G. Podzemnyiy remont skvazhin. Moskva: Nedra, 1986. 208 p. [in Russian]

25. Serenko I.A., Sidorov N.A., Koshelev A.T. Povtornoie tsementirovanie pri stroitelstve i ekspluatatsii skvazhin. Moskva: Nedra, 1988. 263 p. [in Russian]

ПРОГНОЗУВАННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

І. О. Федак, Я. М. Коваль, Я. А. Войтович*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: geophys@nimg.edu.ua*

Існує багато петрофізичних моделей, які описують взаємозв'язок проникності пласта-колектора з різноманітними параметрами структури порового простору і насичення гірської породи. Наявність великої кількості таких моделей пов'язана з неоднорідністю мінерального складу порід, форми і розміру зерен, які складають мінеральний скелет, а отже, і структури порового простору – одного із основних чинників, що впливають на величину коефіцієнта проникності. Суттєвий вплив має також характер насичення порового простору, характеристики і фізичний стан компонентів пластового флюїду. Сукупність згаданих вище чинників, що впливають на величину проникності пластів-колекторів, є причиною складності петрофізичних моделей, а їх мінливість дає змогу створити тільки узагальнені моделі, які необхідно адаптувати для кожного окремого пласта з метою досягнення необхідного рівня достовірності. Такий підхід вимагає великої кількості фактичного матеріалу, лабораторних досліджень і високої кваліфікації працівників. У даній роботі автори пропонують ефективний спосіб вирішення проблеми - визначення коефіцієнтів проникності пластів-колекторів за результатами геофізичних досліджень свердловин. Маючи значення коефіцієнта проникності пласта-колектора, визначене у свердловині одним з прямих методів, у решті свердловин автори пропонують визначати не абсолютне значення коефіцієнта проникності, а його відносну зміну. Така зміна згідно моделі Schlumberger тісно пов'язана зі зміною коефіцієнта залишкової води та пористості, які можна визначити за даними геофізичних досліджень свердловин.

Ключові слова: проникність; петрофізична модель; зв'язана вода; структура порового простору; пласт-колектор; ядерно-магнітний каротаж; геофізичні дослідження свердловин.

Существует много петрофизических моделей, описывающих взаимосвязь проницаемости пласта-коллектора с разными параметрами структуры порового пространства и насыщения горной породы. Наличие большого количества таких моделей связано с неоднородностью минерального состава пород, формы и размера зерен, составляющих минеральный скелет, и, соответственно, структуры порового пространства – одного из основных факторов, влияющих на величину коэффициента проницаемости. Существенное влияние имеет характер насыщения порового пространства, характеристики и состояние компонентов пластового флюида. Совокупность упомянутых выше факторов, влияющих на величину проницаемости пластов-коллекторов, является причиной сложности петрофизических моделей, а их изменчивость позволяет создать только обобщенные модели, которые необходимо адаптировать для каждого отдельного пласта с целью достижения необходимого уровня достоверности. Такой подход требует большого количества фактического материала, лабораторных исследований и высокой квалификации рабочих. Авторами предлагается эффективный способ решения проблемы определения коэффициентов проницаемости пластов-коллекторов по результатам геофизических исследований скважин. Имея значение коэффициента проницаемости пласта-коллектора, определенное в скважине одним из прямых методов, в остальных скважинах авторы предлагают определять не абсолютное значение коэффициента проницаемости, а его относительное изменение. Такое изменение согласно модели Schlumberger, тесно связано с изменением коэффициента остаточной воды и пористости, которые можно определить по данным геофизических исследований скважин.

Ключевые слова: проницаемость; петрофизическая модель; связанная вода; структура порового пространства; пласт-коллектор; ядерно-магнитный каротаж; геофизические исследования скважин.

Many petrophysical models describe the relationship of reservoir permeability with various parameters of the pore space structure and rock saturation. The presence of a large number of such models is due to the heterogeneity of the mineral composition of rocks, the shape, and size of grains that make up the mineral skeleton, and, accordingly, the structure of the pore space - one of the main factors influencing the permeability. The nature of the saturation of the pore space and the characteristics and physical state of the components of the formation fluid also has a significant effect. The combination of the above-mentioned factors influencing the value of reservoir permeability is the reason for the complexity of petrophysical models, and their variability allows for the creation of only

generalized models that need to be adapted for each layer to achieve the required level of reliability. This approach involves a lot of factual material, laboratory research, and highly qualified staff. In this paper, the authors propose an effective way to solve the problem of determining the permeability coefficients of reservoirs based on the results of well logging. Having the value of the reservoir permeability coefficient determined in the well by one of the direct methods, in other wells, the authors propose to determine not the absolute value of the permeability coefficient but its relative change. According to the Schlumberger model, such a change is closely related to the change in the residual water coefficient and porosity, which can be determined from the well logging data.

Key words: permeability, petrophysical model, bound water, pore space structure, reservoir, nuclear magnetic logging, well logging.

Постановка проблеми

Серед джерел енергії, які сьогодні використовують у світі, одними з основних є нафта і газ. Їх використовують у багатьох галузях переробної промисловості. Тому собівартість отриманої продукції суттєво залежить від собівартості вуглеводнів. У свою чергу, собівартість нафти і газу залежить як від складності геологічної будови покладу, так і від ефективності його розробки. Для створення проекту розробки родовища необхідно великий об'єм інформації з даними петрофізичних параметрів пластів-колекторів, левову частку яких отримують у результаті геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

Коефіцієнт проникності є однією із ключових характеристик пласта-колектора та важливим параметром для проектних розрахунків розробки продуктивних горизонтів нафтогазових родовищ. Водночас даний показник легко визначається тільки високовартісними лабораторними і промисловими методами. Простіший спосіб визначення коефіцієнтів проникності гірських порід, який базується на використанні результатів ГДС, пов'язаний з труднощами математичного моделювання, обумовленими неоднорідністю мінерального скелету порід та мінливістю параметрів структури порового простору. Тому поставлена у роботі проблема і сьогодні залишається *актуальною*.

Для подолання проблеми необхідно вирішити ряд завдань. Зокрема, аналіз робіт вчених, які займалися вирішенням цієї проблеми, дасть змогу виявити чинники, що знижують ефективність запропонованих рішень на багатьох родовищах, і запропонувати власний нестандартний підхід. Також необхідно проаналізувати взаємозв'язки геофізичних параметрів гірських порід з коефіцієнтом проникності. Дослідити ефективність запропонованого підходу для визначення проникності пластів-колекторів різного типу.

Аналіз досліджень і публікацій

Над методологічним обґрунтуванням та створенням методик з оцінки проникності пластів-колекторів нафтогазових родовищ працю-

вало багато вчених. Найпростіше рівняння, яке дає змогу розрахувати коефіцієнт проникності, впливає з лінійного закону фільтрації Дарсі [1]:

$$K_{np} = \frac{Q\mu\Delta L}{\Delta P_{nl}F}, \quad (1)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;
 Q – об'ємна витрата рідини;
 μ – динамічна в'язкість рідини;
 ΔL – довжина середовища фільтрації;
 ΔP_{nl} – перепад тиску;
 F – площа фільтрації.

Дане рівняння значною мірою враховує промислові характеристики пласта-колектора, але не враховує особливості геологічної будови гірської породи. Тому використання цього рівняння для визначення коефіцієнта проникності у більшості випадків є малоефективним.

Перспективним напрямком вивчення фільтраційних характеристик проникних гірських порід є дослідження структури їх порового простору. Окрім геометрії пор, істотний вплив на проникність пластів-колекторів мають властивості мінерального скелету матриці гірської породи, пористість, взаємодія флюїдів з поверхнею капілярів та їх питома поверхня. Але названі параметри можна врахувати безпосередньо за допомогою лабораторних досліджень, чого не скажеш про геометрію пор. Структура порового простору настільки складна, що її математичне вираження є дуже проблематичним. Тому роботи, які проводились у цьому напрямку, зводились до апроксимування реальних середовищ ідеалізованими моделями.

С. Сліхтер розглядав гранулярну модель [2], яка складалась із геометрично правильно упакованих однакових частинок у формі кулі і пор у вигляді ромбоєдра. В результаті математичного моделювання була отримана формула:

$$K_{np} = \frac{6.28 \times 10^{-3} \times K_n^{1.38} \times d^2}{1 - K_n}, \quad (2)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;
 K_n – коефіцієнт пористості,
 d – діаметр сферичної частинки.

К. Терцагі [3] ускладнив модель С. Сліхтера, запропонувавши розглядати випадок хаотичного розташування сферичних частинок. За даних умов математична модель набула такої форми:

$$K_{np} = \varepsilon \frac{K_n^2 \times d^2}{(1 - K_n)^{2/3}}, \quad (3)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;
 K_n – коефіцієнт пористості,
 d – діаметр сферичної частинки;
 ε – експериментальний коефіцієнт.

Тут необхідно зауважити, що як не намагались дослідники деталізувати та уніфікувати модель проникності, все одно у формулі з'являлись емпіричні коефіцієнти. І тільки вони давали змогу досягнути необхідної точності, адаптуючи модель до конкретного середовища.

У свою чергу, І. Козені [4] запропонував нові принципи структурного моделювання порового простору пористих середовищ і на основі них створив власну модель проникності:

$$K_{np} = \frac{K_n^2 \times d^2}{120 \times (1 - K_n)^2}, \quad (4)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;
 K_n – коефіцієнт пористості,
 d – діаметр сферичної частинки.

Але необхідно зауважити, що під час виведення даної формули І. Козені припустив, що довжина каналу моделі у два рази перевищує довжину шляху фільтрації рідини, хоча реальне значення, ймовірно, дещо відрізняється від значення 2.

Недоліком усіх згаданих моделей є те, що вони працюють в умовах добре відсортованих частинок однорідних пластів із гранулярним типом пористості, які зустрічається рідко, і можуть бути застосовані тільки для неконсолідованих середовищ.

Подальші дослідження розвивались у напрямку дослідження структурних моделей капілярного типу, які краще описують реальні гірські породи. Наслідком таких робіт стала модель Козені-Кармана [5]:

$$K_{np} = \frac{K_{nd}^3}{f T_e^2 S_{\phi v}^2}, \quad (5)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;
 K_{nd} – коефіцієнт динамічної пористості;
 f – стала Козені;
 T_e – гідравлічна звивистість;
 $S_{\phi v}$ – питома поверхня фільтрації.

Аналізуючи дану модель, ми знову стикаємось з проблемою браку кернавого матеріалу та, відповідно, результатів лабораторних дослі-

джень, за допомогою яких можна оцінити структурні характеристики порового простору пласта-колектора.

Сьогодні прийнято такі параметри, як гідравлічна звивистість гірської породи, питома поверхня каналу фільтрації тощо, апроксимувати геофізичними характеристиками, отриманими за даними геофізичних досліджень свердловин. В цьому напрямку працювали Старостін В. А. [6], Карпенко О. М. [7], Вижва С. А., Безродна І. М. [8] та інші. Також суттєвий внесок у вирішення даної проблеми зробили науковці компанії Schlumberger. Зокрема дані ядерно-магнітного каротажу дають змогу використовувати модель вільного флюїду (модель Коатса) [9]:

$$K_{np} = \left[\left(\frac{K_{n.e\phi}}{C} \right)^2 \times \left(\frac{FFI}{BVI} \right) \right]^2, \quad (6)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;
 $K_{n.e\phi}$ – коефіцієнт ефективної пористості;
 C – емпіричний коефіцієнт;
 FFI – частка вільного флюїду та BVI – доля сумарно зв'язаної води – параметри, які визначаються за даними ЯМК.

Також існує інша конкуруюча SDR-модель (модель середнього геометричного значення спектру релаксації за часом) [9]:

$$K_{np} = AT_{2геом}^2 K_{n.e\phi}, \quad (7)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;
 A – емпіричний коефіцієнт, який залежить від типу колектора;
 $T_{2геом}$ – середній час релаксації, який розраховується як геометричне середнє спектру сигналу;

$K_{n.e\phi}$ – коефіцієнт ефективної пористості.

Як бачимо, наявність емпіричних коефіцієнтів вказує на необхідність адаптації цих моделей до умов конкретного середовища. Дана особливість, звичайно, не є проблемою за наявності вибірки кернавого матеріалу, який дає змогу провести налаштування моделей. Також необхідно зауважити, що, на жаль, сучасна апаратура ядерно-магнітного каротажу не використовується вітчизняними геофізичними підприємствами, хоча є однією з найефективніших для вирішення багатьох завдань при дослідженні нафтогазових свердловин.

Отже, проведений аналіз основних моделей і підходів до визначення коефіцієнтів проникності гірських порід, показав, що на сьогодні уніфікованої моделі немає, і, за великим рахунком, не може бути, оскільки гірські породи, які складають продуктивні горизонти на

нафтогазових родовищах, завжди мають індивідуальні особливості геологічної будови, що пов'язано з унікальністю умов їх нагромадження. Ефективна модель може поєднати у собі взаємозв'язки ряду петрофізичних, геофізичних та промислових параметрів, які безпосередньо впливають на характер проникності або опосередковано пов'язані з цим процесом. Але врахування вище згаданих параметрів при визначенні коефіцієнтів проникності завжди буде потребувати великої кількості фактичного матеріалу: керну, лабораторних досліджень, результатів випробувань продуктивних інтервалів, пробної або промислової експлуатації продуктивних пластів-колекторів тощо. На практиці моделювання відбувається шляхом адаптації існуючих узагальнюючих моделей до певних відкладів, що призводить до появи похибок при визначенні коефіцієнтів проникності конкретних пластів-колекторів, часто досить суттєвих. У роботі пропонується новий підхід, який дає змогу спростити процес розрахунку коефіцієнтів проникності пластів-колекторів.

Вхідні дані та методи дослідження

В основу роботи покладено дослідження пластів-колекторів Розпашнівського газоконденсатного родовища, яке розташоване у південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини і представляє собою складнопобудовану складку північно-західного простягання. Продуктивні пласти-колектори залягають у відкладах нижньопермських і верхньокам'яновугільних горизонтів і є газоносними. Це, як правило, пісковики, рідше – вапняки. За своєю петрографічною характеристикою пісковики поділяються на: гравелістисті, дрібнозернисті, середньозернисті та крупнозернисті різного ступеня зцементованості та щільності. За мінеральним складом пісковики мономіктові і поліміктові; зустрічаються вапняковисті. В поліміктових різновидах є польові шпати, уламки кварцитів, кремнів, діабазів, ортоклазу, олігоклазу. Зустрічаються також уламки апатиту, біотиту, мусковіту та одиничні зерна акцесорних мінералів – гранату і циркону. Цемент мінерального скелету за своїм складом полімінеральний. Глиниста складова цементу представлена, як правило, каолінітом, рідше гідролітою. Розподіл цементу нерівномірний. У відкладах верхнього карбону зустрічаються пори трикутної, щілиноподібної та звивистої форми. Дані пласти-колектори відносять до гранулярно-порового типу. Продуктивні горизонти характеризуються макро- і мікронеоднорідністю, що пов'язано з мінливістю умов нагромадження

осадів. Макронеоднорідність виражається у зміні фільтраційно-ємнісних характеристик пластів-колекторів як вздовж їхнього розрізу, так і за їх простяганням. Мікронеоднорідність відбивається у мінливості пористого середовища за рахунок текстурних і структурних особливостей, що впливає на їх колекторські властивості, а, відповідно, і на петрофізичні зв'язки між окремими параметрами. Гравеліти і гравелітові пісковики характеризуються гіршими ємнісними характеристиками, але в багатьох випадках зберігають добрі колекторські властивості. Колекторські характеристики продуктивних горизонтів за даними лабораторних досліджень характеризуються відкритою пористістю у діапазоні від 6 % до 24 %, і газопроникністю у діапазоні від 1 мД до 2400 мД. Води верхньокам'яновугільних відкладів за своїм хімічним складом хлоридно-натрієво-кальцієві, високомінералізовані – до 223 г/л (верхньопермські – до 256 г/л).

Найефективнішим методом визначення пористості пластів-колекторів, звичайно, є прямі дослідження керна матеріалу, відібраного у свердловинах. Але геологічний розріз Розпашнівського газоконденсатного родовища не повністю висвітлений кернам матеріалом, що пов'язано з руйнуванням тих зразків, які володіють високою пористістю і, відповідно, гіршою механічною міцністю. У зв'язку з цим під час визначення коефіцієнтів пористості пластів-колекторів широко застосовувались результати геофізичних досліджень свердловин. Зокрема методів електричного, акустичного та радіоактивного каротажів.

Визначення коефіцієнтів пористості з використанням даних електричного каротажу проводилось за величиною питомого електричного опору промитої зони ρ_{mn} і, в окремих випадках, за даними про величину питомого електричного опору зони проникнення ρ_{zn} . При розрахунках використовувались петрофізичні залежності $P_n = f(K_n)$, отримані у лабораторії в умовах, наближених до свердловинних. Значення питомого електричного опору промитої зони ρ_{mn} визначалось за даними БМК за методикою, розробленою у ВНДИГеофізика [10].

За даними акустичного каротажу коефіцієнти пористості K_n визначались з використанням рівняння середнього часу. Час пробігу пружної хвилі у гірській породі визначали на зразках керну в лабораторних умовах у камері високого тиску. Час пробігу пружної хвилі у рідині визначали за відповідною палеткою з урахуванням мінералізації, температури і тиску [10]. Отримані розрахункові значення K_n виявились

дещо завищеними (у порівнянні зі значеннями, отриманими за керном) у інтервалах з добрим виносом керну, що пов'язано з структурою пласта та глинистістю, яку враховували за даними гамма-каротажу.

За даними нейтронного гамма-методу коефіцієнти пористості визначались за емпіричною залежністю інтенсивності вторинного гамма-поля від водневмісту середовища $I_{ng}=f(W)$ [11]. Істинні значення коефіцієнтів пористості розраховувались з врахуванням частки зв'язаної води за формулою:

$$K_n = W - W_{зв} \times K_{зл}, \quad (8)$$

де W – загальний водневміст пласта;

$W_{зв}$ – водневміст зв'язаної води;

$K_{зл}$ – коефіцієнт об'ємної глинистості.

Об'ємну глинистість визначали через значення подвійного різницевого параметру за емпіричною залежністю $K_{зл}=f(\Delta I_\gamma)$ [11].

Проникність пластів-колекторів вивчалась у лабораторних умовах на зразках керну та моделюванням зв'язаної води за допомогою методики центрифугування, а також на основі статистичного аналізу петрофізичних залежностей залишкового водонасичення і фільтраційно-емнісних характеристик гірських порід. Зокрема, нижня межа проникності для газонасичених пластів-колекторів визначалась за залежностями між фазовою проникністю за газом і абсолютною проникністю $K_{np.фаз}=f(K_{np.абс})$ [11]. Для визначення граничних значень проникності також використовувались кореляційні зв'язки фазової проникності з відкритою і ефективною пористістю. Як співвідношення відкритої і ефективною пористостей використовувалась формула [11]:

$$K_{n.эф} = K_{n.від} \times (1 - K_{ез}), \quad (9)$$

де $K_{n.эф}$ – коефіцієнт ефективною пористості;

$K_{n.від}$ – коефіцієнт відкритою пористості;

$K_{ез}$ – коефіцієнт залишкового водонасичення.

Для визначення залишкового водонасичення чистих пісковиків, яке зумовлено структурою їх порового простору, застосована методика стохастичного прогнозу залежності кількості залишкової води від середнього радіуса пор $K_{ез}=f(r_{cp})$. Стохастична залежність будувалась за результатами досліджень залишкового водонасичення методом центрифугування взірців порід. Середній радіус пор визначався за формулою:

$$r_{cp} = \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}}, \quad (10)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;

K_n – коефіцієнт пористості.

Коефіцієнт залишкового водонасичення глинистої і пілітизованої частини нижньопермських і верхньокам'яновугільних пісковиків Розпашнівського газоконденсатного родовища враховували за формулами [12]:

$$K_{зл}^{зв} = \frac{K_{зл} \times K_n^{зл}}{K_n \times (1 - K_n^{зл})}, \quad (11)$$

$$K_{зл}^{пл} = \frac{K_{пл} \times K_n^{пл}}{K_n \times (1 - K_n^{пл})}, \quad (12)$$

де $K_{зл}$ – коефіцієнт глинистості;

$K_n^{зл}$ – коефіцієнт пористості глинистої фракції;

$K_{пл}$ – коефіцієнт поліміктовості, який характеризує ступінь пілітизації зерен скелету породи;

$K_n^{пл}$ – коефіцієнт пористості пілітизованої частини зерен скелету породи.

Результати досліджень

У своїй роботі автори запропонували ефективний спосіб вирішення проблеми визначення коефіцієнтів проникності пластів-колекторів за результатами геофізичних досліджень свердловин. Маючи значення коефіцієнта проникності пласта-колектора, визначене у сусідній свердловині одним з прямих методів, автори пропонують визначати коефіцієнт проникності того ж пласта-колектора у досліджуваній свердловині не в абсолютному вираженні, а в його відносній зміні. Для цього пропонують скористатися моделлю Schlumberger (6), яка зв'язує коефіцієнт проникності з кількістю залишкової води та пористістю породи, що визначаються за даними геофізичних досліджень свердловин. В результаті емпіричний коефіцієнт C скоротиться, і коефіцієнт зміни проникності буде визначатись наступним чином:

$$\alpha = \frac{K_{np1}}{K_{np2}} = \frac{K_{n1}^4 \times K_{зв2}^2}{K_{n2}^4 \times K_{зв1}^2}, \quad (13)$$

де α – коефіцієнт зміни проникності;

K_{np1} – відоме значення проникності;

K_{np2} – шукане значення проникності;

K_{n1} і K_{n2} – значення коефіцієнтів пористості досліджуваних пластів-колекторів;

$K_{зв1}$ і $K_{зв2}$ – значення коефіцієнта залишкової води досліджуваних пластів-колекторів.

Значення коефіцієнтів пористості, які потрібні для проведення розрахунків за згаданою вище формулою, визначають за широко вживаними методиками з використанням результатів акустичних, радіоактивних чи ядерно-магнітних методів дослідження свердловин

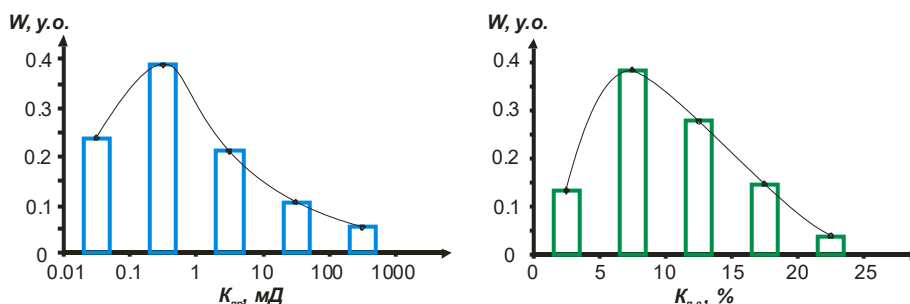


Рисунок 1 – Гістограми розподілу коефіцієнта проникності та коефіцієнта відкритої пористості нижньопермських і верхньокам'яновугільних горизонтів Розпашнівського газоконденсатного родовища

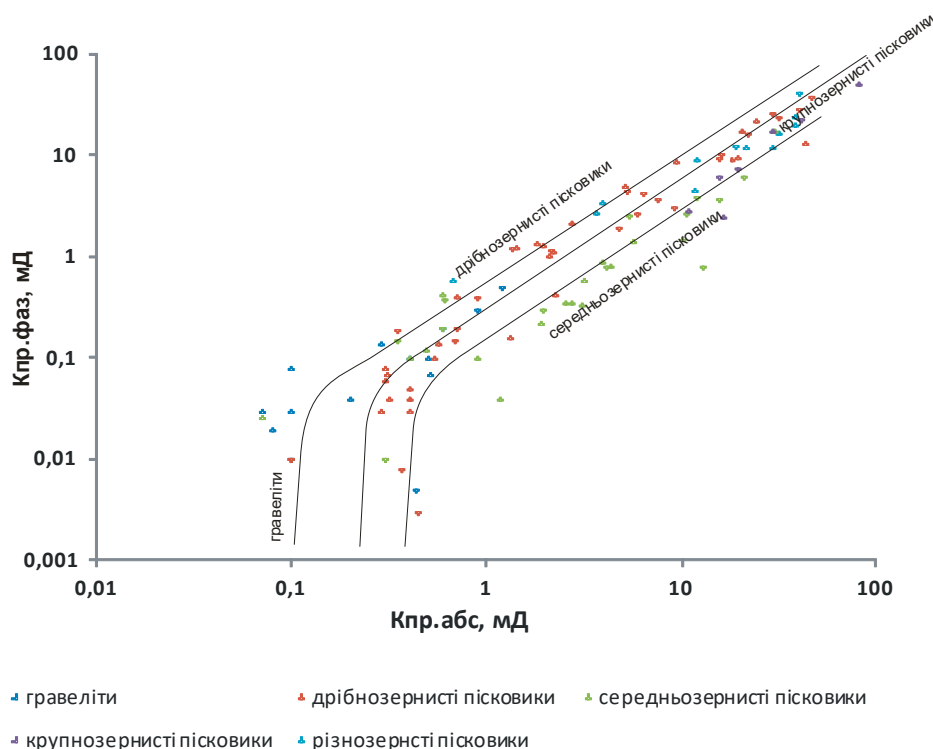


Рисунок 2 – Залежність між фазовою і абсолютною проникністю нижньопермських і верхньокам'яновугільних горизонтів Розпашнівського газоконденсатного родовища

[12]. Коефіцієнти зв'язаної води найефективніше визначати за результатами ядерно-магнітного каротажу та методикою, розробленою фірмою Schlumberger [9].

В даній роботі були використані результати лабораторних досліджень керна матеріалу та геофізичних досліджень свердловин [12], проведених Полтавською ЕГДС, об'єднанням Полтавнафтогазгеологія, Івано-Франківським інститутом нафти і газу та лабораторією колекторів УкрНДГРІ. Аналіз вибірки керна за параметрами проникності та пористості вказує на логнормальний їх розподіл (рис. 1), що дозволяє використовувати їх для дослідження зв'язків з іншими петрофізичними і геофізичними параметрами.

Як показали дослідження керна матеріалу, проникність пластів-колекторів нижньопермських і верхньокам'яновугільних горизонтів Розпашнівського газоконденсатного родовища значною мірою визначається вмістом так званих глухих пор. Аналіз досліджень дав підстави зробити висновок про часте завищення величини визначених значень залишкової води, що може бути пов'язано з особливістю структури порового простору поліміктових колекторів. Отримана залежність $K_{пр.фаз} = f(K_{пр.абс})$ є цьому підтвердженням (рис. 2). Із графіків залежності видно, що фазова проникність, знижуючись пропорційно зі зниженням абсолютної проникності при фазовій проникності, рівній 0,1 мД, різко змінює характер залежності. А

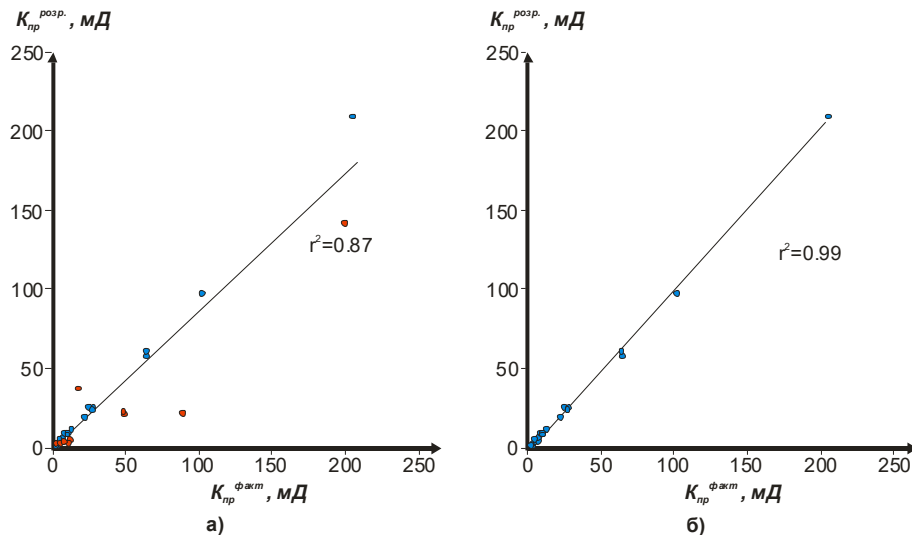


Рисунок 3 – Зіставлення фактичних і розрахункових значень проникності для різнотипових (а) та однотипових (б) за структурою порового простору нижньопермських і верхньокам'яновугільних горизонтів Розпашнівського газоконденсатного родовища

саме, при незмінних значеннях абсолютної проникності на цій ділянці фазова проникність прямує до нуля.

При аналізі залежності проникності від пористості досліджено, що часто одній величині пористості відповідає декілька значень проникності, оскільки у вибірці є породи з різним гранулометричним складом, а отже, різним вмістом і розподілом у породі глинистого матеріалу, який суттєво впливає на проникність.

Незважаючи на те, що на Розпашнівському газоконденсатному родовищі пласти-колектори представлені, в основному, пісковиками, викликають інтерес також гравелітові різновиди гірських порід. При своїй низькій пористості вони мають підвищену, у порівнянні з пісковиками, проникність. При випробуванні свердловин, які розкрили перешарування пісковиків і гравелітів, отримують великі дебіти газу. У зв'язку з цим для випадку застосування запропонованої у роботі методики обов'язковою є ідентифікація проникних інтервалів, яка здійснюється за комплексом методів ГДС [10].

За запропонованим у роботі підходом проведено серію розрахунків, який, з одного боку, підтвердив можливість визначення відносної зміни коефіцієнта проникності досліджуваного пласта-колектора по відношенню до так званого опорного за величинами пористості та кількістю зв'язаної води, а, з іншого боку, вказав на існуючі у цьому випадку обмеження. Зокрема, проводячи розрахунки коефіцієнтів проникності з використанням запропонованого підходу було виявлено, що позитивні результати отри-

мано у випадку, коли брались в обробку пласти-колектори з ідентичною структурою порового простору. Тобто, коли обидва пласти є пісковиками (припустимо, дрібнозернистими середньозцементованими, або крупнозернистими середньо зцементованими), то кореляція фактичного значення коефіцієнта проникності пласта (отриманого за даними лабораторних досліджень керну) та розрахованого значення (з використанням коефіцієнта зміни проникності), є високою $r^2=(95\div 99)\%$ (рис. 3 б) і похибка коливається в межах 1,5-5%. Якщо ж в розрахунок брались породи з різною структурою порового простору (припустимо, пісковик дрібнозернистий щільний та середньозернистий середньозцементований або різнозернистий середньозцементований та крупнозернистий середньо зцементований), то похибка визначення сягала 50-90%.

Висновки

Аналіз попередніх наукових досліджень із проблеми прогнозування фільтраційних властивостей нафтогазових пластів-колекторів вказав на існування широкого спектру літофаціальних чинників, які суттєво впливають на проникну здатність гірських порід, що на сьогоднішній день знайшло своє відображення у численних математичних моделях. Основним трендом для цих моделей, як виявилось, є їх адаптація до індивідуальних особливостей кожного окремого пласта, що виражається у підборі відповідних коефіцієнтів петрофізичного рівняння. Дана робота дає початок новому напрямку у вирішенні даної проблеми, пропону-

ючи визначати абсолютну величину проникності пласта-колектора за її відносною зміною по площі продуктивного покладу. Проведені розрахунки на фактичному матеріалі Розпашнівського газоконденсатного родовища з використанням моделі проникності, розробленої фірмою Schlumberger, підтвердили справедливості запропонованого у роботі підходу, який покликаний спростити роботу інженерів-інтерпретаторів під час оцінки фільтраційних характеристик продуктивних горизонтів. Виявлені обмеження даного підходу спонукають до продовження досліджень у даному напрямку.

Література

1. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика (физика горных пород): Учеб. для вузов. 2-е изд. перераб. и доп. под редакцией доктора физико-математических наук Д. А. Кожевникова. М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004, 368с. ил. ISBN 5-7246-0295-4.

2. Slichter C. S. Theoretical investigations of the motion of ground waters. 19th Am. Rep. U. S. Geol. Survey, 1899, v.2, P. 295-384.

3. Терцаги К. Строительная механика грунта на основе его физических свойств. М.-Л.: Госстройиздат, 1933. 392с.

4. Kozeny J. Uber capillare leitend des wassers im boden. Sitzung berichte akad. wiss. Wien Nat. Kl., 1927. 271p.

5. Ромм Е. С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л.: Недра, 1985. 240 с.

6. Старостін В. А., Нагорняк Р. І. Фільтраційна модель нафтогазових родовищ як критерій контролю виявлення пропущених продуктивних інтервалів. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 1(50). С.140–150.

7. Karpenko O., Myrontsov M., Karpenko I., Sobol V. Detection conditions of gas-saturated layers by the result of complex interpretation of nonelectrical well logging data. *Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment"*, Kyiv, 2020. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202056034>

8. Вижва С. А., Безродна І. М. Визначення структури пустотного простору складнобудованих порід за даними петроакустичних досліджень Семиреньківської площі. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка*. 2016. №3(74). С.11-17. ISSN 1728-3817

9. Coates, G., et al. A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance, paper QQ, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 14 p. Also published in 1997 in DiaLog (London Petrophysical Society). 1997. vol. 5, no. 6. P. 9–16. Later revised and published in *The Log Analyst*, v. 39, no. 1, p. 51–63.

10. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: Учеб. пособие для вузов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 327 с.: ил. ISBN 978-5-8365-0299-7.

11. Анализ результатов геофизических исследований скважин Распашновского газоконденсатного месторождения и использование этих данных для обоснования коллекторов и величин подсчетных параметров / [В. Н. Проскурняк, И. О. Муляр, К. Ф. Кривоносова и др.]: Сводное заключение. Полтава: Полтавская экспедиция по геофизическим исследованиям в скважинах, 1989, 293с.

12. Старостін В.А. Коваль Я.М. Індивідуальне моделювання електропровідності газонасичених порід-колекторів складної будови. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2008. №1(26). С. 30-37.

13. Старостін В. А., Федак І. О., Старостін А. В. Можливості ідентифікації колекторів Семиреньківського родовища за параметрами порового простору. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2004. № 4(13). С.48 – 52.

References

1. Dobryinin V. M., Vendelshteyn B. Yu., Kozhevnikov D. A. Petrofizika (fizika gorniyh porod): Ucheb. dlya vuzov. 2-e izd. pererab. i dop. pod redaksiyey doktora fiziko-matematicheskikh nauk D. A. Kozhevnikova. M.: FGUP Izdatelstvo «Neft i gaz» RGU nefti i gaza im. I. M. Gubkina, 2004, 368s. il. ISBN 5-7246-0295-4. [in Russian]

2. Slichter C. S. Theoretical investigations of the motion of ground waters. 19th Am. Rep. U. S. Geol. Survey, 1899, v.2, P. 295-384.

3. Tertsagi K. Stroitel'naya mehanika grunta na osnove ego fizicheskikh svoystv. M.-L.: Gosstroyizdat, 1933. 392p. [in Russian]

4. Kozeny J. Uber capillare leitend des wassers im boden. Sitzung berichte akad. wiss. Wien Nat. Kl., 1927. 271p.

5. Romm E. S. Strukturnyie modeli porovogo prostranstva gorniyh porod. L.: Nedra, 1985. 240 p. [in Russian]

6. Starostin V. A., Nahorniak R. I. Filtratsiina model naftohazovykh rodovyskh yak kryterii

kontroliu vyavlennia propushchenykh produktyvnykh intervaliv. *Rozvidka i rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2014. No 1(50). P.140–150. [in Ukrainian]

7. Karpenko O., Myrontsov M., Karpenko I., Sobol V. Detection conditions of gas-saturated layers by the result of complex interpretation of nonelectrical well logging data. *Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment"*, Kyiv, 2020. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202056034>

8. Vyzhva S. A., Bezrodna I. M. Vyznachen- nia struktury pustotnoho prostoru skladnopobudo- vanykh porid za danymy petroakustychnykh dos- lidzhen Semyrenkivskoi ploshchi. *Visnyk ky- ivskoho natsionalnoho universytetu imeni Tarasa Shevchenka.* 2016. No3(74). P.11-17. ISSN 1728-3817 [in Ukrainian]

9. Coates, G., et al. A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance, paper QQ, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 14 p. Also published in 1997 in *DiaLog* (London Petrophysical Society). 1997. vol. 5, no. 6. P. 9–16. Later revised and published in *The Log Analyst*, v. 39, No. 1, P. 51–63.

10. Latyishova M.G., Martyinov B.G., Soko- lova T.F. *Prakticheskoe rukovodstvo po interpre- tatsii dannykh GIS: Ucheb. posobie dlya vuzov.* M.: OOO «Nedra-Biznestsentr», 2007. 327 p.: il. ISBN 978-5-8365-0299-7. [in Russian]

11. Analiz rezultatov geofizicheskikh issledo- vaniy skvazhin Raspashnovskogo gazokondensat- ного mestorozhdeniya i ispolzovanie etih dannykh dlya obosnovaniya kollektorov i velichin pod- schetnykh parametrov. [in Russian]

12. Starostin V.A. Koval Ya.M. Indyvidualne modeliuвання електропровідності hazonasychenykh porid-kolektoriv skladnoi budovy. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2008. No1(26). P. 30-37. [in Ukrainian]

13. Starostin V.A., Fedak I.O., Starostin A.V. Mozhlyvosti identyfikatsii kolektoriv Semenivskoho rodovyshcha za parametry porovoho prostoru. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2004. No 4(13). P. 48 – 52. [in Ukrainian]

Техніка і технології

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-2(83)-26-36

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ДОРІЗРОБКИ ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ

*Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Л. І. Хайдарова**

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42195,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Розглянуто особливості завершальної стадії розробки газових покладів. Охарактеризовано відомі методи підвищення газовилучення із виснажених газових покладів. Запропоновано новий підхід до вирішення проблеми підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів, який включає аналітичне і техніко-технологічне обґрунтування методів мінімізації значень кінцевого пластового тиску в зоні дренавання видобувних свердловин, технології видобутку залишкового газу із слабодренованих, низькопрониких ділянок покладу; технології витіснення залишкового газу з виснажених газових покладів нагнітанням неуглеводневих газів, зокрема азоту; технології регулювання процесу дорозробки виснажених газових покладів у водонапірному режимі шляхом активного впливу на переміщення газоводяного контакту і видобутку зацмленого газу з обводнених зон. Відповідно до результатів досліджень встановлено, що для мінімізації значень кінцевого пластового тиску і для підвищення кінцевого газовилучення з покладів необхідно зменшити тиск на вході в установку комплексної підготовки газу (УКПГ) і втрати тиску під час руху газу в привибійній зоні, стовбурі і викидних лініях свердловин; на покладах з макронеоднорідними колекторами потрібно використовувати комбіновану систему розміщення вертикальних, похилоскерованих і горизонтальних свердловин з проведенням поінтервальних гідророзривів по довжині горизонтального стовбура; для отримання високих технологічних показників дорозробки виснажених газових покладів у водонапірному режимі необхідно забезпечити вирівнювання положення фронту води, а також вилучити частину зацмленого газу з обводнених зон шляхом запопсування азоту у приконтурні свердловини, розміщені в зонах активного надходження пластової води в поклад. Щоб запобігти прориву азоту в газонасичену частину покладу і до видобувних свердловин необхідно періодично запопсувати у нагнітальні свердловини певні об'єми води, водних розчинів поверхнево-активних речовин і водних суспензій різних речовин. Використання запропонованих розробок дозволить підвищити поточний видобуток газу із виснажених покладів і кінцевий коефіцієнт газовилучення.

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, вода, азот, розробка, експлуатація, газовилучення, дебіт, інтенсифікація.

Приведены особенности заключительной стадии разработки газовых залежей. Охарактеризованы известные методы повышения газоотдачи из истощенных газовых залежей. Предложен новый подход к решению проблемы повышения эффективности доразработки истощенных газовых залежей, включающий аналитическое и технико-технологическое обоснование методов минимизации значений конечного пластового давления в зоне дренарования добывающих скважин; технологии добычи остаточного газа из слабодренируемых, низкопроницаемых зон залежи путем нагнетания неуглеводородных газов, в частности азота; технологии регулирования процесса доразработки истощенных газовых залежей при водонапорном режиме путем активного воздействия на перемещение газоводяного контакта и добычи зацмленного газа из обводненных зон. По результатам исследований установлено, что для минимизации значений конечного пластового давления и для повышения конечной газоотдачи из залежей необходимо снизить давление на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ) и потери давления при движении газа в приза-

бойной зоне, стволе и выбросных линиях скважин; в залежах с макроеднородными коллекторами следует использовать комбинированную систему размещения вертикальных, наклонноуправляемых и горизонтальных скважин с проведением поинтервальных гидроразрывов по длине горизонтального ствола; для получения высоких технологических показателей доработки истощенных газовых залежей при водонапорном режиме необходимо обеспечить выравнивание положения фронта воды, а также изъять часть заземленного газа из обводненных зон путем закачки азота в приконтурные скважины, размещенные в зонах активного поступления пластовой воды в залежь. Для предотвращения прорыва азота в газонасыщенную часть залежи и в добывающие скважины, необходимо периодически закачивать в нагнетательные скважины определенные объемы воды, водных растворов поверхностно-активных веществ и водных суспензий различных веществ. Использование предложенных разработок позволит увеличить текущую добычу газа из истощенных залежей и конечный коэффициент газоотдачи.

Ключевые слова: залежь, скважина, газ, вода, азот, разработка, эксплуатация, газоотдача, дебит, интенсификация.

The features of the final stage of development of gas deposits are given. Known methods for increasing gas recovery from depleted gas deposits are characterized. A new approach to solving the problem of increasing the efficiency of the additional development of depleted gas deposits is proposed, including an analytical and technical and technological justification for methods for minimizing the values of the final reservoir pressure in the drainage zone of production wells, technologies for extracting residual gas from poorly drained, low-permeability zones of the reservoir by injecting non-hydrocarbon gases, in particular, nitrogen, technologies for regulating the process of additional development of depleted gas deposits in the water drive by actively influencing the movement of the gas-water contact and extracting trapped gas from flooded zones. According to the research results, it was found that in order to minimize the values of the final reservoir pressure and to increase the final gas recovery from the deposits, it is necessary to reduce the pressure at the inlet to the complex gas treatment unit and the pressure loss during gas movement in the bottom hole zone, wellbore and discharge lines of wells; on deposits with macro-heterogeneous reservoirs, a combined system for placing vertical, directional and horizontal wells with interval hydraulic fracturing along the length of the horizontal wellbore should be used; in order to obtain high technological indicators for the additional development of depleted gas deposits in the water drive, it is necessary to ensure the alignment of the position of the water front, as well as to remove part of the restrained gas from the flooded zones by injecting nitrogen into near-edge wells located in zones of active formation water inflow into the deposit. To prevent the breakthrough of nitrogen into the gas-saturated part of the deposit and production wells, it is necessary to periodically pump specific volumes of water, aqueous solutions of surfactants, and aqueous suspensions of various substances into injection wells. The proposed developments will increase the current gas production from depleted deposits and the final gas recovery factor.

Key words: deposit, well, gas, water, nitrogen, development, operation, gas recovery, flowrate, intensification.

Постановка проблеми

Більшість газових покладів на родовищах України значною мірою виснажені, частина з них перебуває на завершальній стадії розробки. У виснажених покладах ще містяться значні залишкові запаси вуглеводнів у вигляді вільного газу в зонах дренавання видобувних свердловин і низькопроникних, слабкодренованих ділянках пласта та заземленого газу в обводнених пластах.

За відсутності значних за запасами нових покладів основний видобуток газу найближчим часом здійснюватиметься із розроблених виснажених покладів. При розробці виснажених покладів за традиційною технологією річні відбори газу суттєво знижуватимуться через виснаження пластової енергії і досягатимуться порівняно низькі значення коефіцієнтів газовилучення. Тому необхідно розробляти нові й вдосконалювати вже існуючі технології видобування вуглеводнів із виснажених покладів, які би дозволили підвищити ефективність їх розробки.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Всі газові поклади на родовищах України розробляються в режимі виснаження пластової енергії. У ході проектування процесу розробки покладів на виснаження основна увага приділяється вибору кількості і положення видобувних свердловин на площі газонасності.

Для забезпечення рівномірного вироблення всіх ділянок пласта рекомендується розміщувати свердловини таким чином, щоб відношення їхніх дебітів до дренаваних запасів були однаковими [1-4]. Виконання цієї умови для макроеднородних пластів вимагає ущільнення сітки свердловин на низькопроникних ділянках, що не завжди економічно доцільно. Для більшості родовищ характерним є поступове зниження проникності пластів від склепіння до периферії. Тож ущільнювати сітку свердловин необхідно було б у цьому напрямі. Проте на практиці першочергові свердловини розміщують у центральній частині за ущільненою сіткою, а периферійну частину у подальшому розбурюють за розрідженою сіткою. Це дає змогу отри-

мати в початковий період розробки покладів підвищені поточні відбори газу завдяки більшій продуктивності центральних свердловин порівняно з периферійними. За такого розміщення свердловин у процесі розробки покладів в центральній зоні утворюється воронка депресії з пониженим тиском. На момент зниження тиску в центральній зоні до мінімального значення, яке відповідає гранично рентабельному дебіту свердловин, у покладі ще будуть знаходитися значні залишкові запаси газу з підвищеним тиском у периферійній зоні. Така ситуація, характерна для багатьох газових покладів, вимагає застосування відповідних геолого-технічних заходів для вилучення залишкового газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок пласта [5,7].

Відповідно до промислових даних по закінчених розробкою покладах середнє значення кінцевого коефіцієнта газовилучення становить близько 85-90 % [1-4], хоча зустрічаються випадки значно менших кінцевих коефіцієнтів газовилучення. До можливих напрямів підвищення газовилучення з виснажених газових покладів відноситься витіснення із пористого середовища залишкового природного газу неуглеводневими газами і рідинами. Результати лабораторних і теоретичних досліджень свідчать про технологічну ефективність цього методу дорозробки виснажених газових покладів [1, 6].

Загалом для виснажених газових покладів, що розробляються при газовому режимі, важливо забезпечити мінімізацію значень кінцевого пластового тиску як у зоні розміщення видобування свердловин, так і у периферійних зонах, а також слід інтенсифікувати видобуток залишкового газу, оскільки тривала дорозробка покладів з низьким поточним видобутком газу може виявитися економічно недоцільною.

Значна кількість газових покладів розробляється за водонапірного режиму, який супроводжується защемленням частини газу водою у пористому середовищі та обводненням свердловин переважно по найбільш проникних пластах і ділянках. На завершальній стадії розробки газових покладів за водонапірного режиму уже сформувалися основні напрями надходження законтурної води. В цих умовах важливо забезпечити регулювання переміщення фронту води з вирівнюванням положення контура газонасності і видобуток частини защемленого газу з обводнених пластів. Результати виконаних досліджень свідчать про можливість сповільнення руху і вирівнювання положення газоводяного контакту шляхом нагнітання з поверхні в зони

активного надходження води відповідних агентів впливу [14].

Отже, виникає необхідність у вирішенні низки питань, які стали предметом розгляду в представленій роботі.

Формулювання цілей статті

Метою роботи є вдосконалення технологій підвищення ступеня вилучення і поточного видобутку газу з виснажених газових покладів шляхом мінімізації значень кінцевого пластового тиску в зонах дронування свердловин, видобутку залишкового газу з підвищеним тиском із слабкодренованих, низькопроникних ділянок пласта, регулювання надходження законтурної води в поклади і видобутку защемленого газу з обводнених пластів.

Результати дослідження

Для отримання високого значення газовилучення із макрооднорідних газових покладів при газовому режимі необхідно забезпечити мінімальне значення кінцевого пластового тиску. Формулу для визначення пластового тиску можна отримати із спільного розв'язку наступних аналітичних залежностей:

двочленної формули припливу газу до вибою свердловини:

$$\tilde{P}_{nl}^2 - P_{виб}^2 = Aq + Bq^2; \quad (1)$$

формули Адамова Г.А. для руху газу у вертикальних трубах свердловин:

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 e^{2S} + \Theta q^2}; \quad (2)$$

формули для пропускної здатності горизонтального лінійного газопроводу:

$$q = 0,32E \sqrt{\frac{P_y^2 - P_k^2 \cdot d_{вн.м}^5}{\bar{\rho}_z \lambda_m Z_{сеп.м} T_{сеп.м} L_m}}. \quad (3)$$

Із спільного розв'язку залежностей (1) – (3) отримано формулу для визначення пластового тиску:

$$P_{nl} = \sqrt{P_k^2 \cdot e^{2S} + Aq + (B + \Theta + D) \cdot q^2} \quad (4)$$

або

$$P_{nl} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2S} + Aq + (B + \Theta) \cdot q^2}, \quad (5)$$

де

$$A = \frac{\mu_{сеп} \cdot Z_{сеп} \cdot P_{ам} \cdot T_{nl}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}} \left[\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + C_1 + C_2 \right], \quad (6)$$

$$B = \frac{\rho_{см} \cdot Z_{сеп} \cdot P_{ам} \cdot T_{nl}}{2\pi^2 \cdot h^2 \cdot l \cdot T_{см}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right), \quad (7)$$

$$S = 0,03415 \frac{\bar{\rho}_z \cdot L_{HKT}}{Z_{сеп.св} \cdot T_{сеп.св}}, \quad (8)$$

$$T_{сер.св} = \frac{T_{пл} - T_y}{\ln \frac{T_{пл}}{T_y}}, \quad (9)$$

$$P_{сер.св} = \frac{2}{3} \left(P_{виб} + \frac{P_y^2}{P_{виб} + P_y} \right), \quad (10)$$

$$\Theta = 0,0133 \lambda_{НКТ} \frac{Z_{сер.св}^2 T_{сер.св}^2}{d_{вн.нкт}^5} (e^{2S} - 1), \quad (11)$$

$$D = \frac{\bar{P}_e \cdot \lambda_m Z_{сер.м} T_{сер.м} L_m}{0,32^2 E^2 d_{вн.м}^5}, \quad (12)$$

Q – дебіт газу за стандартних умов;

$P_{пл}$, P_y , $P_{к}$, $P_{атм}$, $P_{сер.св}$, $P_{сер.м}$ – відповідно тиск пластовий, гирловий, на вході в УКПГ, атмосферний, середній у стовбурі свердловини і середній у викидній лінії;

$T_{пл}$, T_y , $T_{ст}$, $T_{сер.св}$, $T_{сер.м}$ – відповідно температура пластова (вибійна), гирлова, стандартна, середня в стовбурі свердловини, середня у викидній лінії;

$L_{нкт}$, L_m – довжина відповідно НКТ і викидної лінії;

$d_{вн.нкт}$, $d_{вн.м}$ – відповідно внутрішній діаметр НКТ і викидної лінії;

$Z_{сер}$, $\mu_{сер}$ – відповідно коефіцієнт стисливості і динамічний коефіцієнт в'язкості газу за середнього тиску і середньої температури в зоні дренажу свердловини;

$Z_{сер.св}$, $Z_{сер.м}$ – коефіцієнт стисливості газу відповідно за середніх значень тиску і середньої температури в стовбурі свердловини і у викидній лінії;

k , l , h – відповідно коефіцієнт проникності і макрошорсткості і товщина пласта;

$\rho_{ст}$ – густина газу за стандартних умов;

$R_{к}$, r_c – відповідно радіус зони дренажу свердловини і радіус свердловин за долотом;

A , B – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта;

S , Θ , D – комплексні параметри;

C_1 , C_2 , C_3 , C_4 – коефіцієнти недосконалості свердловини за ступенем (C_1 , C_3) і характером (C_2 , C_4) розкриття пласта;

E – поправочний коефіцієнт, що враховує вплив рідини у газорідному потоці на зниження пропускної здатності газопроводу.

q , тис.м³/доб; $P_{пл}$, $P_{виб}$, P_y , $P_{к}$, $P_{атм}$, $P_{сер.св}$, $P_{сер.м}$, МПа; $T_{пл}$, T_y , $T_{ст}$, $T_{сер.св}$, $T_{сер.м}$, К; $L_{нкт}$, L_m , $R_{к}$, r_c , h , l , $d_{вн.м}$, м; $d_{вн.нкт}$, см; k , м²; $\rho_{ст}$, кг/м³; $\mu_{сер}$, Па·с; A , МПа²·доб/тис.м³; B , (МПа·доб/тис.м³)².

Аналіз залежності (4) свідчить, що кінцевий пластовий тиск залежить від тиску на вході в УКПГ $P_{к}$, робочого гирлового тиску P_y , міні-

мально рентабельного дебіту газу q , коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта та їх складників A і B ; конструкції вибою, діаметра НКТ і викидної лінії, втрат тиску у привибійній зоні, стовбурі і викидній лінії свердловин.

Для мінімізації значень кінцевого пластового тиску і, відповідно, підвищення кінцевого газовилучення з покладів необхідно зменшити тиск на вході в УКПГ і втрати тиску при русі газу в привибійній зоні, стовбурі і викидних лініях свердловин. Зменшення тиску на вході в УКПГ досягається введенням в експлуатацію дотискної компресорної станції (ДКС), подаванням газу місцевим споживачам і використанням газу на місці видобування. Досвід розробки вітчизняних газових покладів свідчить про можливість зниження тиску на вході ДКС до 0,15-0,2 МПа. Тиск на гирлі свердловин бути дещо вищим внаслідок втрат тиску в системі збору газу. Залежно від типу споживача, відстані до нього та особливостей облаштування родовища, тиск на гирлі свердловин може бути знижений до 0,2 – 0,4 МПа і менше. Зарубіжними фірмами розроблено свердловинні (занурені) вакуумні компресорні установки, які дозволяють знизити тиск на їхньому вході до атмосферного. Відповідно знижується вибітний тиск і зростає дебіт газу.

Додаткові втрати тиску у викидних лініях свердловин можуть бути пов'язані з гідратуотворенням і скупченням рідини в понижених ділянках через недостатню швидкість руху газового потоку. Щоб уникнути гідратуотворення у викидну лінію, на гирлі свердловини вводять інгібітори гідратуотворення, а для боротьби із скупченням рідини на викидній лінії безпосередньо біля гирла свердловини або у понижених ділянках встановлюють розширювальні камери для відокремлення вільної рідини, вводять у газорідний потік на гирлі свердловини розчини піноутворюючих ПАР, періодично продувають викидну лінію через сепаратор у газопровід низького тиску або на факел з періодичним очищенням викидної лінії від рідини за допомогою поршнів різного типу.

Додаткові втрати тиску у стовбурі свердловини можуть бути викликані утворенням на вибої глинисто-піщаних корків у випадку нестійких порід-колекторів, скупчення на вибої води, що надходить з окремих водоносних прошарків чи обводнених пластів, гідратуотворенням і солевідкладенням у НКТ. Для боротьби з цими ускладненнями потрібно застосовувати методи запобігання руйнуванню нестійких порід, ізолювання обводнених пластів, винес-

сення рідини з вибою на поверхню і фізико-хімічні методи запобігання виникненню гідра-тоутворень і відкладанню солей у НКТ.

Особливу увагу слід приділити стану привибійної зони пласта. Потрібно за результатами промислово-геофізичних досліджень провести підключення у свердловинах раніше неперфорованих прошарків і пере перфоровати прошарки, які не працюють, а також розглянути питання про доцільність добурювання стовбура, якщо свердловина гідродинамічно недосконала за ступенем розкриття пласта. На завершальній стадії розробки покладів привибійна зона пласта переважно забруднена скупченнями рідини і твердої фази. Ці забруднення не вдається видалити шляхом продування свердловини, оскільки неможливо створити значні депресії на пласт. Тому на виснажених родовищах потрібно періодично проводити оброблення привибійної зони пласта для очищення пористого середовища від забруднень і збільшення проникності порід порівняно з природним значенням.

Результати досліджень, виконаних для умов реальних свердловин, свідчать про технологічну ефективність оброблення привибійної зони пласта на всіх стадіях розробки газового покладу. Найбільший абсолютний приріст дебіту газу досягають при обробленні привибійних зон у початковий період розробки покладу. На завершальній стадії розробки покладу абсолютний приріст дебіту газу від оброблень привибійної зони пласта є значно меншим через низький поточний дебіт свердловин, але зростає відносний приріст дебіту газу порівняно з початковим періодом розробки покладу. Дебіт газу і кінцевий коефіцієнт газовилучення поступово зростають із зменшенням значень коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта – до 4–4,5 разів, після чого змінюється мало [5, 8].

На завершальній стадії розробки газового покладу на зниження кінцевого пластового тиску і, відповідно, на збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення істотно впливає зниження гирлового тиску (тиску на вході в УКПГ). Цей вплив тим більший, чим менший дебіт газу. Тому для забезпечення високих значень кінцевого газовилучення із виснажених покладів необхідно поєднувати методи оброблення привибійної зони пласта, зниження робочого тиску на гирлах свердловин до мінімального можливого значення та забезпечення стабільної експлуатації свердловин із мінімальним економічно рентабельним дебітом газу. Оброблення привибійної зони пласта і зниження ро-

бочих гирлових тисків також сприяє інтенсифікації дорозробки покладу, оскільки при цьому зростають дебіти свердловин і поточні відбори газу із покладу.

Іншим напрямом інтенсифікації видобутку газу із виснаженого газового покладу є ущільнення сітки свердловин шляхом буріння додаткових свердловин. При цьому зменшується коефіцієнт фільтраційного опору A і незначно змінюється коефіцієнт фільтраційного опору B [1–4]. Тому за інших однакових умов із ущільненням сітки свердловин зростає дебіт газу, збільшується темп видобутку газу і скорочується тривалість періоду дорозробки виснаженого покладу. Проте питання буріння свердловин повинно вирішуватися, виходячи з техніко-економічних розрахунків.

Реальні газonosні пласти макронеоднорідні за колекторськими властивостями як за площею, так і по висоті продуктивного розрізу. Зазвичай найбільш проникною і продуктивною є центральна частина покладів, а в напрямі до периферії проникність пластів і дебіти свердловин зменшуються, тож під час проектування процесу розробки газових покладів основну кількість першочергових свердловин розміщують у центральній частині за ущільненою сіткою, а периферійну частину розбурюють пізніше за розрідженою сіткою. Можливі ситуації, коли на окремих ділянках периферійної зони покладів видобувні свердловини можуть бути відсутні. При цьому уже в початковий період розробки газового покладу досягається високий поточний видобуток газу наявним фондом свердловин.

Внаслідок розробки газового покладу за такою системою розміщення видобувних свердловин на площі газonosності пластовий тиск швидше знижується в центральній зоні і повільніше в периферійній. Між зонами створюється перепад тиску, завдяки якому газ із периферійної зони з більшим тиском перетікає в центральну зону з меншим тиском. Перепад тиску між зонами і дебіт газу, що перетікає, залежать від співвідношення проникностей зон, запасів газу в них і темпу видобутку газу з кожної зони. На момент зниження пластового тиску в центральній зоні до мінімального значення, яке відповідає гранично рентабельному дебіту газу із окремих свердловин, у периферійній зоні ще можуть знаходитися значні залишкові запаси газу з підвищеним тиском. Тому актуальним є впровадження технології вилучення залишкового газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок пласта на виснажених газових покладах.

Особливості взаємодії різнопроникних ділянок пласта в процесі розробки газового покладу досліджено в ІФНТУНГ з використанням комп'ютерного моделювання на прикладі гіпотетичного газового покладу із центральною зоною проникністю $0,5 \text{ мкм}^2$, в якій розміщувалися всі видобувні свердловини, і із периферійною зоною, в якій видобувні свердловини були відсутні зазначень проникності пласта в різних розрахункових варіантах $0,1 \cdot 10^{-3}$; $0,5 \cdot 10^{-3}$; $1 \cdot 10^{-3}$; $5 \cdot 10^{-3}$; $10 \cdot 10^{-3}$; $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Початковий пластовий тиск становив 36 МПа; пластова температура – 74°C ; радіус центральної високопроникної зони – 5067,59 м; радіус покладу – 6309,64 м; початкові запаси газу в центральній зоні – $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$; у периферійній зоні – $10 \cdot 10^9 \text{ м}^3$. Темп видобутку газу із покладу зростає за прямолінійною залежністю від 0 до 5 % на рік від початкових запасів протягом чотирьох років і далі залишався постійним.

Результати виконаних досліджень свідчать про значний вплив взаємодії у газовому покладі різнопроникних ділянок пласта на показники процесу видобування газу, зокрема, на значення пластового тиску [5,8-16].

Під час розробки покладу пластовий тиск швидше знижується в центральній високопроникній зоні і повільніше в периферійній, низькопроникній зоні. Між зонами створюється перепад тиску, під дією якого газ із периферійної зони перетікає в центральну зону. У міру видобутку газу перепад тиску між зонами і дебіт газу, що перетікає між ними, поступово збільшуються і, досягнувши максимального значення, надалі зменшуються. Перепад тиску між зонами буде тим більший, а дебіт газу, що перетікає, тим менший, чим нижча проникність периферійної зони. Для розглянутих значень проникності периферійної зони максимальний перепад тиску між зонами досягається на 16-ий – 20-ий роки і змінюється в межах 4,29-32,47 МПа, а максимальний дебіт газу, що перетікає між зонами, досягається на 6-ий – 15-ий роки і змінюється в межах 0,99 – 14,46 $\text{м}^3/\text{с}$. На момент припинення розробки покладу (31-ий рік) за проникності низькопроникної зони $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ пластовий тиск у високопроникній центральній зоні знижується з початкового значення 36 МПа до 0,56 МПа, а у низькопроникній периферійній зоні становить 3,82 МПа. За проникності низькопроникної зони $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ пластовий тиск у центральній і периферійній зонах становить відповідно 0,29 і 31,67 МПа. Тобто за низьких значень проникності низькопроникна зона майже не приймає участі у розробці покладу.

Перетікання газу між зонами продовжується після зупинки розробки родовища, що зменшує різницю тисків між периферійною і центральною зонами. Для значень проникності центральної зони $0,5 \text{ мкм}^2$ і периферійної зони $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ тиски в обох зонах на 30-ий рік після зупинки родовища майже вирівнюються. Для значень проникності центральної зони $0,5 \text{ мкм}^2$ і периферійної зони $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ пластовий тиск на 58-ий рік після зупинки родовища становить відповідно 1,81 і 25,6 МПа. Отже, у випадку невисокої проникності низькопроникної зони процес перетікання газу між зонами відбувається дуже повільно. Тому необхідно застосовувати методи інтенсифікації вилучення залишкового газу з низькопроникних, слабкодренованих ділянок пласта на виснажених газових покладах з макронеоднорідними колекторами.

Характерним є положення графічної залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу із покладу $\bar{P}_{nl} / Z(\bar{P}_{nl}) = f[Q_{\text{вуд}}(t)]$, побудованої по видобувних свердловинах у центральній високопроникній зоні. За проникності низькопроникної зони $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ вона майже співпадає з прямою, яка відповідає запасам газу у високопроникній зоні. Із збільшенням проникності низькопроникної зони ця залежність розміщується вище наведеної прямої лінії, а у разі проникності низькопроникної зони $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ майже співпадає з іншою прямою лінією, яка відповідає сумарним запасам газу в низькопроникній і високопроникній зонах.

Із наведеного можемо зробити кілька важливих висновків. Використовуючи залежність $\bar{P}_{nl} / Z(\bar{P}_{nl}) = f[Q_{\text{вуд}}(t)]$ для покладу з макронеоднорідними пластами та переважаючим розміщенням видобувних свердловин на високопроникних ділянках, неможливо отримати достовірну оцінку запасів газу за методом зниження пластового тиску. На покладах з макронеоднорідними колекторами слід застосовувати комбіновану систему розміщення вертикальних, похилоскерованих і горизонтальних свердловин з проведенням поінтервальних гідророзривів по довжині горизонтального стовбура, щоб забезпечити рівномірне зниження тиску в різних ділянках пласта і високий коефіцієнт газовилучення.

На виснажених газових покладах з переважаючим розміщенням видобувних свердловин на високопроникних ділянках можуть знайти застосування такі методи вилучення залишко-

вого газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок: 1) періодична експлуатація видобувних свердловин за невеликої різниці проникностей високопроникних і низькопроникних ділянок, тривалість періодів роботи і зупинок свердловин визначають за результатами промислових досліджень або теоретичних розрахунків; 2) проведення потужних гідравлічних розривів пласта у видобувних свердловинах з утворенням тріщин великого радіусу; 3) забурювання у видобувних свердловинах бокових стовбурів великої протяжності; 4) буріння додаткових свердловин (в тому числі горизонтальних) на слабкодренованій, низькопроникній ділянці пласта з використанням їх як видобувних або як нагнітальних для запомповування неуглеводневих газів з метою витіснення залишкового природного газу в зону розміщення наявних видобувних свердловин.

Відповідно до промислових даних у закінчених розробкою газових покладах при газовому режимі може залишатися до 10-15 % і більше газу від початкових запасів. До можливих напрямів підвищення газовилучення з виснажених газових покладів відноситься витіснення із пласта залишкового природного газу неуглеводневими газами, до яких відносяться діоксид вуглецю, димові гази та азот; водою і водогазовими сумішами. Середнеуглеводневих газів найбільшою газовитіснювальною здатністю характеризується діоксид вуглецю. В окремих дослідях на моделях пласта коефіцієнт витіснення метану діоксидом вуглецю становив 81-97,4 % [17-18]. Діоксид вуглецю є побічним продуктом деяких хімічних підприємств, які переважно розміщуються на значній віддалі від газових покладів.

У разі використання діоксиду вуглецю потрібно будувати підвідні газопроводи з корозійностійких матеріалів від хімічних підприємств до газових покладів і застосовувати ефективні методи боротьби з корозією обладнання свердловин і системи збору та підготовки газу. На завершальній стадії розробки газових покладів після багаторічної експлуатації обладнання свердловин і системи облаштування промисла значною мірою зношене. Додаткове корозійне навантаження на обладнання може призвести до його прискореного руйнування з подальшими негативними наслідками. Тому застосовувати діоксид вуглецю для витіснення залишкового природного газу з виснажених газових покладів проблематично. Недоцільним є також використання виснажених газових і газоконденсатних покладів як сховищ для утилізації діоксиду вуглецю. Через високу коро-

зійну активність цього газу відбуватиметься поступове руйнування обсадних колон і цементного кільця за ними, що призведе до витікання діоксиду вуглецю на денну поверхню та екологічної катастрофи.

Найбільш доступним середнеуглеводневих газів є азот, який можна отримати з повітря безпосередньо на газовому промислі за допомогою мембранних, адсорбційних і криогенних установок, які випускаються промисловістю. При використанні азота не виникає проблем з корозією газопромислового обладнання. Газовитіснювальна здатність азоту по метану дещо нижча, ніж у діоксиду вуглецю, однак вона достатньо висока.

В ІФНТУНГ проведено комп'ютерні дослідження витіснення із виснажених газових покладів залишкового природного газу азотом [11-13]. У дослідях вивчали вплив на загальний коефіцієнт газовилучення і на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом (на момент прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення 5 % об'ємного вмісту азоту в пластовій продукції) тиску початку нагнітання азоту в пласт, темпу, тривалості і циклічності його нагнітання, системи розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин та технологічних режимів їхньої роботи. Основну кількість дослідів виконано з використанням моделі покладу кругової форми з розміщенням нагнітальних свердловин у вигляді колової батареї на зовнішньому контурі газонасності і видобувних свердловин у вигляді колової батареї у центрі родовища з різною відстанню між батареями свердловин і свердловинами у батареях. В окремих дослідях використовували поклад квадратної форми з нагнітальною свердловиною в центрі і видобувними свердловинами по кутах квадрату і розглядали площове розміщення свердловин за чотири-, п'яти-, семи- і дев'ятиточковою системами із нагнітальною свердловиною в центрі за різної відстані від нагнітальної до видобувних свердловин. Тривалість періоду нагнітання азоту в пласт становила 6; 9; 12; 15; 18; 21; 24; 30; 36 місяців. Ступінь компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту сягав 1:1; 1:1,25; 1:1,5; 1:1,75; 1:2. В окремих дослідях в циклі нагнітання азоту в пласт видобувні свердловини зупиняли. Мінімальний пластовий тиск на момент припинення розробки родовища на природному режимі приймали рівним 0,1 від початкового тиску.

Для оцінки впливу тиску початку нагнітання азоту в пласт на коефіцієнт газовилучення проведено додаткові досліді, в яких пласто-

вий тиск у покладі на початок нагнітання азоту становив 20; 30; 40 та 50% від початкового тиску. Згідно з результатами досліджень раціональне значення тиску початку нагнітання азоту в поклад змінюється в межах 0,29 – 0,31. Найбільший коефіцієнт газовилучення досягається при неперервному нагнітанні азоту в поклад за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1 без зупинки видобувних свердловин в циклі нагнітання азоту.

За площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на покладі коефіцієнт газовилучення буде тим більшим, чим більша кількість видобувних свердловин в елементі системи і більша відстань від нагнітальної свердловини до видобувних. Залежно від системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газонасності і технологічних параметрів процесу нагнітання азоту у пласт коефіцієнт газовилучення за залишковим газом змінюється у межах 53,97 – 61,82 %, що свідчить про достатню технологічну ефективність розглядуваного процесу. В реальних умовах забезпечити високий коефіцієнт газовилучення покладу за залишковим газом можна збільшенням коефіцієнта охоплення витісненням природного газу азотом, наприклад, при застосуванні методу зміни напрямів фільтраційних потоків чи періодичним уведенням у потік азоту порції води для створення додаткових фільтраційних опорів рухові азоту поровими каналами великого діаметра і високопроникних ділянках пласта. При цьому азот більшою мірою надходить в порові канали меншого діаметра і низькопроникні ділянки пласта і витіснятиме з них залишковий природний газ до видобувних свердловин. В результаті сповільниться переміщення фронту витіснення, і азот пізніше надійде до видобувних свердловин.

З використанням результатів виконаних досліджень розроблено технологію підвищення газовилучення з виснажених газових покладів шляхом витіснення з них залишкового природного газу азотом. Вона передбачає одночасне діяння на весь поклад чи по чергово на окремі його ділянки. Спочатку на одній ділянці центральну свердловину переводять у нагнітальну, а навколишні свердловини продовжують експлуатувати як видобувні. Після прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення 5 % об'ємних вмісту азоту у пластовій продукції процес переносять на іншу ділянку покладу.

Багато газових покладів пов'язано з пластовими водонапірними системами. Розробка їх супроводжується надходженням в газонасичену частину законтурної пластової води, що при-

зводить до поступового обводнення видобувних свердловин і защемлення частини газу водою в пористому середовищі. Через неоднорідність будови продуктивних відкладів і нерівномірне розміщення свердловин на площі газонасності (що характерно для реальних покладів) відбувається вибіркоче (прискорене) переміщення газоводяного контакту по найбільш проникних пластах і ділянках покладу. В результаті передчасно обводнюються окремі видобувні свердловини, а в обводненій зоні залишаються ділянки пласта з початковою газонасиченістю, які вода обійшла.

На завершальній стадії розробки газових покладів уже сформувався основні напрями випереджувального руху пластової води, а положення газоводяного контакту на різних ділянках є дуже нерівномірним. Тому для отримання високих технологічних показників дорозробки виснажених газових покладів при водонапірному режимі необхідно забезпечити вирівнювання положення фронту води, а також вилучення частини защемленого газу з обводнених зон. Для цього рекомендується запомповувати азот у приконтурні свердловини, розміщені в зонах активного надходження пластової води в поклад. Під час нагнітання азоту в пласт створюються додаткові фільтраційні опори та гідродинамічний бар'єр рухові води внаслідок перевищення тиску на лінії нагнітання над поточним пластовим тиском. В результаті сповільнюється надходження води у поклад в зоні розміщення нагнітальних свердловин. Одночасно при русі азоту через обводнене пористе середовище витісняється частина раніше защемленого газу. Азот не поступає в порові канали, зайняті законтурною пластовою водою, яка надійшла в поклад і створює фільтраційний опір рухові азоту, і надходить в порові канали, зайняті природним газом, витісняючи його до видобувних свердловин.

Використання азоту для блокування надходження води в газовий поклад і вилучення защемленого газу із обводнених пластів вивчали в лабораторних умовах на однопластовій і двопластовій моделях [14]. Досліди проводили з моделюванням зв'язаної води за пластових умов. В дослідях на однопластовій моделі вивчали вплив нагнітання азоту в обводнений пласт на швидкість руху води і коефіцієнт газовилучення. У дослідях попередньо обводнювали 1/3, 1/2 і 2/3 моделі пласта. Далі на вхід моделі подавали певний об'єм азоту, після чого продовжували нагнітання води до появи її на виході моделі і припинення винесення водою пухирців газу. Згідно з дослідними даними, за-

стосування азоту як блокуючого агента після обводнення 1/3, 1/2 і 2/3 моделі пласта призвело до зниження швидкості руху води відповідно в 1,125; 1,3; 1,46 разів порівняно з дослідом без застосування азоту. Коефіцієнт газовилучення становив відповідно 37,5; 38,8 і 42,9 % порівняно з 36,4 % за відсутності нагнітання азоту. Отже, нагнітання азоту в обводнений пласт сповільнює переміщення фронту води і сприяє вилученню частини защемленого газу. На двошаровій моделі з пластами різної проникності вивчали вплив нагнітання азоту у високопроникний пласт на регулювання переміщення фронту води пластами і сумарний видобуток води з обох пластів. В досліді одночасно подавали воду з напірної ємності в обидва пласти. На виході з пластів підтримували однаковий тиск і роздільно вимірювали кількість отриманих з них газу і води. Таким чином, моделювалась розробка спільною сіткою свердловин двох пластів, приурочених до єдиної водонапірної системи. У досліді на двошаровій моделі (аналогічно як і на одношаровій) після обводнення 1/3, 1/2 і 2/3 високопроникного пласта подавали на його вхід певний об'єм азоту, після чого продовжували нагнітання води в обидва пласти до появи води на виході низькопроникного пласта і припинення винесення пухирців газу. Згідно з дослідними даними нагнітання азоту у високопроникний пласт після обводнення 1/3, 1/2 і 2/3 його довжини призводить до зменшення об'єму води, видобутої із високопроникного пласта на момент обводнення низькопроникного пласта відповідно 1,05; 1,5; 3,5 разів. При цьому коефіцієнт газовилучення зріс відповідно на 1,1; 2,4 і 6,5 % порівняно із його значенням без блокування азотом високопроникного пласта. Отже, нагнітання у високопроникні пласти на багатопластових родовищах блокуючих агентів дозволяє збільшити тривалість періоду безводної експлуатації свердловин, зменшити об'єми пластової води, що відбираються із свердловин, і підвищити коефіцієнт газовилучення покладів.

Одним із застережень щодо застосування азоту для регулювання процесу обводнення газових покладів є можливий швидкий прорив його у видобуванні свердловини через низьку в'язкість. Для запобігання швидкому прориву азоту в газонасичену частину родовища і до видобувних свердловин рекомендується періодично запомпувати у нагнітальні свердловини певні об'єми води, водних розчинів поверхнево-активних речовин і водних суспензій різних речовин для перекриття великих порових

каналів і збільшення охопленням обводненої зони впливом азоту.

Застосування запропонованих технологій дозволить підвищити ефективність розробки виснажених газових покладів за газового і водонапірного режимів.

Висновки

Завершальна стадія розробки газових покладів характеризується істотним виснаженням пластової енергії, низькодебітністю свердловин, неповним охопленням покладів розробкою через неоднорідність продуктивних відкладів і нерівномірність розміщення видобувних свердловин на площі газонасиченості. Завдання раціональної дорозробки виснажених газових покладів полягає у виправленні негативної ситуації, яка склалася, шляхом запровадження відповідних геолого-технічних заходів і підвищенні поточного і накопиченого видобутку газу із покладів.

Запропоновано новий підхід до вирішення проблеми підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів. Він включає:

- аналітичне і техніко-технологічне обґрунтування методів мінімізації значень кінцевого пластового тиску в зоні дренажу видобувних свердловин;
- технології вилучення залишкового газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок покладу;
- технології витіснення залишкового природного газу з виснажених газових покладів нагнітанням неуглеводневих газів, зокрема, азоту;
- технології регулювання процесу дорозробки виснажених газових покладів за водонапірного режиму шляхом активного впливу на переміщення газоводяного контакту і видобутку защемленого газу з обводнених зон.

Використання запропонованих розробок дозволить підвищити поточний видобуток газу із виснажених покладів і кінцевий коефіцієнт газовилучення.

Література

1. Кондрат Р. М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ: підручник. Івано-Франківськ: Фоліант, 2021. 456 с.
2. Кондрат Р. М. Проектування розробки газових і газоконденсатних родовищ: підручник. Івано-Франківськ: Фоліант, 2021. 272 с.
3. Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных место-

рождений: Учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1989. 334 с.

4. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998. 629 с.

5. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів. *Нафтогазова галузь України*. 2017. №3. С. 11-15.

6. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Науковий вісник НГУ*. 2017. № 5. С. 23-28.

7. SPE-208555-MS. Low-Permeable Reservoirs as High Potential Assets for EGR. Hedzyk, Nazarii and Oleksandr Kondrat. Paper presented at the SPE Eastern Europe Subsurface Conference, Kyiv, Ukraine, November 2021. <https://doi.org/10.2118/208555-MS>

8. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Матіішин Л. І. Математична модель процесу мінімізації значень кінцевого пластового тиску в газових покладах з газовим режимом розробки. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. №3(48). С. 70-76.

9. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р. Закономірності процесу взаємодії у газовому родовищі різнопроникних ділянок пласта з перетіканням газу між ними. *Нафтогазова галузь України*. 2015. №6. С. 22-25.

10. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р. Дослідження процесу періодичної розробки виснаженого газового родовища з макронеоднорідними колекторами. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. №1(58). С. 7-12.

11. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилучення залишкового природного газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. №2(59). С. 51-57.

12. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив темпу законтурного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад кругової форми на коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №2(67). С. 70-74. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2018-2\(67\)-70-74](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2018-2(67)-70-74)

13. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив системи площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад на коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. №1(70). С. 33-40. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-1\(70\)-33-40](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-1(70)-33-40)

14. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р. Підвищення газовилучення з газових родовищ при водонапірному режимі шляхом регулювання надходження законтурної пластової води і видобутку зацмленого газу. *Нафтогазова галузь України*. 2019. №4. С. 21-26.

15. Кондрат Р. М. Активний вплив на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газоконденсатовилучення. *Наука та інновації*. 2005. №5, Т.І. С. 12-23.

16. Кондрат О.Р. , Кондрат Р.М. Дослідження впливу зональної неоднорідності продуктивних пластів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. №2(55). С. 61-67.

17. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement. S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. Canadian International Petroleum Conference. 16-18 June. Calgary, Alberta. 2009. <https://doi.org/10.2118/2009-023>

18. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. 9th Canadian International Petroleum Conference. June 17-19. 2008. in Calgary. Alberta, PETSOC-09-08-49-P. DOI: [10.2118/2008-145](https://doi.org/10.2118/2008-145)

References

1. Kondrat R. M. Tekhnolohiia rozrobky hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: Foliant, 2021. 456 p. [in Ukrainian]

2. Kondrat R. M. Proiektuvannia rozrobky hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: Foliant, 2021. 272 p. [in Ukrainian]

3. Zakirov S. N. Teoriya i proektirovanie razrobotki gazovyih i gazokondensatnih mestorozhdeniy: Uchebnoe posobie dlya vuzov. M.: Nedra, 1989. 334 p. [in Russian]

4. Zakirov S. N. Razrobotka gazovyih, gazokondensatnyih i neftegazokondensatnyih mestorozhdeniy. M.: Struna, 1998. 629 p. [in Russian]

5. Kondrat R. M., Kondrat O. R. Pidvyshchennia efektyvnosti dorozrobky vysnazhenykh rodovyshch pryrodnykh haziv. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2017. №3. P. 11-15. [in Ukrainian]

6. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Naukovyi visnyk NHU*. 2017. No 5. P. 23-28.

7. SPE-208555-MS. Low-Permeable Reservoirs as High Potential Assets for EGR. Hedzyk, Nazarii and Oleksandr Kondrat. Paper presented at the SPE Eastern Europe Subsurface Conference, Kyiv, Ukraine, November 2021. <https://doi.org/10.2118/208555-MS>
8. Kondrat R. M., Kondrat O. R., Matiishyn L. I. Matematychna model protsesu minimizatsii znachen kintsevoho plastovoho tysku v hazovykh pokladakh z hazovym rezhymom rozrobky. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2013. No3(48). P. 70-76.
9. Kondrat R. M., Kondrat O. R. Zakonomirnosti protsesu vzaiemodii u hazovomu rodovyshchi riznoprornykh dilianok plasta z peretikanniam hazu mizh nymy. *Naftohazova haluz Ukrainy.* 2015. No 6. P. 22-25. [in Ukrainian]
10. Kondrat R. M., Kondrat O. R. Doslidzhennia protsesu periodychnoi rozrobky vysnazhenoho hazovoho rodovyshcha z makroneodnorodnymi kolektoramy. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2016. №1(58). P. 7-12. [in Ukrainian]
11. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Doslidzhennia vplyvu tysku pochatku nahnitannia azotu u vysnazhene hazove rodovyshche na kharakterystyky protsesu vyluchennia zalyshkovoho pryrodnoho hazu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2016. No 2(59). P. 51-57. [in Ukrainian]
12. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Vplyv tempu zakonturnoho nahnitannia azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad kruhovoï formy na koefitsient hazovyluchennia. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2018. No2(67). P. 70-74. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2018-2\(67\)-70-74](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2018-2(67)-70-74). [in Ukrainian]
13. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Vplyv systemy ploshchovoho rozmishchennia vydobuvnykh i nahnitalnykh sverdlovyh pry nahnitanni azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad na koefitsient hazovyluchennia. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2019. No1(70). P. 33-40 [in Ukrainian]. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-1\(70\)-33-40](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-1(70)-33-40)
14. Kondrat R. M., Kondrat O. R. Pidvyshchennia hazovyluchennia z hazovykh rodovyshch pry vodonapirnomu rezhymi shliakhom rehuliuвання nadkhodzhennia zakonturnoi plastovoi vody i vydobutku zashchemlenoho hazu. *Naftohazova haluz Ukrainy.* 2019. No 4. P. 21-26. [in Ukrainian]
15. Kondrat R. M. Aktyvnyi vplyv na protsesy rozrobky rodovyshch pryrodnykh haziv z vodonapirnym rezhymom dlia zbilshennia hazokondensatovyluchennia. *Nauka ta inovatsii.* 2005. No 5, Vol.I. P. 12-23. [in Ukrainian]
16. Kondrat O.R., Kondrat R.M. Doslidzhennia vplyvu zonalnoi neodnorodnosti produktyvnykh plastiv na kharakter zalezhnosti zvedenoho serednoho plastovoho tysku vid nakopychenoho vydobutku hazu z rodovyshcha. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2015. No 2(55). P. 61-67. [in Ukrainian]
17. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement. S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. Canadian International Petroleum Conference. 16-18 June. Calgary, Alberta. 2009. <https://doi.org/10.2118/2009-023>
18. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. 9th Canadian International Petroleum Conference. June 17-19. 2008. in Calgary, Alberta, PETSOC-09-08-49-P. DOI: [10.2118/2008-145](https://doi.org/10.2118/2008-145)

МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ БУРОВОГО ІНДЕКСУ АНІЗОТРОПІЇ ГІРСЬКОЇ ПОРОДИ

Я. М. Кочкодан*, А. І. Васько, І. А. Васько

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727137,
e-mail: drill@nuing.edu.ua

У процесі буріння стовбури свердловин самовільно викривляються від заданого напрямку. Буріння викривленої свердловини спричиняє певні технологічні труднощі, тому розроблення заходів для запобігання викривленню стовбура є дуже важливим фактором підвищення ефективності бурових робіт. На ступінь та інтенсивність викривлення свердловин впливає складний комплекс чинників, характер впливу кожного з яких встановити важко. Щоб запобігти викривленню свердловин, необхідно впроваджувати різноманітні техніко-технологічні заходи. На даний час вважають, що на довільне викривлення свердловин впливають геологічні, технічні та технологічні чинники. Сучасні стандарти спорудження глибоких свердловин та ведення похило-скерованого і горизонтального буріння вимагають вдосконалення конструкцій бурильного інструменту і технологій виконання бурових робіт. Бурильна колона експлуатується в агресивних та абразивних середовищах під дією інтенсивних динамічних та тривалих циклічних навантажень. У цьому напрямку актуальними залишаються питання застосування віброзахисних компоновок трубних колон, прогнозування властивостей гірських порід і уточнене моделювання контактної взаємодії бурильного інструменту зі стінкою свердловини, покращення експлуатаційних властивостей бурильного інструменту шляхом локального застосування спеціалізованих функціонально градієнтних покриттів та забезпечення надійності і герметичності різбових з'єднань. Слід зазначити, що розвиток моделей контактної взаємодії між трубними колонами і шаруватим чи гетерогенним середовищем гірської породи дозволить точніше вирішувати типові проблеми буріння: забезпечення потрібного крутного моменту на долоті; визначення реального осьового навантаження на вибій; оцінювання енергетичного балансу процесу буріння та ресурсу бурильної колони, прогнозування траєкторії стовбура свердловини. До основних геологічних причин, які спричиняють довільне викривлення свердловин, належать анізотропність, тріщинуватість гірських порід, а також чергування порід різної твердості та кути нахилу пластів.

Ключові слова: анізотропія, бурильна колона, буровий індекс анізотропії, гірська порода, зенітний кут, кут нахилу пласта, навантаження на долото, режимно-технологічні параметри.

При буренні стволи скважин самопроизвольно искривляются от заданного направления. Бурение искривлённой скважины влечет за собой определенные технологические трудности, поэтому разработка мер по предотвращению искривления ствола является очень важным фактором повышения эффективности буровых работ. На степень и интенсивность искривления скважин влияет сложный комплекс факторов, характер влияния каждого из которых трудно установить. Для предотвращения искривления скважин необходимо внедрять различные технико-технологические мероприятия. В настоящее время считают, что на произвольное искривление скважин оказывают влияние геологические, технические и технологические факторы. Современные стандарты строительства глубоких скважин и ведения наклонно-направленного и горизонтального бурения требуют усовершенствования конструкций бурильного инструмента и технологий выполнения буровых работ. Бурильная колонна эксплуатируется в агрессивной и абразивной среде под воздействием интенсивных динамических и длительных циклических нагрузок. В этом направлении актуальными остаются вопросы применения виброзащитных компоновок трубных колонн, прогнозирование свойств горных пород и уточнённое моделирование контактного взаимодействия бурильного инструмента со стенкой скважины, улучшение эксплуатационных свойств бурильного инструмента путем локального применения специализированных функциональных градиентных показателей и обеспечение надежности и герметичности резьбовых соединений. Следует отметить, что развитие моделей контактного взаимодействия между трубными колоннами и слоистой или гетерогенной средой горной породы позволит более точно решать типичные проблемы бурения: обеспечение нужного крутящего момента на долоте; определение реальной осевой нагрузки на забой; оценка энергетического баланса процесса бурения и ресурса бурильной колонны; прогнозирование траектории ствола скважины.

Ключевые слова: анизотропия, бурильная колонна, буровой индекс анизотропии, горная порода, зенитный угол, угол наклона пласта, нагрузка на долото, режимно-технологические параметры.

At the time of well drilling, wellbores arbitrarily deviate from a given direction. Directional well drilling imposes specific technological difficulties. That's why the development of measures to prevent the dog leg is a significant factor in the effective increase of the drilling works. The degree and intensity of well deviation are influenced by several complex factors characterized by hard-to-establish impact nature. To prevent the dog leg, it is necessary to implement various technical and technological measures. Their development requires studying the causes of well deviation. It is currently believed that the arbitrary well deviation is influenced by geological, technical, and technological factors. Modern standards of deep well construction and inclined and horizontal drilling require improving drilling tool designs and technologies. The drill string is operated in aggressive and abrasive environments under the influence of intensive dynamic and long cyclic loadings. Therefore, the problems of using vibration protection arrangements of pipe columns, predicting the properties of rocks, and advanced modeling of the contact interaction of the drilling tool with the well wall, improving the performance of the drilling tool through the local application of specialized functionally gradient coatings and ensuring the reliability and tightness of threaded connections are still relevant nowadays. It should be mentioned that models' development of contact interaction between pipe columns and layered or heterogeneous rock environment will allow solving typical drilling problems more precisely: providing the required torque on the bit; determination of the actual axial load on the bottom hole; assessment of drilling process energy balance and drill string resource, forecasting wellbore trajectory.

Keywords: anisotropy, drill string, anisotropy drilling index, rock, inclination angle, bedding angle, pressure on the bit, account technological parameters of drilling mode.

Вступ

Основною геологічною причиною, яка зумовлює зміну траєкторії осі свердловини, є анізотропія гірських порід, зумовлена їх мінералогічним складом. Оскільки швидкість руйнування гірських порід у різних напрямках, як на вибої, так і у боковій при вибійній частині стінки ствола свердловини, є різною. За своїм походженням більшість гірських порід мають шарувату структуру. У шаруватих породах площини напластування є шарами послаблення, вздовж яких механічні властивості менші, ніж в інших напрямках, але у самих площинах напластування міцнісні та деформаційні властивості однакові. Для таких порід характерний трансверсально-ізотропний тип анізотропії, при якому властивості породи у площинах напластування (площинах ізотропії) однакові і відрізняються від властивостей перпендикулярно шарам (ортогональному напрямку – вздовж осі ізотропії). Через те, що у гірській породі є горизонтальні поверхні послаблення, спричинені горизонтальним напластуванням, цими поверхнями руйнується порода.

Мета роботи

З'ясувати неточності при розробленні методики визначення бурового індексу анізотропії, яка враховує буримість гірських порід, режимно-технологічні чинники та кути нахилу пластів. Розроблення аналітичної залежності для визначення бурового індексу анізотропії з врахуванням режимно-технологічних параметрів, зенітного кута та кута нахилу пластів.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Для визначення показника або ступеня анізотропії використовують різні методики. Найпоширенішою є методика, за якою ступінь анізотропії визначають за відношенням мінімальної швидкості руйнування до максимальної [11]. Для цього визначають механічні властивості гірських порід вздовж і перпендикулярно шаруватості. Інша методика визначення показника анізотропії ґрунтується на замірі швидкостей поширення хвиль у кубічних взірцях у взаємоперпендикулярних напрямках. Інші автори для оцінки анізотропії використовують коефіцієнт анізотропії – величину обернену до ступеня [5]. Для оцінки впливу анізотропії гірських порід на зміну траєкторії при бурінні свердловин використовують буровий індекс анізотропії « h_a » (відносна різниця між швидкістю руйнування у перпендикулярному і паралельному напрямках до площини шаруватості)

$$h_a = 1 - \frac{V_{II}}{V_{\perp}}, \quad (1)$$

де V_{II} – швидкість руйнування породи у паралельному шаруватості напрямку;

V_{\perp} – швидкість руйнування породи у перпендикулярному шаруватості напрямку.

Ступінь впливу геологічних факторів на довільне викривлення визначили американські дослідники Г. Вудс та А. Лубінський, які запропонували ввести поняття бурового індексу анізотропії [1]. Також вплив анізотропії гірських порід на довільне викривлення свердловин досліджено у працях [2-8].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Вчені [2-8] проводили дослідження з невеликими зенітними кутами свердловин, малими зазорами між стінкою свердловини і колоною труб та мінімальним внутрішнім діаметром колони труб, що значно ускладнювало процес промивання свердловин. При визначенні величини бурового індексу анізотропії вищезгадані дослідники не врахували кути нахилу пластів, осьове навантаження на долото та зазори між стінкою свердловини та колоною труб.

Визначити буровий індекс анізотропії у промислових умовах дуже складно, оскільки необхідно опрацювати значний об'єм геологічного матеріалу.

Формулювання цілей статті

Ціллю даної роботи є розроблення методики визначення бурового індексу анізотропії, яка включає в себе, окрім буримості, режимно-технологічні фактори та кути нахилу пластів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Під час буріння свердловин в анізотропних породах напрямок буріння не збігається з напрямком сили, що діє на долото, на відміну від ізотропних порід, де вони збігаються.

Для з'ясування впливу анізотропії гірських порід на ступінь та інтенсивність викривлення свердловини нами проведено аналітичні дослідження для умов буріння гірських порід у пласті, який розташований під деяким кутом [9, 10].

Нехай вісь нижньої частини бурильної колони займе положення, відображене на рисунку 1а. Як бачимо,

$$\frac{H}{G_D} = \operatorname{tg}(\varphi - \alpha), \quad (2)$$

де H – нормальна складова реакції вибою на долото, Н;

G_D – осьове навантаження на долото, Н;

φ – кут між вертикаллю і вектором навантаження на вибій, град;

α – зенітний кут свердловини, град.

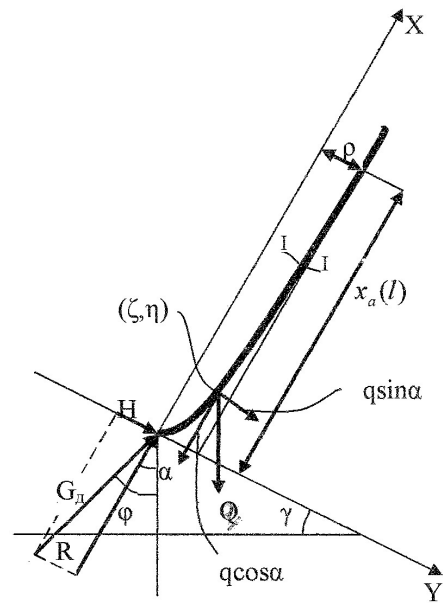
Перевівши розмірні компоненти сил H та G_D , що діють на долото у безрозмірні, отримаємо:

$$H = h \cdot m \cdot q \cdot \cos \alpha, \quad (3)$$

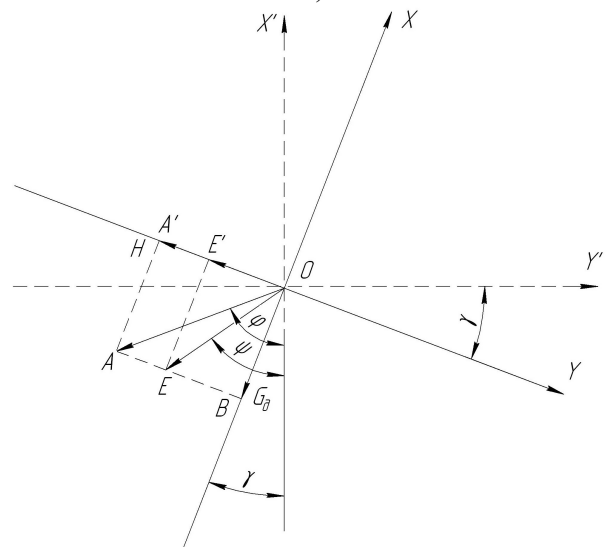
$$G_D = x_2 \cdot m \cdot q \cdot \cos \alpha, \quad (4)$$

де h – нормальна складова реакції вибою на долото в безрозмірних одиницях;

m – коефіцієнт для переведення величин із розмірних у безрозмірні;



а)



б)

a – стовбур свердловини;

b – поворот осей координат

Рисунок 1 – Схема для визначення бурового індексу анізотропії гірської породи

q – вага одиниці довжини труби нижньої частини бурильної колони від точки дотику зі стінкою свердловини до долота, Н/м;

x_2 – осьове навантаження на долото у безрозмірних одиницях.

Підставивши (3) і (4) в (2), отримаємо:

$$\frac{h}{x_2} \operatorname{tg} \alpha = \operatorname{tg}(\varphi - \alpha). \quad (5)$$

Рівняння (5) характеризує тенденцію свердловини до зміни напрямку буріння.

Наведені аналітичні залежності характеризують умови буріння в ізотропних породах, коли напрям буріння збігається з напрямком сили, що діє на долото.

Під час буріння в анізотропних породах напрям буріння не збігається із напрямком сили, що діє на долото. Для встановлення впливу анізотропії порід на викривлення свердловин розглянемо умови буріння в пласті, що розташований під кутом « γ » і має буровий індекс анізотропії « h_a ». Виберемо таку систему координат, вісь « x » якої перпендикулярна до площини падіння пластів, а вісь « y » – паралельна (рис.16).

Компоненти миттєвого переміщення в напрямку осей будуть пропорційні величині сили.

Для ізотропних порід:

у напрямку осі « x » – $K \cdot G_0$

у напрямку осі « y » – $K \cdot H$,

де K – коефіцієнт пропорційності, який залежить від властивостей порід.

Для анізотропних порід переміщення у напрямку осі « y » буде меншим, ніж для ізотропних порід на величину $(1-h_a)$, тобто $K(1-h_a) \cdot H$.

З рис. 16 виходить, що:

$$\frac{H}{G_0} = \operatorname{tg}(\varphi - \gamma), \quad (6)$$

$$\frac{H(1-h_a)}{G_0} = \operatorname{tg}(\Psi - \gamma) \text{ або } \frac{H}{G_0} = \frac{\operatorname{tg}(\Psi - \gamma)}{1-h_a}, \quad (7)$$

де Ψ – поточний зенітний кут на виході із пласта, град;

γ – кут нахилу пласта, град.

Прирівнявши (6) і (7), отримаємо:

$$\operatorname{tg}(\varphi - \gamma) = \frac{\operatorname{tg}(\Psi - \gamma)}{1-h_a}. \quad (8)$$

Для умови стабілізації зенітного кута під час буріння в похилозалеглих анізотропних породах $\Psi = \alpha$.

Підставивши в рівняння (8) $\Psi = \alpha$ з врахуванням рівняння (5) і провівши відповідні перетворення, визначимо буровий індекс анізотропії.

$$h_a = \frac{\frac{h}{x_2} \operatorname{tg} \alpha}{\cos^2(\gamma - \alpha) \left[\frac{h}{x_2} \operatorname{tg} \alpha - \operatorname{tg}(\gamma - \alpha) \right]}. \quad (9)$$

Щоб визначити складові реакції вибою на долото h та x_2 , скористаємось рівнянням моментів, які діють на нижню ділянку бурильної колони (рис. 1а). Складемо для окремої ділянки пружної осі бурильної колони інтегродиференціальне рівняння

$$EI \frac{d^3 y}{dx^3} = -G_0 y + Hx + \int_0^x [q \cos \alpha (y - \eta) + q \sin \alpha (x - \xi)] d\xi, \quad (10)$$

де $EI \frac{d^3 y}{dx^3}$ – момент внутрішніх сил;

$q \cos \alpha$ – компонента рівномірно розподіленого навантаження, напрямлена вздовж осі x ;

$q \sin \alpha$ – компонента рівномірно розподіленого навантаження, напрямлена вздовж осі y ;

ξ, η – біжучі координати між початком та кінцем ділянки інтегрування (ξ змінюється від 0 до x , а η – від 0 до y).

Інтегруючи та диференціюючи рівняння (10) та використовуючи нові змінні між розмірними та безрозмірними величинами з врахуванням

$$\frac{EI}{m^3 q \cos \alpha} = 1, \quad (11)$$

отримаємо:

$$\frac{d^3 U}{dx^3} = -(x_2 - X) \frac{dU}{dx} + X + h, \quad (12)$$

де

$$\frac{x}{m} = X, \quad (13)$$

$$dx = m dX, \quad (14)$$

$$y = m U \operatorname{tg} \alpha, \quad (15)$$

$$\frac{dy}{dx} = \frac{dU}{dX} \operatorname{tg} \alpha, \quad (16)$$

$$\frac{d^2 y}{dx^2} = \frac{\operatorname{tg} \alpha}{m} \cdot \frac{d^2 U}{dX^2}, \quad (17)$$

$$\frac{d^3 y}{dx^3} = \frac{\operatorname{tg} \alpha}{m^3} \cdot \frac{d^3 U}{dX^3}, \quad (18)$$

$$\frac{G_0}{mq \cos \alpha} = x_2, \quad (19)$$

$$\frac{H}{mq \sin \alpha} = h. \quad (20)$$

Рівняння (12) розв'яжемо методом апроксимації, використовуючи як апроксимуючу функцію

$$U_a = \rho \sin \frac{\pi x}{2x_a}. \quad (21)$$

Після розв'язку отримаємо:

$$h = \rho \left(\frac{x_2}{x_a} - 1 + \frac{2}{\pi} \right) - \frac{x_a}{2}, \quad (22)$$

де ρ – зазор між нижньою частиною бурильної колони та стінкою свердловини у безрозмірних одиницях;

Таблиця 1 – Величини бурового індексу анізотропії гірської породи, розраховані за промисловими даними (чисельник) та визначені за результатами експериментальних даних (знаменник)

Відклади	Площа (родовище)		
	Північна Долина	Луква	Пасічна
Вигодська	$\frac{0,035 \pm 0,001}{0,028 \pm 0,002}$	$\frac{0,038 \pm 0,001}{0,025 \pm 0,002}$	-
Менілітова	$\frac{0,026 \pm 0,001}{0,032 \pm 0,002}$		$\frac{0,029 \pm 0,001}{0,035 \pm 0,002}$
Манявська	$\frac{0,013 \pm 0,005}{0,015 \pm 0,002}$	$\frac{0,058 \pm 0,013}{0,015 \pm 0,003}$	$\frac{0,048 \pm 0,013}{0,017 \pm 0,003}$
Полянницька	$\frac{0,025 \pm 0,001}{0,018 \pm 0,002}$	$\frac{0,018 \pm 0,005}{0,014 \pm 0,002}$	$\frac{0,020 \pm 0,005}{0,016 \pm 0,002}$
Ямненська	-	-	$\frac{0,04 \pm 0,0015}{0,033 \pm 0,002}$

x_a – відстань від долота до точки дотику бурильної колони зі стінкою свердловини у безрозмірних одиницях.

$$\rho = \frac{r}{mtg\alpha}, \quad (23)$$

де r – зазор між нижньою частиною бурильної колони та стінкою свердловини, м.

$$r = \frac{D_c - d_3}{2}, \quad (24)$$

де D_c і d_3 – відповідно діаметр свердловини та зовнішній діаметр бурильних труб, м.

$$m = \sqrt[3]{\frac{EI}{q \cos \alpha}}, \quad (25)$$

де E – модуль пружності матеріалу труб, Н/м²;
 I – осьовий момент інерції, м⁴.

$$I = \frac{\pi}{64} (d_3^4 - d_6^4), \quad (26)$$

де d_6 – внутрішній діаметр бурильних труб, м.

Вага одиниці довжини труб у промивальній рідині рівна:

$$q = \frac{\pi}{4} \cdot (d_3^2 - d_6^2) \cdot (\rho_m - \rho_{np}) g, \quad (27)$$

де ρ_m і ρ_{np} – відповідно густина матеріалу труб та промивальної рідини, кг/м³.

$$x_a = 8 \frac{\rho}{x_a} \left(\frac{3}{x_a^2} - Ax_2 + Bx_a \right), \quad (28)$$

$$A = \frac{12}{\pi^2} - 1, \quad (29)$$

$$B = \frac{36}{\pi^2} \cdot \left(1 - \frac{2}{\pi} - \frac{\pi}{36} - \frac{\pi^2}{36} \right). \quad (30)$$

Рівняння (28) є трансцендентним, тож його розв'язують методом ітерації.

Таким чином, якщо відомі зенітний кут « α », кут нахилу пласта « γ », режимно-технологічні параметри « h » та « x_2 », то за формулою (9) можна визначити буровий індекс анізотропії, а також оцінити його вплив на викривлення свердловин.

Для аналізу були вибрані свердловини із однаковими геологічними розрізами та приблизно однаковими фізико-механічними властивостями гірських порід, буріння яких велось однотипними КНБК при ідентичних режимно-технологічних параметрах. Використовуючи наведені вище формули, аналогічно розраховали буровий індекс анізотропії (табл. 1).

Для підтвердження отриманих аналітичних розрахунків бурового індексу анізотропії нами проведено лабораторні дослідження міцнісних характеристик натурних взірців гірської породи (керна), відібраних із однакових відкладів при бурінні різних свердловин. З відібраних кернів виготовляли зразки гірської породи циліндричної форми, у яких площини нашарування були розташовані перпендикулярно і паралельно висоті.

Згідно з існуючою методикою [15] у взірці гірської породи за допомогою преса втискували циліндричний індензор до руйнування породи з одночасною фіксацією тиску за допомогою манометра та деформації.

За результатами експериментальних даних побудовані графічні залежності зміни деформації від навантаження, на основі яких визначили твердість гірської породи та коефіцієнт пластичності. Знаючи твердість та пластичність гірської породи, розраховали умовні показники буримості за формулою:

$$\delta = \frac{10^{10}}{A \cdot p_{ш} \cdot \sqrt{K_{пл}}}, \quad (32)$$

де δ – буримість гірської породи;
 A – абразивність гірської породи, мг;
 $p_{ш}$ – твердість гірської породи, Н/м²;
 $K_{пл}$ – коефіцієнт пластичності гірської породи.

Варто зауважити, що абразивність та коефіцієнт пластичності гірської породи, визначені при випробуванні перпендикулярно та паралельно нашаруванню, мають однакові значення, тому буровий індекс анізотропії можна визначити за тиском, за якого руйнується зразок гірської породи перпендикулярно та паралельно нашаруванню.

$$h_a = 1 - \frac{P_{ш\perp}}{P_{ш\parallel}}, \quad (33)$$

де $P_{ш\perp}, P_{ш\parallel}$ – відповідно тиск, при якому руйнується гірська порода перпендикулярно та паралельно нашаруванню.

Результати розрахунків бурового індексу анізотропії на основі експериментальних досліджень міцнісних характеристик зразків гірської породи наведені в таблиці 1.

Аналізуючи результати проведених лабораторних досліджень, бачимо, що значення бурового індексу анізотропії, визначені експериментальним шляхом, практично збігаються із розрахованими аналітично (із допустимою для практичних розрахунків похибкою).

Під час буріння свердловини у похило залеглих пластах азимут викривлення переважно збігається із азимутом нахилу пласта. Якщо пласти залягають незгідно, то при переході із одного пласта в інший азимутальний кут змінюється. У цьому випадку внаслідок впливу анізотропії гірських порід та зміни кутових параметрів пласта вісь свердловини намагається займати напрям, перпендикулярний до площини нахилу пласта.

Визначимо вплив режимно-технологічних факторів та кутових параметрів пласта на зміну напрямку буріння. Виберемо основну систему координат, у якій осі «x» та «y» розташовані у горизонтальній площині, а вісь «z» направлена догори (рис. 2), причому азимут розбурюваного пласта « Θ_1 ».

Повернувши основну координатну систему хуз стосовно осі «z» на кут Θ_1 введемо додаткову систему координат $x_{\Theta_1} y_{\Theta_1} z_{\Theta_1}$.

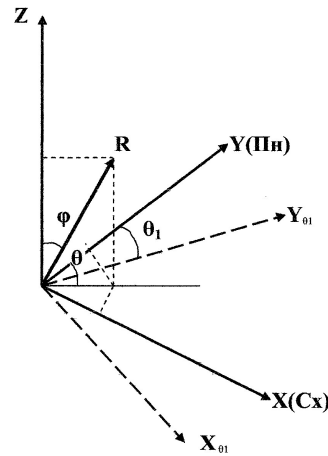


Рисунок 2 – Схема для розрахунку просторового орієнтування свердловини

Повернувши додаткову систему координат $x_{\Theta_1} y_{\Theta_1} z_{\Theta_1}$ відносно осі x_{Θ_1} на кут залягання пласта « γ », отримаємо ще одну додаткову систему координат $x_{\Theta_1\gamma} y_{\Theta_1\gamma} z_{\Theta_1\gamma}$. Проектуючи силу R на осі $z_{\Theta_1\gamma}, y_{\Theta_1\gamma}, x_{\Theta_1\gamma}$, отримаємо:

$$\left. \begin{aligned} \Delta z_{\Theta_1\gamma} &= R \cos \varphi \cos \gamma + R \sin \varphi \cos(\Theta - \Theta_1) \sin \gamma \\ \Delta y_{\Theta_1\gamma} &= R \sin \varphi \cos(\Theta - \Theta_1) \cos \gamma - R \cos \varphi \sin \gamma \\ \Delta x_{\Theta_1\gamma} &= R \sin \varphi \sin(\Theta - \Theta_1) \end{aligned} \right\} \quad (32)$$

У процесі буріння похило залеглих анізотропних гірських порід напрям буріння збігається з напрямком рівнодійної швидкостей, а не сил. Для того, щоб врахувати вплив анізотропії (h_a), перейдемо від сил до швидкостей, вважаючи, що у площині нахилу пласта ($x_{\Theta_1\gamma} y_{\Theta_1\gamma}$) швидкість буріння (відповідно і компоненти миттєвих переміщень на осі $x_{\Theta_1\gamma} y_{\Theta_1\gamma}$) менша на величину $(1 - h_a)$, ніж величина сили, а у напрямі вертикальної осі ($z_{\Theta_1\gamma}$) – пропорційна.

Повертаючи додаткову систему координат $x_{\Theta_1\gamma} y_{\Theta_1\gamma} z_{\Theta_1\gamma}$ у зворотному напрямку відносно осі x_{Θ_1} на кут « γ » і стосовно осі z на кут Θ_1 та спроектувавши швидкості на осі x, y, z , отримаємо:

$$\left. \begin{aligned} \Delta V_z &= k \Delta z_{\Theta_1\gamma} \cos \gamma - k \Delta y_{\Theta_1\gamma} (1 - h_a) \sin \gamma \\ \Delta V_y &= [k \Delta y_{\Theta_1\gamma} (1 - h_a) \cos \gamma + k \Delta z_{\Theta_1\gamma} \sin \gamma] \cos \Theta_1 + \\ &+ k \Delta x_{\Theta_1\gamma} (1 - h_a) \sin \Theta_1 \\ \Delta V_x &= k \Delta x_{\Theta_1\gamma} (1 - h_a) \cos \Theta_1 - \\ &- [k \Delta y_{\Theta_1\gamma} (1 - h_a) \cos \gamma + k \Delta z_{\Theta_1\gamma} \sin \gamma] \sin \Theta_1 \end{aligned} \right\} \quad (33)$$

У систему рівнянь (33) підставимо замість $z_{\Theta_1\gamma}, y_{\Theta_1\gamma}, x_{\Theta_1\gamma}$ відповідні значення із системи

Таблиця 2 – Результати розрахунків для найпоширеніших компоновок з різними значеннями зенітних кутів та кутів нахилу пласта

№	D_δ , мм	d_3 , мм	d_6 , мм	G_δ , кН	ρ_n , кг/м ³	α_κ , град	γ_n , град	m	x_2	ρ	x_a	h	h_a	φ , град	α_κ	Θ_κ
1	393,7	229	90	180	1360	5	10	23,225	3,509	0,041	0,645	-0,117	0,033	4,8	4,97	35,99
2	393,7	229	90	240	1360	3,65	4	23,212	4,633	0,056	0,796	-0,092	0,17	3,6	3,64	38,95
3	295,3	229	90	220	1360	2,9	50	23,206	4,281	0,028	0,901	-0,327	0,063	2,7	2,86	36,63
4	295,3	229	90	200	1620	2,45	5,5	23,521	3,999	0,033	0,932	-0,337	0,042	2,2	2,33	36,77
5	295,3	254	100	250	1100	3,5	12	24,55	3,59834	0,01375	0,7671	-0,324	0,03634	3,2	3,53	77,62
6	295,3	240	140	160	1100	5,25	15	24,87	3,27205	0,01104	0,92995	-0,43014	0,07716	5,0	5,73	75,58
7	295,3	240	140	200	1200	10,25	20	24,96	4,12028	0,00613	1,03	-0,4927	0,11508	9,0	10,13	75,57
8	295,3	240	140	200	1100	6	25	24,87	4,09128	0,01058	1,05357	-0,48956	0,03942	5,3	5,96	77,01
9	295,3	240	140	190	1100	4	20	24,45	3,87881	0,01591	1,05453	-0,4745	0,63135	3,5	3,99	77,08
10	295,3	240	140	190	1100	10,5	30	24,47	3,91636	0,000598	1,05453	-0,50725	0,07145	9,1	10,25	76,36
11	215,9	178	100	180	1560	2,14	3,5	20,702	8,28	0,024	0,934	-0,259	0,047	2,1	2,21	36,19
12	215,9	178	100	190	1560	1,0	2,5	20,698	8,742	0,035	0,934	-0,152	0,026	1,0	1,13	35,93
13	190,5	146	100	200	1280	1,0	10	18,545	18,83	0,069	0,934	-0,894	10,005393	0,9	1,03	36,02
14	190,5	146	75	60	1100	10,5	30	17,58	4,25416	0,01073	1,05453	-0,48789	0,06373	9,3	10,55	76,54

Примітка: для 1-4 і 11-13: $\Theta = 35^\circ$, $\Theta_1 = 50^\circ$, для 5-10 і 14: $\Theta = 80^\circ$, $\Theta_1 = 60^\circ$

рівнянь (32). Виконавши відповідні тригонометричні спрощення, отримуємо у напрямі основної координатної системи x, y, z прирости миттєвих переміщень $\Delta V_x, \Delta V_y, \Delta V_z$.

$$\left. \begin{aligned} \Delta V_x &= kG_b \cos \alpha \left(1 - \frac{h}{x_2} \operatorname{tg}^2 \alpha \right) \left(a \operatorname{tg} \varphi \sin \Theta + b \sin \gamma \sin \Theta_1 \right) \\ \Delta V_y &= kG_b \cos \alpha \left(1 - \frac{h}{x_2} \operatorname{tg}^2 \alpha \right) \left(a \operatorname{tg} \varphi \cos \Theta + b \sin \gamma \cos \Theta_1 \right) \\ \Delta V_z &= kG_b \cos \alpha \left(1 - \frac{h}{x_2} \operatorname{tg}^2 \alpha \right) (a + b \cos \gamma) \end{aligned} \right\} (34)$$

$$\text{де } G_\delta \cos \alpha \left(1 - \frac{h}{x_2} \operatorname{tg}^2 \alpha \right) = R \cos \varphi, \quad (35)$$

$$a = 1 - h_a, \quad (36)$$

$$b = h_a \cos \gamma [\operatorname{tg} \varphi \cdot \operatorname{tg} \gamma \cdot \cos(\Theta - \Theta_1) + 1], \quad (37)$$

Кут між вертикаллю і вектором навантаження на вибій « φ » можна визначити, розв'язавши рівняння (8) для умови стабілізації зенітного кута ($\Psi = \alpha$).

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\operatorname{tg}(\alpha - \gamma) + (1 - h_a) \operatorname{tg} \gamma}{1 - h_a - \operatorname{tg} \gamma \cdot \operatorname{tg}(\alpha - \gamma)}, \quad (38)$$

За приростами миттєвих переміщень можна визначити зенітний α_κ та азимутальний Θ_κ кути при бурінні анізотропних гірських порід незгідно залеглих пластів за такими залежностями:

$$\operatorname{tg} \alpha_\kappa = \frac{\sqrt{a^2 \operatorname{tg}^2 \varphi + b^2 \sin^2 \gamma + 2ab \operatorname{tg} \varphi \sin \gamma \cos(\Theta - \Theta_1)}}{a + b \cos \gamma}, \quad (39)$$

$$\operatorname{tg} \Theta_\kappa = \frac{a \operatorname{tg} \varphi \sin \Theta + b \sin \gamma \sin \Theta_1}{a \operatorname{tg} \varphi \cos \Theta + b \sin \gamma \cos \Theta_1}. \quad (40)$$

Якщо $\Theta = \Theta_1$ настає стабілізація зенітного кута. Тоді

$$\operatorname{tg} \alpha_\kappa = \frac{a \operatorname{tg} \varphi + b \sin \gamma}{a + b \cos \gamma}. \quad (41)$$

У таблиці 2 зведені результати розрахунків для найпоширеніших компоновок з різними значеннями зенітних кутів та кутів нахилу пласта.

Таким чином, при розбурюванні горизонтально залягаючих пластів ($\gamma = 0$), а також ізотропних порід ($h_a = 0$) зенітний кут свердловини на виході із пласта дорівнює куту між вертикаллю і вектором навантаження ($\alpha_\kappa = \varphi$), а азимутальний – азимуту свердловини ($\Theta_\kappa = \Theta$). Якщо $h_a = 1$, то зенітний кут на виході з пласта дорівнює куту нахилу пласта ($\alpha_\kappa = \gamma$), а азимутальний – азимуту пласта ($\Theta_\kappa = \Theta_1$). В усіх інших випадках зенітний кут на виході з пласта α_κ знаходиться між кутами φ та γ , а азимутальний Θ_κ – між кутами Θ і Θ_1 .

На основі проведених аналітичних розрахунків бурового індексу анізотропії за допомогою ЕОМ побудовано номограми, за допомогою яких графоаналітичним методом можна визначити осьове навантаження на долото при різних КНБК і параметрах залягання пластів гірських порід для отримання проектних зенітних кутів свердловини або створення умов для їх стабілізації. Такі ж номограми можна використовувати для визначення місця встановлення опорно-центруючих елементів з метою забезпечення стабілізації роботи КНБК та просторового орієнтування осі свердловини із врахуванням режимно-технологічних параметрів та кутів залягання пластів гірських порід.

Таким чином, при бурінні свердловин в похило залеглих пластах при проектуванні осьового навантаження на долото і КНБК необхідно враховувати буровий індекс анізотропії з метою запобігання довільному викривленню свердловин.

Промислову перевірку розробленої методики визначення бурового індексу анізотропії провели в процесі буріння деяких інтервалів на свердловинах Струтинської площі Прикарпаття. За результатами буріння свердловини з врахуванням бурового індексу анізотропії для вибраних інтервалів зменшилась інтенсивність викривлення ствола свердловини. Значення зенітних кутів в інтервалах, пробурених з використанням розроблених рекомендацій, були близькі до очікуваних і знаходились у межах від 1 до 6° при 12-13° у свердловинах, які бурились без врахування вказаних рекомендацій.

Для підвищення якості робіт з керування траєкторією свердловин розроблено методику визначення бурового індексу анізотропії, яка прийнята до впровадження.

Висновки

1. В результаті проведених досліджень одержано аналітичну залежність для визначення бурового індексу анізотропії у похилих пластах гірської породи, яка враховує кут залягання пласта. Причому на величину індексу анізотропії найбільший вплив має мінералогічний склад породи.

2. Значення бурового індексу анізотропії, визначені експериментальним шляхом, збігаються із результатами аналітичних розрахунків з достатньо високою точністю.

3. Використання бурового індексу анізотропії гірської породи дозволило раціонально вибирати режимно-технологічні параметри буріння свердловин у різних прошарках породи.

Література

1. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении. Москва: Гостоптехиздат, 1960. 161 с.
2. Александров М. М., Григулецкий В. Г., Лукьянов, В. Г. О факторах, влияющих на искривление скважин. *Труды УфНИИ*, 1980. №7.
3. Гулизаде М. П., Зельманович Г. М., Кауфман Л. Я., Сушон Л. Я. Влияние анизотропии пород по буримости на процесс пространственного искривления. *Изв.вузов. Нефть и газ*. 1975. №8. С.13-16.
4. Воевидко И. В., Кочкодан Я. М., Васько, А. И. Разработка методики определения бурового индекса анизотропии и оценка его влияния на пространственное ориентирование скважин. *Вестник Белорусско-Российского университета*. 2019. № 1. С.5-13.
5. Калинин А. Г., Григулецкий В.В. Естественное и искусственное искривление скважин. Москва: Институт компьютерных исследований, 2006. 640 с.
6. Кривошеев В. В. Искривление скважин в анизотропных породах. Томск. Изд-во НТЛ, 1999. 240 с.
7. Крижанівський Є. І., Воевідко І.В. Вплив анізотропії гірських порід на зенітне викривлення свердловин з врахуванням їх орієнтації відносно геологічної структури. *Нафтова і газова промисловість*. 2003. № 6. С.20-22.
8. Сулакшин С. С. Направленное бурение. Москва: Недра. 1987.
9. Кочкодан Я. М., Васько А.І. Вплив анізотропії гірських порід на просторове орієнтування свердловин. *Матеріали XII Міжнародної наукової інтернет конференції*. 2016. №3. С.12-28.
10. Кочкодан Я. М., Васько А.І., Добруцький, Р.Л. Вплив бурового індексу анізотропії на викривлення осі свердловини від проектного профілю. *Матеріали XIII Міжнародної наукової інтернет конференції*. 2017. №5. С.72-90.
11. Спивак А. И. *Механика горных пород*. Москва: Недра. 1967.

References

1. Vuds G., Lubinskiy A. Iskrivlenie skvazhin pri burenii. Moskva: Gostoptehizdat, 1960. 161 p. [in Russian]
2. Aleksandrov M. M., Griguletskiy V. G., Lukyanov, V. G. O faktorah, vliyayuschih na iskrivlenie skvazhin. *Trudy UfNI*, 1980. No7. [in Russian]

3. Gulizade M. P., Zelmanovich G. M., Kaufman L. Ya., Sushon L. Ya. Vliyanie anizotropii porod po burimosti na protsess prostranstvennogo iskrivleniya. *Izv.vuzov. Neft i gaz*. 1975. No 8. P.13-16. [in Russian]
4. Voevidko I. V., Kochkodan Ya. M., Vasko, A. I. Razrabotka metodiki opredeleniya burovogo indeksa anizotropii i otsenka ego vliyaniya na prostranstvennoe orientirovanie skvazhin. *Vestnik Belorussko-Rossiyskogo universiteta*. 2019. No 1. P.5-13. [in Russian]
5. Kalinin A. G., Griguletskiy V.V. Estestvennoe i iskusstvennoe iskrivlenie skvazhin. Moskva: Institut kompyuternykh issledovaniy, 2006. 640 p. [in Russian]
6. Krivosheev V. V. Iskrivlenie skvazhin v anizotropnykh porodakh. Tomsk. Izd-vo NTL, 1999. 240 p. [in Russian]
7. Kryzhanivskiy Ye. I., Voievidko I.V. Vplyv anizotropii hirskykh porid na zenitne vykryvleniia sverdlovyn z vrakhuvanniam yikh oriientatsii vidnosno heolohichnoi struktury. *Naftova i hazova promyslovist*. 2003. No 6. P. 20-22.[in Ukrainian]
8. Sulakshyn, S. S. Napravlennoe burenye. Moskva: Nedra. 1987. [in Russian]
9. Kochkodan Ya. M., Vasko A.I. Vplyv anizotropii hirskykh porid na prostorove oriientuvanniia sverdlovyn. Materialy XII Mizhnarodnoi naukovoï internet konferentsii. 2016. No3. P.12-28. [in Ukrainian]
10. Kochkodan Ya. M., Vasko A.I., Dobrutskiy, R.L. Vplyv burovoho indeksu anizotropii na vykryvleniia osi sverdlovyny vid proektnoho profilu. Materialy XIII Mizhnarodnoi naukovoï internet konferentsii. 2017. No 5. P.72-90. [in Ukrainian]
11. Spivak, A. Y. Mekhanyka hornuh porod. Moskva: Nedra, 1967. [in Russian]

ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАСТОСОВНОСТІ МІКРОХВИЛЬОВОГО НАГРІВАННЯ НАФТОПРОДУКТІВ У ЗАЛІЗНИЧНИХ ЦИСТЕРНАХ

І. Л. Бошкова*, Н. В. Волгушева, О. С. Тітлов, Е. І. Альтман, А. В. Арику

Одеська національна академія харчових технологій; 65039, Україна, Одеса, вул. Канатна, 112,
e-mail: tte_onaft@ukr.net

Аналітично досліджується процес нагрівання в'язких нафтопродуктів у мікрохвильовому полі. Практична цінність роботи пов'язана з необхідністю розігріву високов'язких нафтопродуктів при зливанні із залізничних цистерн. Визначено, що застосування мікрохвильового випромінювання є одним з найперспективніших напрямів при створенні енергозберігаючих та екологічно безпечних технологій. Застосування енергії мікрохвиль замість використовуваних на даний час в більшості промислових установок теплоносіїв дозволяє значно спростити технологічну схему, виключивши всі процеси і апарати, пов'язані з підготовкою теплоносія. Сучасним напрямком застосування мікрохвильового нагріву є нагрівання високов'язких нафтопродуктів, що забезпечує значне зниження в'язкості. На даний час недоліком цього методу є нерівномірний нагрівання. Внаслідок цього існує потреба у раціональному схемному рішенні для підведення мікрохвильової енергії та відповідних математичних моделей для розрахунку температури нафтопродукту. Проведено аналітичне дослідження процесу нагрівання в наближенні сферичного тіла при безперервно діючих внутрішніх джерел теплоти, що виникають внаслідок дії мікрохвильового поля. Прийняті граничні умови I роду та припущення незмінності теплофізичних властивостей рідини. Наведено алгоритм рішення диференціальних рівнянь методом сіток при заміні диференціальних операторів різницевиими співвідношеннями. За рекуррентною формулою для тривимірної задачі теплопровідності виконано розрахунки температурного поля при нестационарному нагріванні. При моделюванні мікрохвильового нагрівання нафтопродуктів для даної схеми визначено відстань від мікрохвильового випромінювача до зливного отвору на підставі розрахунку глибини проникнення мікрохвильової енергії. При проведенні розрахунків приймалися теплофізичні характеристики для мазуту. Визначено, що використання мікрохвильової енергії здатне істотно інтенсифікувати процес і знизити витрати енергії на нагрівання.

Ключові слова: зливання нафтопродуктів, математична модель, теплопровідність, сітковий метод, глибина проникнення, температура

Аналитически исследуется нагрев вязких нефтепродуктов в микроволновом поле. Практическая ценность работы связана с необходимостью разогрева высоковязких нефтепродуктов при сливе из железнодорожных цистерн. Определено, что применение микроволнового излучения является одним из наиболее перспективных направлений при создании энергосберегающих и экологически безопасных технологий. Применение энергии микроволн вместо используемых в настоящее время в большинстве промышленных установок теплоносителей позволяет упростить технологическую схему, исключив все процессы и аппараты, связанные с подготовкой теплоносителя. Современным направлением применения микроволнового нагрева является нагрев высоковязких нефтей и нефтепродуктов, что обеспечивает значительное снижение вязкости. В настоящее время недостатком этого метода является неравномерный нагрев. В результате существует необходимость рационального схемного решения для подвода микроволновой энергии и соответствующих математических моделей для расчета температуры нефтепродукта. Проведено аналитическое исследование процесса нагрева в приближении сферического тела при непрерывно действующих внутренних источниках теплоты, возникающих под воздействием микроволнового поля. Приняты граничные условия первого рода и допущение неизменности теплофизических свойств жидкости. Приведен алгоритм решения дифференциальных уравнений методом сеток при замене дифференциальных операторов разностными соотношениями. По рекуррентной формуле для трехмерной задачи теплопроводности выполнены расчеты температурного поля при нестационарном нагреве. При моделировании микроволнового нагрева нефтепродуктов для данной схемы определено расстояние от микроволнового излучателя до сливного отверстия из расчета глубины проникновения микроволновой энергии. При проведении расчетов принимались теплофизические свойства для мазута. Определено, что использование микроволновой энергии способно существенно интенсифицировать процесс и снизить расход энергии на нагрев.

Ключевые слова: сливание нефтепродуктов, математическая модель, теплопроводность, сеточный метод, глубина проникновения, температура.

The heating of viscous petroleum products in a microwave field has been analytically investigated. The practical value of the work is related to the need to heat high-viscosity petroleum products when draining from railway tanks. It has been determined that the use of microwave radiation is one of the most promising areas in the creation of energy-saving and environmentally friendly technologies. The use of microwave energy instead of the currently used in most industrial installations of coolants can greatly simplify the technological scheme, eliminating all processes and devices associated with the preparation of the coolant. A modern area of application of microwave heating is the heating of high-viscosity oils and petroleum products, which significantly reduces viscosity. Currently, the disadvantage of this method is uneven heating. As a result, there is a need for a rational scheme solution for the supply of microwave energy and appropriate mathematical models for calculating the temperature of the petroleum product. An analytical study of the heating process in the approximation of a spherical body with continuously operating internal heat sources arising from the action of a microwave field has been carried out. The boundary conditions of the first kind and the assumption of invariance of thermophysical properties of the liquid are accepted. An algorithm for solving differential equations by the grid method when replacing differential operators with difference relations is presented. According to the recurrent formula for the three-dimensional thermal conductivity problem, the temperature field in non-stationary heating calculations have been performed. In the simulation of petroleum products' microwave heating under this scheme, the distance from the microwave emitter to the drain hole has been determined based on the microwave energy penetration depth calculation. Thermophysical characteristics for fuel oil were taken into account during the calculations. It is determined that using microwave energy can significantly intensify the process and reduce energy costs for heating.

Key words: oil product drainage, mathematical model, thermal conductivity, mesh method, penetration depth, temperature.

Вступ

Застосування мікрохвильового випромінювання є одним з найперспективніших напрямів створення ресурсо- та енергозберігаючих, екологічно безпечних технологій. Нагрівання в мікрохвильовому полі характеризується високою швидкістю і великою ефективністю. Застосування енергії мікрохвиль замість використання на даний час у більшості промислових установок теплоносіїв дає змогу значно спростити технологічну схему, виключивши всі процеси і апарати, пов'язані з підготовкою теплоносія, а також шкідливі викиди в атмосферу. Проведення досліджень, пов'язаних з визначенням оптимізації впливу мікрохвильового випромінювання на перебіг ряду хімічних і нафтохімічних процесів, є важливим і актуальним напрямком інтенсифікації цих процесів, як на лабораторному рівні, так і в промисловому масштабі. Одним з напрямків застосування мікрохвильового нагрівання є нагрівання високов'язких нафт, що забезпечує значне зниження в'язкості продукту. Актуальним завданням транспортування в'язких нафтопродуктів є їх розвантаження з ємностей зберігання або транспортування, наприклад, із залізничних цистерн. Існує декілька способів зливання нафтопродуктів: більш текучим розчинником, з підігріванням продукту насиченою водяною парою, з використанням мікрохвильових установок, циркуляційним методом з використанням змієвикових підігрівачів, а також модифікаціями і комбінуванням цих методів. Підігрівання насиченою водяною відкритою парою неможливий для деяких продуктів, що не допускають обводнення. Так, обводнення знижує ефективність го-

ріння мазуту в топках котлів. Крім цього, пар погано перемішується з мазутом, а також кипляча вода, що конденсується з пари, на холодному мазуті спінує продукт, що може призвести до викиду продукту в люк. Застосування енергії мікрохвильового поля вважається перспективним, однак недоліком цього методу є нерівномірне нагрівання, що також пов'язане з низькою теплопровідністю продукту і практично повною відсутністю конвекції нафтопродукту в цистерні.

Аналіз літературних джерел

Для розвитку методу мікрохвильового нагрівання нафти вивчають теплові ефекти і температурні поля у продукті. Дослідження [1] спрямоване на підвищення ефективності теплопередачі в'язкої нафти і вирішення проблем нерівномірного розподілу температури та поглинання енергії в процесі нагрівання нафти у нафтовому резервуарі. Доведено, що розподіл температури нафтопродукту більш збалансований при комбінованому впливі джерел нагрівання. Результати цього дослідження можуть надати теоретичну основу для вивчення закону теплопередачі в процесі комбінованого нагрівання парою нафтових цистерн і мікрохвильового нагрівання. В [2] розглядаються особливості нагрівання нафтопродуктів у мікрохвильовому полі і представлена базова теорія ефективного нагрівання. При цьому слід уникати перегрівання нафти в локальних її областях [3], що підвищує ризик вибуху. Акагі і Като [4] вивчали вплив коефіцієнта конвективної тепловіддачі по теплообміну і розподілу температури при підігріві в'язкої нафти. Вей та інші [5], Ма-

каньян і інші [6], Ху [7], Чжу та інші [8] досліджували зміну характеристик поля температури і витрати методами чисельного моделювання та отримали характеристики процесу нагрівання нафтопродуктів.

Розроблені технології мікрохвильового нагрівання характеризуються високою інтенсивністю і ефективністю. Ці переваги дозволяють використовувати мікрохвильове нагрівання при сушінні харчових продуктів, зниженні в'язкості мастила, поділу емульгування олії і води і т.д. [9-10]. Згідно з аналізом температурного поля в'язкої нафти, нерівномірний розподіл мікрохвильового поля в резервуарі з мастилом викличе регіональні відмінності в розподілі поля температури. З точки зору аналізу процесу теплопередачі [1], під час мікрохвильового нагрівання молекули мастила стрімко рухаються і починають швидко проникати в інші області. Макроскопічно гарячий нафтопродукт переносить енергію до області з більш низькою температурою за рахунок теплопровідності. При цьому ефект теплопровідності є визначальним в порівнянні з природною конвекцією,

Визначено [1, 11-12], що мікрохвильова енергія інтенсивно поглинається в'язким нафтопродуктом. Аналіз літературних даних свідчить, що метод мікрохвильового нагрівання нафтоналивних танкерів є здійсненним, і його доцільно досліджувати для подальшого застосування в промисловості. Однак існує необхідність у проведенні аналітичних і експериментальних досліджень процесу нагрівання нафтопродуктів у мікрохвильовому полі для вирішення окремих завдань, однією з яких є інтенсифікація зливу високов'язких нафтопродуктів із залізничних цистерн.

Метою досліджень є аналітичне обґрунтування доцільності мікрохвильового нагрівання високов'язких нафтопродуктів для забезпечення зливу із залізничних цистерн.

Аналітичне дослідження процесу мікрохвильового нагрівання високов'язких нафтопродуктів

Для опису процесу нагрівання циліндричної цистерни з нафтопродуктами, що піддаються впливу високочастотного електромагнітного випромінювання, в [13] застосовано рівняння теплопровідності в циліндричних координатах. Аналіз роботи дає підстави зробити висновок, що запропонований метод математичного моделювання мікрохвильового нагрівання нафтопродуктів може бути прийнятий за основу. Моделювання мікрохвильового нагрівання високов'язких нафтопродуктів доцільно проводити

відповідно до диференціального рівняння теплопровідності з урахуванням внутрішніх джерел теплоти. Однак безпосередньо використовувати запропоновані результати неможливо, тому що в даній роботі розглядається процес нагрівання великого об'єму, який не може бути описаний циліндричними координатами.

Математична модель нагрівання нафтопродукту в резервуарі від дії мікрохвильового джерела ґрунтується на припущенні, що розповсюдження теплоти здійснюється в необмеженому масиві в процесі теплопровідності в умовах дії внутрішніх джерел енергії. Приймаючи, що теплофізичні властивості постійні і потужність мікрохвильового поля визначається дією внутрішніх джерел теплоти q_v , диференціальне рівняння теплопровідності набуває такого вигляду:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a \nabla^2 t + \frac{q_v}{\rho c_p}, \quad (1)$$

де a - коефіцієнт температуропровідності,
 ρ - густина нафтопродукту,
 c_p - його теплоємність.

Завдання вирішувалося в сферичних координатах, для яких оператор Лапласа ∇^2 за умови, що температура змінюється тільки по радіусу r , має такий вигляд:

$$\nabla^2 t = \frac{\partial^2 t}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial t}{\partial r}. \quad (2)$$

Приймаються граничні умови Іроду. Умови однозначності представлені у вигляді (3):

$$\left. \begin{array}{l} \text{при } \tau = 0: \quad t(0, r) = t_0 = \text{const}; \\ \text{при } \tau > 0, \quad t(\tau, R) = t_0 = \text{const}; \\ \frac{\partial t(\tau, 0)}{\partial r} = 0 \end{array} \right\} \quad (3)$$

Останнє рівняння відображає умову симетрії. Температуру на межі приймають рівною температурі нафтопродуктів до початку нагрівання. Радіус кулі приймається рівним відстані від джерела випромінювання до дна ємності. Для розрахунку температур використовувався метод кінцевих різниць.

Часткові похідні, що входять до диференціального рівняння теплопровідності, граничні та початкові умови замінюються (апроксимуються) різницевиими відношеннями, які є лінійною комбінацією значень сіткової функції в кількох вузлах. Для нестационарної задачі в області $\Omega = \{0 \leq r \leq \ell, 0 \leq \tau \leq \tau_k\}$ вводиться просторово-тимчасова сітка $\Omega_{ht} = \Omega_h \times \Omega_\tau$ (рис. 1). Сукупність точок, що лежать на лінії τ_1 , називають тимчасовим шаром. Для позначення

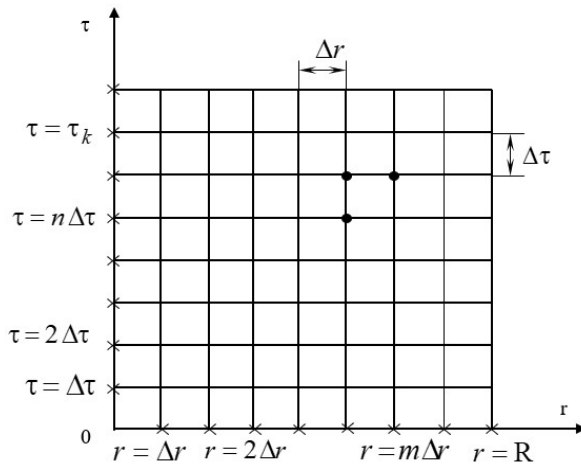


Рисунок 1 – Просторово-тимчасова сітка

сіткової функції у вузлі n на k , $k+1$ тимчасовому шарі будемо використовувати позначення t_n^k, t_n^{k+1} .

Перетворимо диференціальне рівняння (1) до скінченно-різницевого вигляду, замінивши диференціальні оператори різницевиими відношеннями. Для точки n :

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = \frac{t_n^{k+1} - t_n^k}{\Delta \tau} + \varepsilon_1, \quad (4)$$

$$\left(\frac{\partial t}{\partial r}\right)_+ \approx \frac{t_n^k - t_{n-1}^k}{\Delta r}, \quad (5)$$

$$\left(\frac{\partial t}{\partial r}\right)_- \approx \frac{t_{n+1}^k - t_n^k}{\Delta r}, \quad (6)$$

$$\frac{\partial^2 t}{\partial r^2} = \frac{t_{n+1}^k + t_{n-1}^k - 2t_n^k}{\Delta r^2} + \frac{q_v}{\rho c_p} + \varepsilon_2. \quad (7)$$

У цих виразах є залишкові доданки $\varepsilon_1, \varepsilon_2$ (похибки), які враховують перехід від похідних до різницевих відношень. Похибки $\varepsilon_1, \varepsilon_2$ можуть бути оцінені шляхом розкладання функції в ряд Тейлора [15]. Відкинувши залишок і позначивши число Фур'є $Fo = \frac{a \Delta \tau}{\Delta r^2}$, маємо рекурсивну формулу для тривимірної задачі:

$$t_1^{k+1} = Fo(t_2^k + t_3^k + t_4^k + t_5^k + t_6^k + t_7^k) + (1 - 6Fo)t_1^k. \quad (8)$$

Умова стійкості внутрішніх вузлів для тривимірних задач [15]: $Fo \leq \frac{1}{6}$.

Під час розрахунків були використані такі значення фізичних характеристик: $\rho = 950$ кг/м³, $c_p = 3$ кДж/(кг·К), $\lambda = 0.125$ Вт/(м·К) [13]. Відповідно до [14], для мазуту відносна діелектрична проникність $\varepsilon' = 3,5-4,5$ і глибина прони-

кнення $\text{tg}\delta = 0,013-0,03$, що характерно для діелектриків, які досить ефективно поглинають мікрохвильову енергію.

При моделюванні мікрохвильового нагрівання нафтопродуктів для даної схеми необхідно оцінити відстань від мікрохвильового випромінювача до зливного отвору. Оскільки мікрохвильове випромінювання має бути практично повністю поглинене, слід було провести оцінку глибини проникнення, яка, в свою чергу, залежить від коефіцієнта поглинання (9)[16]:

$$\alpha = \frac{2\pi}{\lambda_0} \left[\frac{1}{2} \cdot \varepsilon' \left[\sqrt{1 + \text{tg}\delta^2} - 1 \right]^{1/2} \right] =$$

$$= \frac{2\pi}{12,24 \cdot 10^{-2}} \left[\frac{1}{2} \cdot 4,5 \left[\sqrt{1 + 0,03^2} - 1 \right]^{1/2} \right] =$$

$$= 2,45 \text{ м}^{-1},$$

тоді глибина проникнення (10):

$$\Delta = \frac{1}{2\alpha} = \frac{1}{2 \cdot 2,45} = 0,20 \text{ м}. \quad (10)$$

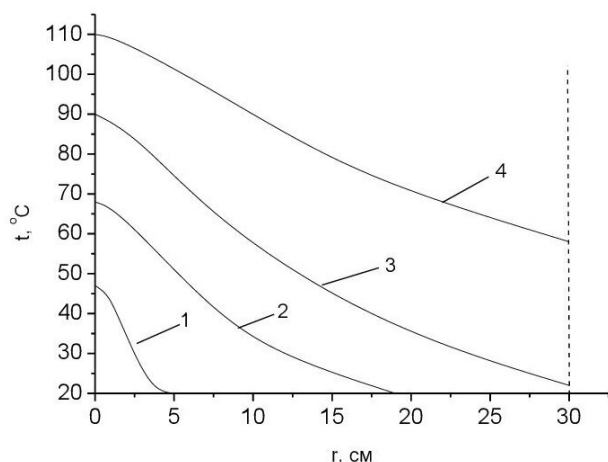
На такій відстані потік електромагнітної енергії зменшиться в e раз [16]. Приймаємо відстань до зливного отвору рівним полуторному значенню глибини проникнення $1,5 \cdot \Delta = 30$ см: на такій відстані спостерігається достатній розігрів нафтопродукту від мікрохвильового поля та теплопровідності від шарів, розташованих ближче до джерела мікрохвильової енергії.

У ході проведення розрахунків передбачалося, що на початковому етапі зливання не проводиться, відбувається нагрівання нерухомого об'єму нафтопродукту (мазут). Після досягнення мазутом температури 60 °С (рекомендована для зливання) неподалік зливного отвору, починається його відкачування. При цьому до випромінювача починають підходити потоки нерозігрітого продукту. Процес нагрівання може тривати до тих пір, поки нафта не опуститься до рівня зливного отвору. Існують рекомендації [17], згідно з якими при об'ємах матеріалу, що розігрівається понад 20 м³ і температурах навколишнього середовища нижче 10 °С, доцільно використовувати мікрохвильові установки потужністю не менше 50 кВт. На відміну від цих рекомендацій, у випадку встановлення магнетрона на невеликій висоті відносно висоти зливного отвору потужність магнетрона може бути істотно знижена, оскільки немає необхідності в розігріванні всього об'єму нафтопродукту.

Розрахунки температур мазуту проведені на відстані від 0 (джерело мікрохвильової енергії) до 30 см (зливний отвір). На рис. 2 представлено температурне поле в нафтопродукті для

різних проміжків часу [18]. Температура мазуту в часі зростає, фронт нагрітої області розширюється. Через 65 хв цей фронт досягає зливного отвору, однак температура нафти недостатня для запуску процесу відкачування.

З рис. 2 видно, що температура мазуту 60 °С поблизу зливного отвору буде досягнута через 116 хв. Витрата мазуту при його відкачуванні з урахуванням того, що довколишні шари є більш нагрітими, за приблизними розрахунками складе 0,17 кг/с. Щоб збільшити витрату, забезпечивши досягнення необхідної температури у зливного отвору 60 °С, можна встановити магнетрон більшої потужності (наприклад, 15 кВт). Тоді витрата збільшиться до 0,93 кг/с.



1 - $\tau = 1$ хв, 2 - $\tau = 10$ хв,
3 - $\tau = 65$ хв, 4 - $\tau = 116$ хв

Рисунок 2 – Розрахункова зміна температури мазуту в цистерні у процесі мікрохвильового нагрівання [18]

Під час розроблення пристрою для мікрохвильового нагрівання необхідно враховувати таке [17]: об'єм продукту в цистернах може змінюватися в широких межах, і, відповідно, змінюється опір навантаження (об'єму, що нагрівається), тому виникає необхідність в узгодженні останнього з мікрохвильовим генератором, щоб уникнути пошкоджень магнетрона, який повинен бути надійно захищений від неузгодження навантаження.

Застосовність мікрохвильового нагрівання до інтенсифікації процесу зливання високов'язких нафтопродуктів

Існуючі патенти та технічні рішення, запропоновані для використання мікрохвильового нагрівання нафтопродуктів, припускають, що енергія НВЧ падає на вільну поверхню рідини. Приклад такого схемного рішення наведено в [17]. У цьому патенті предметом винаходу є випромінювач у вигляді спрямованої

антени, встановленої похило до поверхні загущеного або замороженого нафтопродукту. Конструкція передбачає нагрівання продукту в резервуарі потоком мікрохвильового випромінювання, що утворюється під гострим кутом до продукту в протилежному від внутрішніх сходів напрямку, що підвищує ефективність нагрівання продукту, надійність магнетрона і мікрохвильового генератора загалом. Недоліком таких схем є те, що мікрохвильова енергія, яка падає на поверхню нафтопродукту, швидко згасає внаслідок перетворення її в тепло при переміщенні вглиб резервуара. Як показано вище, глибина проникнення мікрохвиль частотою 2450 МГц для мазуту становить 20 см, і це значення можна порівняти з глибиною проникнення інших високов'язких нафтопродуктів. Оскільки діаметр залізничної цистерни становить 3 м, то зрозуміло, що на відносно невеликій відстані від поверхні нафтопродукт не буде нагріватися мікрохвилями, зокрема теплопровідністю від верхніх шарів. При реалізації цього методу виникає необхідність в розігріванні всього об'єму нафтопродукту в цистерні, що призводить до великих втрат енергії в навколишнє середовище та збільшує тривалість процесу зливання. Проблема зниження втрат енергії для зливання високов'язких нафтопродуктів частково вирішена в [19] шляхом використання розробленого авторами патенту зливного пристрою, який передбачає локальний розігрів нафтопродукту в області зливного отвору. Вилучення нафтопродукту з нижньої частини цистерни здійснюється завдяки його нагріванню від попередньо нагрітого нафтопродукту із зовнішнього теплообмінника. Недоліком є необхідність виготовлення складного зливного пристрою. Мікрохвильове нагрівання призводить до швидкого зниження в'язкості [20], що забезпечує значну інтенсифікацію зливних операцій. Специфіка об'ємного поглинання мікрохвильової енергії виражається також у тому, що важко забезпечити рівномірність нагрівання, особливо великих об'ємів. Коли відстань від джерела до зливного отвору велика, неможливо ефективно використовувати особливості мікрохвильового перетворення енергії діелектричними матеріалами. Тому одним із технічних завдань було знайти можливість розміщення джерела випромінювання в безпосередній близькості від зливного отвору. Вирішенню цього завдання сприяло те, що люк заправки бака розташований безпосередньо над зливним отвором. Це обумовлює можливість опустити мікрохвильовий нагрівач через люк до зливного отвору, розмістивши його в трубі, яку можна з'єднати з верх-

нім люком [18]. У трубу поміщають магнетрон, випромінювач якої виходить з основи труби і розташований безпосередньо над зливним отвором, а також основні компоненти мікрохвильового пристрою: високовольтний конденсатор і трансформатор, елементи системи управління та система охолодження анодного блоку магнетрона. Щоб уникнути контактування з нафтопродуктами, випромінювач електромагнітної енергії пропонується закрити радіопрозорим ковпаком. Таким чином, метод мікрохвильового нагрівання нафтопродукту в безпосередній близькості від зливного отвору може бути практично реалізований за запропонованою схемою. При такому розташуванні джерела відносно зливного отвору в зоні зливу буде спостерігатися нагрівання і, відповідно, інтенсивне зниження в'язкості нафтопродукту, що може значно прискорити процес і знизити витрати енергії на обігрів за рахунок уникнення втрат у навколишнє середовище, що спостерігається при мікрохвильовому нагріванні від вільної поверхні нафтопродукту в цистерні.

Висновки

Математична модель теплопровідності в умовах дії внутрішніх джерел енергії дозволяє проводити аналітичне дослідження процесу мікрохвильового нагрівання високов'язких нафтопродуктів, для яких внесок конвективних струмів у процес мікрохвильового нагрівання настільки малий, що ним можна знехтувати. На прикладі мазуту за початкової температури 20 °С, вихідній потужності магнетрона 3 кВт, відносної діелектричної проникності $\epsilon' = 4,5$ і тангенсу кута втрат $\text{tg}\delta = 0,03$, через 65 хв. нагрітий фронт досягає зливного отвору, однак температура нафтопродукту неподалік отвору становить 22 °С, що недостатньо для запуску процесу відкачування. При заданих умовах температура мазуту 60 °С у зливного отвору буде досягнута через 116 хв. Витрата мазуту при його відкачуванні з урахуванням того, що довколишні шари є більш нагрітими, за орієнтовними розрахунками складе 0,17 кг/с. Щоб збільшити витрату, забезпечивши досягнення необхідної температури у зливного отвору 60 °С, можна встановити магнетрон більшої потужності (наприклад, 15 кВт). В цьому випадку витрата збільшиться до 0,93 кг/с. За даною схемою мікрохвильового нагрівання мазуту зміна витрати не впливає на економію енергії внаслідок того, що вся мікрохвильова енергія поглинається шарами нафтопродукту в цистерні в нижньої її частині та втрати в навколишнє середовище відсутні, проте час зливної операції скорочується.

Схемне рішення для мікрохвильового пристрою дозволяє розташувати джерело випромінювання в безпосередній близькості до зливного отвору. Пропонується помістити мікрохвильовий пристрій в порожню трубу, яка може бути приєднана до верхнього люка. Випромінювач мікрохвильової енергії при цьому виходить з нижньої основи труби і розташовується безпосередньо над зливом на відстані 1,5 глибини проникнення. При такому розташуванні джерела щодо зливного отвору нагрівання, і, відповідно, зниження в'язкості нафтопродукту, буде спостерігатися в зоні зливу, що здатне істотно інтенсифікувати процес і знизити витрати енергії на нагрівання в порівнянні зі схемою, за якою енергія мікрохвильового поля падає на вільну поверхню рідини.

Література

1. Temperature Field Distribution Analysis for Cargo Oil / W. Wenfeng, Z. Jiakuo, L. Jinshu, G. Jialin, S. Fan, D. Jiajia, W. Dongze. *Thermal science*. 2020. Vol. 24, No. 5B. Pp. 3413-3421.
2. Microwave treatment in oil refining / A. Porch, D. Slocombe, J. Beutler, P. Edwards, V. Kuznetsov. *Appl Petrochem Res*. 2012. Vol. 2. Pp. 37-44.
3. Z. H. Jin. Research on Heating and Heat Preservation Process of Tanker Cargo based on fluent Platform. *Dalian Maritime University*. 2006. Pp. 42-46.
4. S. Akagi, H. Kato. Numerical Analysis of Mixed Convection Heat Transfer of a High Viscosity Fluid in a Rectangular Tank with Rolling Motion. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 1987. Vol. 30, No. 11. Pp. 2423-2432.
5. S. Wei. Numerical Simulation of Steam Coil Heating Process for Large Floating Roof Oil Tank. *Chemical Engineering*. 2016. No. 7. Pp. 19-23.
6. M. Macagnan. Natural-Convection in a Tank of Oil: Experimental Validation of a Numerical Code with Prescribed Boundary Condition. *Experimental Thermal and Fluid Science*. 2005. Vol. 29, No. 6. Pp. 671-80.
7. W. P. Hu. Heat Transfer and Fluidity of Highly Viscous and Solid Crude-Oil in Shipwreck Tanks. *Ph. D. thesis, Dalian Maritime University, Dalian, China*. 2015. 182 p.
8. X. Zhu et al. Numerical Simulation of Flow Characteristics during Oil Tanker Cargo Heating, *Journal of Zhejiang Ocean University (Natural Science)*. 2018. Vol. 37, No. 1. Pp. 55- 59.
9. R. P. Yan et al. Research Progress of Industrial Microwave Sterilization Technology in the Field of Food Processing. *Science and Technology*

of *Food Industry*.(2018), Vol. 39?No. 8. Pp. 302-308.

10. C. S. Fang, P. Lai. Microwave-Heating and Separation of Water-in-Oil Emulsions. *Microwave Power Electromagnetic Energy*. 1995. Vol. 30, No. 1. Pp. 46-57.

11. R. J. Davidson. Electromagnetic stimulation of Lloydminster heavy oil reservoirs: field test results. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1995. Vol. 34, No. 4. Pp. 15–24.

12. A. Mukhametshina, E. Martynova. Electromagnetic Heating of Heavy Oil and Bitumen: A Review of Experimental Studies and Field. *Applications Journal of Petroleum Engineering*. 2013. 7 p.

13. Домнин И.Ф., Резинкина М.М. Расчетное исследование тепловых процессов при высокочастотном нагреве нефтепродуктов. *Вісник НТУ "ХПИ"*. 2013. № 33. С. 51-55.

14. Васильев Э., Морозов О., Степанов, Цыбко В. СВЧ-разогрев загустевших нефтепродуктов в железнодорожных цистернах. *Электроника для ТЭК*. 1999. № 6. 9 с.

15. Лыков А. В. Теория теплопроводности. М.: Высшая школа. 1967. 600 с.

16. J. Tang, F. Hao, M. Lau. Microwave Heating in Food Processing. *Advances in Bioprocessing Engineering. Advances in Agricultural Science & Technology: Volume 1. World Scientific*. 2002. Pp.1-44.

17. Афанастев Б. Ф.. Устройство для нагрева загустевших и застывших нефтепродуктов в железнодорожных цистернах. *Патент RU 2 224 387C2* от 11.14.2001.

18. Бошкова І. Л., Волгушева Н. В., Тітлов О.С., Альтман Е. І., Мукмінов І. І. Дослідження ефективності застосування мікрохвильового нагрівання у нафтопродуктів. *Холодильна техніка та технологія*. 2021. 57 (2). С. 101-108.

19. Боднарчук Д. А.. Устройство для разогрева и слива высоковязких нефтепродуктов из цистерны. *Патент RU2 538 657C2* от 07.12.2012.

20. A. Sahni, M. Kumar, R.B. Knapp. Electromagnetic heating methods for heavy oil reservoirs // Proc. of Society of Petroleum Engineers SPE/AAPG. *Western Regional Meeting, Long Beach (CA)* 62550. 2000. 12 p.

References

1. Temperature Field Distribution Analysis for Cargo Oil / W. Wenfeng, Z. Jiakuo, L. Jinshu, G. Jialin, S. Fan, D. Jiajia, W. Dongze. *Thermal science*. 2020. Vol. 24, No. 5B. Pp. 3413-3421.

2. Microwave treatment in oil refining / A. Porch, D.Slocombe, J.Beutler, P. Edwards, V.Kuznetsov. *Appl Petrochem Res*. 2012. Vol.2. Pp. 37–44.

3. Z. H. Jin. Research on Heating and Heat Preservation Process of Tanker Cargo based on fluent Platform. *Dalian Maritime University*. 2006. Pp. 42-46.

4. S. Akagi, H. Kato. Numerical Analysis of Mixed Convection Heat Transfer of a High Viscosity Fluid in a Rectangular Tank with Rolling Motion. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 1987. Vol. 30, No. 11. Pp. 2423-2432.

5. S. Wei. Numerical Simulation of Steam Coil Heating Process for Large Floating Roof Oil Tank. *Chemical Engineering*. 2016. No. 7. Pp. 19-23.

6. M. Macagnan. Natural-Convection in a Tank of Oil: Experimental Validation of a Numerical Code with Prescribed Boundary Condition. *Experimental Thermal and Fluid Science*. 2005. Vol. 29, No. 6. Pp. 671-80.

7. W. P. Hu. Heat Transfer and Fluidity of Highly Viscous and Solid Crude-Oil in Shipwreck Tanks. *Ph. D. thesis, Dalian Maritime University, Dalian, China*. 2015. 182 p.

8. X. Zhu et al. Numerical Simulation of Flow Characteristics during Oil Tanker Cargo Heating. *Journal of Zhejiang Ocean University (Natural Science)*. 2018. Vol. 37, No. 1. Pp. 55- 59.

9. R. P. Yan et al. Research Progress of Industrial Microwave Sterilization Technology in the Field of Food Processing. *Science and Technology of Food Industry*.(2018), Vol. 39?No. 8. Pp. 302-308.

10. C. S. Fang, P. Lai. Microwave-Heating and Separation of Water-in-Oil Emulsions. *Microwave Power Electromagnetic Energy*. 1995. Vol. 30, No. 1. Pp. 46-57.

11. R. J. Davidson. Electromagnetic stimulation of Lloydminster heavy oil reservoirs: field test results. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1995. Vol. 34, No. 4. Pp. 15–24.

12. A. Mukhametshina, E. Martynova. Electromagnetic Heating of Heavy Oil and Bitumen: A Review of Experimental Studies and Field. *Applications Journal of Petroleum Engineering*. 2013. 7 p.

13. Domnin I.F., Rezinkina M.M. Raschetnoe issledovanie teplovyih protsessov pri vyisokochastotnom nagreve nefteproduktov. *Vіsник NTU "HPI"*. 2013. No 33. p. 51-55.[in Russian]

14. Vasilev E., Morozov O., Stepanov, Tsyibko V. SVCh-razogrev zagustevshih nefteproduktov v zheleznodorozhnyih tsisternah. *Elektronika dlya TEK*. 1999. No 6. 9 с. [in Russian]

15. Lyikov A. V. Teoriya teploprovodnosti. M.: Vysshaya shkola. 1967. 600 p.
16. J. Tang, F. Hao, M. Lau. Microwave Heating in Food Processing. *Advances in Bioprocessing Engineering. Advances in Agricultural Science & Technology: Volume 1. World Scientific.* 2002. Pp.1-44.
17. Afanastev B. F.. Ustroystvo dlya nagreva zagustevshih i zastyvshih nefteproduktov v zhelezodorozhnyih tsisternah. Patent RU 2 224 387C2 ot 11.14.2001. [in Russian]
18. Boshkova I. L., Volgusheva N. V., Titlov O.S., Altman E. I., Mukminov I. I.. Doslidzhennya efektyvnosti zastosuvannya mikrovilovogo nagrivan'nyau naftoproduktiv. *Holodilna tehnika ta tehnologiya.* 2021. No57 (2). P. 101-108.
19. Bodnarchuk D. A.. Ustroystvo dlya razogreva i sliva vyisokovyazkih nefteproduktov iz tsisternyi. Patent RU2 538 657C2 ot 07.12.2012.
20. A. Sahni, M. Kumar, R.B. Knapp. Electromagnetic heating methods for heavy oil reservoirs // Proc. of Society of Petroleum Engineers SPE/AAPG. *Western Regional Meeting, Long Beach (CA) 62550.* 2000. 12 p.

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.648: 621.867.7.8

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-2(83)-54-62

МОДЕЛЮВАННЯ РУХУ МЕТАНОПОВІТРЯНОЇ СУМІШІ ДЕГАЗАЦІЙНИМИ ГАЗОПРОВОДАМИ СКЛАДНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ

Р. Р. Єгорченко, Ю. І. Оксень, Л. Н. Ширін*

*Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»;
49005, м. Дніпро, пр. Дмитра Яворницького 19, e-mail: uehorchenko.r.r@npu.one*

Моделювання умов взаємодії елементів транспортно-технологічної системи «шахтний газопровід – гірнична виробка» (ШГ-ГВ) для визначення особливостей руху метаноповітряної суміші в шахтних дегазаційних трубопроводах та напрямів зниження їх гідравлічного опору й підвищення пропускної здатності є актуальною темою на даний час. Для досягнення поставленої мети необхідно провести експертну оцінку технічного стану шахтних дегазаційних газопроводів, споруджених в пластових підземних виробках, з породами підшоши, схильними до здимання, та існуючих підходів щодо визначення показників руху метаноповітряної суміші (МПС). За результатами діагностики технічного стану шахтних газопроводів та досліджень особливостей їх експлуатації в криволінійних гірничих виробках було встановлено, що в місцях фланцевих з'єднань ланцюгів трубопроводу під впливом деформацій гірського масиву утворюються прогини трубопроводу, скупчення води, механічні відкладення вугільного і породного пилу та корозія внутрішніх стінок металевих труб. Отримані фактичні данні про умови взаємодії елементів системи «шахтний газопровід – гірнична виробка» та результати моделювання її технічного стану із застосуванням програмного комплексу Solid Works Flow Simulation дозволили встановити особливості транспортування МПС деформованим шахтним дегазаційним газопроводом. Експериментально підтверджено, що негативна дія деформацій гірського масиву та механічні руйнування стикових з'єднань труб провокують зниження пропускної здатності газопроводу і потребують розроблення нових технічних рішень щодо його модернізації. Шляхом моделювання особливостей руху МПС в підземних дегазаційних трубопроводах складної конфігурації обґрунтовано нові підходи щодо зниження гідравлічного опору руху МПС дегазаційними трубопроводами та підвищення пропускної здатності транспортно-технологічної системи в специфічних умовах розробки газонасичених вугільних пластів.

Ключові слова: дегазація, шахтна дегазаційна система, метаноповітряна суміш, програмний комплекс SolidWorks Flow Simulation.

Моделирование условий взаимодействия элементов транспортно-технологической системы «шахтный газопровод – горная выработка» (ШГ-ГВ) для определения особенностей движения метановоздушной смеси в шахтных дегазационных трубопроводах, направлений снижения гидравлического сопротивления и повышения пропускной способности является актуальной темой в настоящее время. Для достижения поставленных целей необходимо провести экспертную оценку технического состояния шахтных дегазационных газопроводов, сооруженных в пластовых подземных выработках с породами почвы, склонными к пучению, и существующих подходов к определению показателей движения метановоздушной смеси (МВС). По результатам диагностики технического состояния шахтных газопроводов и исследований особенностей их эксплуатации в криволинейных горных выработках было установлено, что в местах фланцевых соединений

звеньев трубопровода под влиянием деформаций горного массива образуются прогибы трубопровода, скопления воды, механические отложения угольной и породной пыли и коррозия внутренних стенок стальных трубы. Полученные фактические данные об условиях взаимодействия элементов системы «шахтный газопровод – горная выработка» и результаты моделирования ее технического состояния с применением программного комплекса SolidWorks Flow Simulation позволили установить особенности транспортировки МПС по деформированному шахтному дегазационному газопроводу. Экспериментально подтверждено, что негативное действие деформаций горного массива и механические разрушения стыковых соединений труб провоцируют снижение пропускной способности газопровода и требуют разработки новых технических решений по его модернизации. Путем моделирования особенностей движения МПС в подземных дегазационных трубопроводах сложной конфигурации обоснованы новые подходы к снижению гидравлического сопротивления движению МПС по дегазационным трубопроводам и повышению пропускной способности транспортно-технологической системы в специфических условиях разработки газоносных угольных пластов.

Ключевые слова: дегазация, шахтная дегазационная система, метано-воздушная смесь, программный комплекс SolidWorks Flow Simulation.

Simulation of interaction between components of underground piping-mine working (UP-MW) transportation and technological system to identify the specificity of methane-air mixture movement through mine pipelines as well as tendencies reducing hydraulic resistance and improving capacity is topical today. For this purpose, it is required to conduct an expert appraisal of the technical condition of mine degassing lines constructed in underground development workings, where the floor tends to heave and evaluate available approaches to identify indices of the methane-air mixture (MAM) motion. Analysis of underground gas pipelines' technical conditions and their operational features within curvilinear mine workings has helped to understand the following. Under the impact of rock mass deformations, flange connections of a pipeline bend which results in water accumulation; mechanical depositions of coal and rock dust; and corrosion of inner walls of metal pipes. The obtained actual data, concerning the interaction between components of underground piping-mine working, as well as modeling results of its technical condition, using Solid Works Flow Simulation software, has made it possible to define peculiarities of MAM transportation through the deformed degassing pipeline. It has been proved experimentally that in addition to mechanical failure of pipe connections, the negative impact of rock mass deformation provokes a decrease in the pipeline capacity and needs the development of new engineering solutions concerning its upgrading. Simulation of the features of MAM transportation through degassing underground odd-shaped pipelines has helped substantiate new approaches to decrease hydraulic resistance while increasing the capacity of the transportation and technological system in the specific environment of gaseous coal seam mining.

Keywords: degassing, underground gasification system, methane-air mixture, Solid Works Flow Simulation software.

Вступ

При тривалій експлуатації стан шахтних дегазацийних трубопроводів, споруджених у підземних гірничих виробках, може суттєво змінюватися. Деформація порід гірського масиву провокує порушення стикових з'єднань труб, утворення прогинів і скупчень в них води, пилу та бруду. З часом посилюється корозія внутрішньої поверхні трубопроводу [1].

Гірничо-геологічні та гірничотехнічні умови експлуатації стан шахтних дегазацийних трубопроводів постійно змінюються у часі. Відповідно змінюється технічний стан трубопроводів, особливо дільничних, тому вважаємо доцільним розглядати шахтний дегазацийний трубопровід і середовище (гірничу виробку), в якому він працює, як взаємодіючу транспортно-технологічну систему «шахтний газопровід – гірнична виробка» («ШГ–ГВ») [2].

На даний момент встановлення зміни основних технологічних параметрів транспортування МПС дегазацийними газопроводами в умовах інтенсифікації гірничих робіт є важли-

вим предметом досліджень та має велике значення при проектуванні, експлуатації та реконструкції вакуумних трубопроводів. У зв'язку з цим нетрадиційна для галузі технічна задача вперше розглядається як моделювання руху МПС у дегазацийному газопроводі складної конфігурації з використанням методів математичного аналізу та програмного комплексу SolidWorks Flow Simulation.

Мета роботи – моделювання умов взаємодії елементів транспортно-технологічної системи «шахтний газопровід – гірнична виробка» (ШГ-ГВ) для визначення особливостей руху метаноповітряної суміші в шахтних дегазацийних трубопроводах та напрямів зниження їх гідравлічного опору та підвищення пропускної здатності.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

При математичному моделюванні руху газу в дільничних дегазацийних трубопроводах

[3,4] враховується вплив підсмоктування повітря та забрудненості трубопроводів на їх витратні характеристики та гідравлічний опір. Незважаючи на це, отримані результати не завжди відображають реальну картину протікання газодинамічних процесів у газопровідній мережі, що пов'язано з її топологічними особливостями, а також впливом внутрішніх та зовнішніх факторів на характер зміни газодинамічних параметрів МПС.

Фундаментальним дослідженням руху МПС у шахтних дегазаційних газопроводах присвячено роботи В.Г. Лаврика, Л.А. Склярєва, Ю.А. Цейтліна, Л.А. Новікова, В.А. Малашкіної та інших науковців.

У роботі [5] розглянуто рух МПС герметичним газопроводом постійного діаметра, вісь якого має довільну орієнтацію у просторі. Ним встановлено інтегральне рівняння, що описує зв'язок між витратою та тиском МПС у початковому та кінцевому перерізах газопроводу, а також їх залежності для його характерних ділянок. Отримані ним теоретичні залежності в подальшому були модифіковані в роботах [6] для практичних розрахунків кінцевого тиску МПС у герметичних похилих та горизонтальних ділянках газопроводу (1):

$$p_k = \left[1 - \frac{\alpha}{2} (1 - 0,448 \cdot u) \right] \times [p_n^2 - c(1 - 0,448 \cdot u) \cdot Q_o^2]^{0,5}, \quad (1)$$

де α – кут нахилу ділянки газопроводу,
 u – об'ємна концентрація метану в МПС на дільниці;

c – параметр, що визначає опір ділянки газопроводу, Па²·с²/м⁶;

Q_o – об'ємні витрати МПС, приведені до НУ, м³/с

Наведені залежності справедливі тільки для герметичних газопроводів.

Відповідно до рекомендацій [7,8,9] витрата каптованої метаноповітряної суміші та її якісні характеристики повинні визначатися з урахуванням допустимих підсосів повітря в дегазаційні свердловини і газопровід.

В реальних же умовах експлуатації шахтних дегазаційних систем (ШДС) за відсутності спеціальних дільниць з дегазації, контроль якісного складу МПС і технічного стану газопроводів покладено на службу вентиляції і техніки безпеки. Дослідженнями [2, 3] встановлено, що з пониженням глибини гірничих робіт, підвищенням метанонасиченості вугільних пластів і ускладненням у зв'язку з цим способів і засобів контролю технічного стану ШДС ділянки профілактичних робіт із техніки безпеки не можуть контролювати вплив негативних явищ гірничо-

го середовища на газодинамічні особливості руху МПС.

Експериментальними дослідженнями [10] підтверджено, що фактичні величини підсмоктування шахтного повітря та пилу значно перевищують допустимі значення, що призводить до зниження якості транспортованої метаноповітряної суміші і пропускної здатності ШДС.

Означені проблеми сьогодення потребують уточнення математичних моделей руху турбулентного потоку газів у дегазаційному трубопроводі та перегляду існуючих методик щодо розрахунків газодинамічних параметрів і технічних характеристик шахтних дегазаційних мереж.

Постановка задачі і методи дослідження

Оскільки стан дегазаційного газопроводу в шахті суттєво відрізнятиметься від його стану в лабораторних умовах (нерівномірністю розподілу нещільностей фланцевих з'єднань, утворенням прогинів трубопроводу та механічного відкладення в них води та бруду), для досягнення поставленої мети необхідно провести комп'ютерне моделювання руху МПС на ділянках реального дегазаційного газопроводу у складних гірничо-геологічних умовах.

Завдання досліджень – розробити модель руху МПС лінійними частинами шахтного дегазаційного газопроводу і програму розрахунку його експлуатаційних параметрів в умовах інтенсифікації процесів гірничого виробництва.

Основна частина

Для вирішення поставлених завдань було проведено аналіз існуючих методик математичного моделювання руху МПС дегазаційним трубопроводом та встановленню режимів роботи ДС у реальних умовах гірничого виробництва.

За результатами фундаментальних досліджень [11, 12] вперше було запропоновано математичну модель руху МПС у дегазаційному газопроводі з урахуванням підсмоктування повітря.

Кількість повітря, що підсмоктується через еквівалентну нещільність, рекомендовано розраховувати за виразом (2):

$$\Delta Q_o = G \cdot B, \quad (2)$$

де G – параметр, що визначає еквівалентну нещільність ділянки газопроводу, м³(с·Па),

B – вакуум у перерізі, в якому зосереджена еквівалентна нещільність, Па.

У свою чергу,

$$G = \frac{1}{2} b \cdot L, \quad (3)$$

де b – питомі підсмоктування повітря в газопровід (на довжині 1 м при вакуумі 1 Па), $\text{м}^3/(\text{с} \cdot \text{м} \cdot \text{Па})$.

З урахуванням результатів попередніх досліджень рух МПС в дегазаційних газопроводах можна сформулювати у вигляді системи рівнянь:

$$p_k^2 = p_n^2 - c(1 - 0,448u)Q_o^2; \quad (4)$$

$$Q_o = Q_{он} + \Delta Q_n; \quad (5)$$

$$Q_{ок} = Q_o + \Delta Q_k; \quad (6)$$

$$\Delta Q_n = G(P_{бн} - P_n); \quad (7)$$

$$\Delta Q_k = G(P_{бк} - P_k); \quad (8)$$

$$u = \frac{Q_{ом}}{Q_n}, \quad (9)$$

де $P_{бп}, P_n, Q_{оп}, \Delta Q_n$ – параметри в початковому перерізі ділянки газопроводу: барометричний тиск у виробці, Па; абсолютний тиск МПС, Па; об'ємна витрата МПС, приведена до НУ, $\text{м}^3/\text{с}$; об'ємна витрата повітря, що підсмоктується через еквівалентну нещільність, приведена до НУ, $\text{м}^3/\text{с}$, відповідно;

$P_{бк}, P_k, Q_{ок}, \Delta Q_k$ – те саме, але в кінцевому перерізі;

$Q_{ом}$ та Q_o – об'ємні витрати відповідно метану та МПС, приведені до НУ, $\text{м}^3/\text{с}$;

U – об'ємна концентрація метану в МПС на дільниці;

C – параметр, що визначає опір ділянки газопроводу, $\text{Па}^2 \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$.

В реальних умовах шахтного середовища діючі дегазаційні газопроводи представлені криволінійною трасою, прокладеною в горизонтальних, похилих та вертикальних виробках. З метою отримання універсального виразу, придатного як для горизонтальних, так для похилих і вертикальних ділянок газопроводу, рекомендована універсальна [12] залежність:

$$p_k^2 = p_n^2 [1 - \alpha(1 - 0,448u)] - c(1 - 0,448u)Q_o^2. \quad (10)$$

Для кожної ділянки, що характеризується сталістю цих параметрів, співвідношення між тисками МПС у початковому і кінцевому перерізах може бути описано виразом (1), який, з введенням позначень, отримає спрощення:

$$\alpha_u = \alpha(1 - 0,448 \cdot u); \quad (11)$$

та

$$c_u = c(1 - 0,448 \cdot u). \quad (12)$$

Означене спрощення набуде вигляду:

$$p_k^2 = p_n^2 \cdot e^{-\alpha_u} - \frac{1 - e^{-\alpha_u}}{\alpha_u} \cdot c_u \cdot Q_o^2. \quad (13)$$

Використовуючи співвідношення (13), для послідовного з'єднання двох ділянок, отримаємо:

$$p_{k1}^2 = p_{п1}^2 \cdot e^{-\alpha_{u1}} - \frac{1 - e^{-\alpha_{u1}}}{\alpha_{u1}} \cdot c_{u1} \cdot Q_o^2; \quad (14)$$

$$p_{k2}^2 = p_{п2}^2 \cdot e^{-\alpha_{u2}} - \frac{1 - e^{-\alpha_{u2}}}{\alpha_{u2}} \cdot c_{u2} \cdot Q_o^2. \quad (15)$$

Оскільки $p_{k1} = p_{k2}$, то

$$p_{k2}^2 = p_{п1}^2 \cdot e^{-(\alpha_{u1} + \alpha_{u2})} - \left\{ \frac{c_{u1}}{\alpha_{u1}} [e^{-\alpha_{u2}} - e^{-(\alpha_{u1} + \alpha_{u2})}] + \frac{c_{u2}}{\alpha_{u2}} [1 - e^{-\alpha_{u2}}] \right\} Q_o^2. \quad (16)$$

Аналогічно, у разі послідовного з'єднання трьох ділянок, будемо мати:

$$p_{k3}^2 = p_{п2}^2 \cdot e^{-\alpha_{u3}} - \frac{1 - e^{-\alpha_{u3}}}{\alpha_{u3}} \cdot c_{u3} \cdot Q_o^2 = p_{п1}^2 \cdot e^{-(\alpha_{u1} + \alpha_{u2} + \alpha_{u3})} - \left\{ \frac{c_{u1}}{\alpha_{u1}} [e^{-(\alpha_{u2} + \alpha_{u3})} - e^{-(\alpha_{u1} + \alpha_{u2} + \alpha_{u3})}] + \frac{c_{u2}}{\alpha_{u2}} [e^{-\alpha_{u3}} - e^{-(\alpha_{u2} + \alpha_{u3})}] + \frac{c_{u3}}{\alpha_{u3}} [1 - e^{-\alpha_{u3}}] \right\} Q_o^2. \quad (17)$$

Узагальнена залежність послідовного з'єднання n ділянок матиме вигляд:

$$p_{kn}^2 = p_{п1}^2 \cdot e^{-\sum_{i=1}^n \alpha_{ui}} - Q_o^2 \cdot \left\{ \sum_{i=1}^{n-1} \frac{c_{ui}}{\alpha_{ui}} [e^{-\sum_{j=i+1}^n \alpha_{uj}} - e^{-\sum_{j=i}^n \alpha_{uj}}] + \frac{c_{un}}{\alpha_{un}} [1 - e^{-\alpha_{un}}] \right\}. \quad (18)$$

Підставивши в цей вираз співвідношення (11) і (12), після перетворень отримаємо аналогічний вираз (19).

$$p_{kn}^2 = p_{п1}^2 \left[1 - (1 - 0,448 \cdot u) \sum_{i=1}^n \alpha_i \right] - Q_o^2 (1 - 0,448 \cdot u) \sum_{i=1}^n c_i. \quad (19)$$

Порівняння їх між собою показує, що послідовне з'єднання кількох ділянок газопроводу, що розрізняються кутом нахилу осі до горизонту або внутрішнім діаметром, може бути представлено у вигляді деякої еквівалентної ділянки з параметрами

$$\alpha_{\text{посл}} = \sum_{i=1}^n \alpha_i; \quad (20)$$

та

$$c_{\text{посл}} = \sum_{i=1}^n c_i. \quad (21)$$

Таким чином, уточнена математична модель руху МПС ділянкою газопровідної мережі, яка у загальному випадку може мати складний профіль і складатися з ряду послідовно з'єднаних ділянок різного прохідного перерізу, буде системою рівнянь (5)–(9) і (10). Параметри « c » цих рівнянь, що визначають, відповідно, еквівалентну нещільність та опір ділянки, розраховуються за формулами (12), (21).

Попередніми дослідженнями [1] встановлено, що в результаті неконтрольованих деформацій гірських порід, що вмщують гірничі виробки, стохастично відбуваються зміни по-

ложення траси і геометричної форми шахтного газопроводу (рис. 1), що призводить до розгерметизації системи, підсосу рудникового повітря, вугільного та породного пилу. Як наслідок, в зонах стикових з'єднань і прогину труб було зафіксовано інтенсивне відкладення механічних домішок та утворення ділянок з внутрішньою корозією труб.



Рисунок 1 – Положення траси шахтного газопроводу у просторі гірничої виробки

Корозійні утворення та зростання об'єму механічних відкладень вугільного та породного пилу в зонах деформації стикових з'єднань труб дегазаційного газопроводу визначаються умовами конденсації вологи агресивного шахтного середовища.

При математичному моделюванні руху турбулентного потоку метаноповітряної суміші в дегазаційному трубопроводі використовуються диференціальні рівняння руху газу з механічними домішками [4]. Необхідність такого підходу обумовлена тим, що відкладання механічних відкладень призводить до зменшення гідравлічного перерізу газопроводу, збільшення втрат тиску в трубопроводі та, відповідно, падіння тиску на виході з нього.

Експериментальними дослідженнями технічного стану дегазаційних систем ШУ «Покровське» [2], що експлуатуються в умовах агресивних вод, були встановлені місця скупчення механічних домішок вугільного та породного пилу і зони формування корозійних ділянок трубопроводу, часткове зменшення товщини стінок металевих труб, а також наявність каверн і раковин на їх поверхні. Обумовлено це тим, що газ, який каптується з вугільного масиву, складається з вологої МПС і механічних частинок вугільного та породного пилу. Для визначення впливу складових метаноповітряних сумішей на технічний стан і витратні характеристики дільничних трубопроводів необхідно мати інформацію про концентрацію та розміри частинок пилу, а також вологість МПС.

При утворенні твердих скупчень у прогині дегазаційного поставу їх ширину та довжину можна визначити за формулами [12]:

$$b = 2\sqrt{\frac{D^2}{4} - \left(\frac{D}{2} - h\right)^2}; \quad (22)$$

$$L = 2\sqrt{\delta + 0,5D^2 - \delta + 0,5D - h^2}, \quad (23)$$

де h – максимальна товщина скупчення, м;
 δ – радіус кривизни осі трубопроводу у місці прогину, м;

D – діаметр трубопроводу, м.

Статистичний аналіз моделей турбулентного руху МПС у шахтних трубопроводах [4] враховує міжфазні взаємодії частинок і дозволяє визначити поля швидкостей і концентрацій кожної з фаз. Розмір частинок пилу в газовому потоці при їх густині 2650 кг/м^3 може коливатися від 1 до 10 мкм. Для наближеної оцінки максимального діаметра зважених у потоці МПС частинок пилу використовують нерівність:

$$\frac{d_{\max}}{D_h} \sqrt{\left| \frac{\rho_s}{\rho} - 1 \right|} \cdot \sqrt{\text{Re}} \leq 0,2, \quad (24)$$

де ρ – середня густина МПС, кг/м^3 ;

Re – число Рейнольдса;

ρ_s – густина частинок, кг/м^3 ;

D_h – висота скупчень, м.

При дослідженні розподілу концентрацій завислих частинок вугільного і породного пилу на ділянках шахтної газопровідної мережі необхідно враховувати швидкість, тиск, напрямку руху потоку, густину частинок і вологість газу.

У зв'язку з цим подальші дослідження нетрадиційної для галузі технічної задачі виконувалися шляхом моделювання умов транспортування МПС у викривленому дегазаційному газопроводі з використанням програмного комплексу (ПК) SolidWorks Flow Simulation.

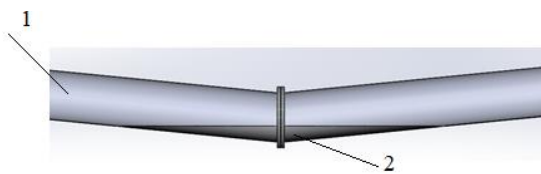
Основними етапами розробки комп'ютерної моделі у ПК SolidWorks Flow Simulation є: створення геометричної 3D моделі; побудова сітки розрахункової області; накладання граничних умов; розв'язання та візуалізація отриманих результатів.

Відповідно до розробленої методики програмного моделювання режимів роботи ШДС, отримані за результатами маркшейдерської зйомки [1] висотні позначки профілю газопроводу послужили базою для моделювання лінійних деформацій трубопроводу під впливом здіблених порід підшоши підземної виробки.

В процесі моделювання деформовані ділянки газопроводу та зони відкладення механічних домішок в програмі SolidWorks розглядалися комплексно. Застосовуючи метод скінчених об'ємів (FVM) [13], програма дозволила виконати структурний аналіз поведінки потоку МПС при транспортуванні її викривленим дегазаційним трубопроводом. Програмою та мето-

дикою досліджень передбачалось шляхом віртуального тестування профілів деформованих ділянок шахтного газопроводу, отриманих за результатами маркшейдерської зйомки, та сформованих за ними САД-моделей встановити процес утворення зон механічних скупчень в стикових з'єднаннях трубопроводу для найбільш викривлених ділянок траси.

Моделювана ділянка, викривленої в профілі траси дегазаційного трубопроводу, складалася з 4 ланок труб довжиною 4,0 м, діаметром 320 мм і товщиною стінки 4,0 мм. В деформованому стиковому з'єднанні змодельовані механічні відкладення породного та вугільного пилу, які зменшують гідравлічний переріз трубопроводу (рис. 2).



1 – дегазаційний трубопровід; 2 – механічні відкладення породного та вугільного пилу

Рисунок 2 – Фрагмент механічних відкладень породного та вугільного пилу в деформованих місцях стикових з'єднань дегазаційного газопроводу

Для моделювання умов транспортування МПС деформованим дегазаційним трубопроводом задавалися такі граничні умови: масова витрата МПС, її густина, об'ємна витрата газу, швидкість руху, термодинамічні параметри.

Використаний для моделювання процесу транспортування МПС деформованим дегазаційним трубопроводом ПК SolidWorks дозволив встановити швидкість руху каптованого газу, його температуру, завихреність частинок механічних домішок та їх число Рейнольдса в нетипових умовах експлуатації ШДС.

В процесі моделювання були прийняті такі умови:

- постійна масова витрата газу Q дорівнює 290 (м³/м);
- температура шахтного середовища T вважається незмінною вздовж траси та дорівнює 20°C;
- довжина траси $L = 100$ (м).

Шахтний газопровід моделюється циліндром із внутрішнім радіусом $R = 0.32$ (м), товщиною стінки $\delta = 0.004$ (м) та тиском на вході $p_{z0} = 60$ (КПа).

Для моделювання процесу транспортування каптованого метану приймалися такі параметри:

- газова стала $R_z = 520$ Дж/(кг·К);
- безрозмірний коефіцієнт стисливості $z = 0,9$;
- питома внутрішня теплоємність за постійного обсягу $C_p = 2700$ Дж/(кг×град).

Згідно з рекомендаціями [14] волога МПС розглядалася як трикомпонентне середовище, що складається з повітря копальні, метану й водяного пару, динамічна в'язкість якого визначалася за виразом:

$$\mu = \frac{\gamma_m M_m + \gamma_v M_v + \gamma_n M_n}{\mu_m + \mu_v + \mu_n}, \quad (25)$$

де y_n, y_v, y_m – об'ємні частки водяного пару, повітря і метану, д.о;

M_n, M_m, M_v – молярні маси МПС, метану і повітря, кг/моль;

μ_n, μ_v, μ_m – динамічні в'язкості водяного пару, повітря і метану, Па·с.

При транспортуванні катованого метану деформованим вакуумним газопроводом спостерігаються процеси підсмоктування рудникового повітря через пошкоджені фланцеві з'єднання і зниження температури МПС. За цих умов зниження температури МПС у дегазаційному трубопроводі визначається як результуюча температура T_r двох потоків газу після їх змішування [15]:

$$T_r = \frac{\frac{Q_1}{k_1 - 1} + \frac{\Delta Q}{k_v - 1}}{\frac{Q_1}{(k_1 - 1)T_1} + \frac{\Delta Q}{(k_v - 1)T_p}}, \quad (26)$$

де Q_1 – витрата МПС з температурою T_1 до змішування з притоками повітря, м³/с;

C_1 – концентрація метану в МПС перед її змішуванням, д.о;

k_1, k_v – показники адіабати для повітря і МПС (концентрація метану C_1) відповідно.

На рис. 3 наведено характер перерозподілу температурних потоків МПС, що виникають в вузлових з'єднаннях деформованого шахтного газопроводу. Отримані дані свідчать про ймовірність утворення газогідратів, негативним наслідком яких є зменшення гідравлічного діаметру газопроводу, або повного його закупорювання.

На рис. 4 наведено результати моделювання характеру зміни швидкості складових потоків МПС при проходженні деформованих стикових з'єднань труб, де спостерігається збільшення їх швидкості в місцях механічного скупчення породного та вугільного пилу.

На рис. 5 наведено результати комп'ютерного моделювання поведінки частинок МПС в дегазаційному газопроводі, а саме,

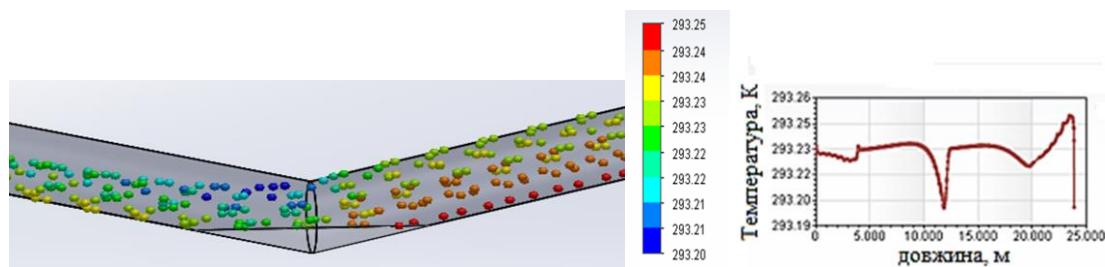


Рисунок 3 – Характер перерозподілу температурних потоків МПС при проходженні деформованих стикових з'єднань труб

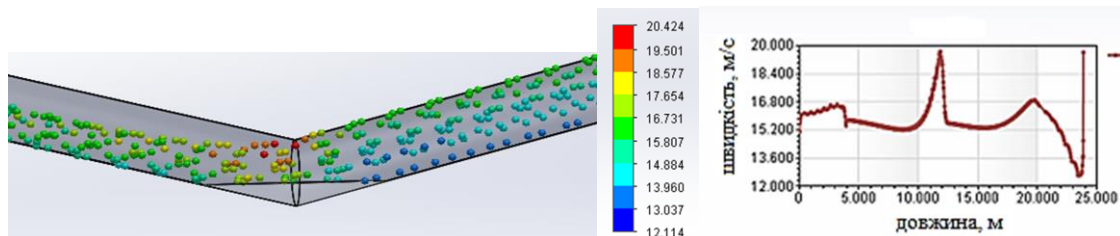


Рисунок 4 – Швидкісні характеристики складових МПС в деформованих ланках шахтних дегазацийних газопроводів

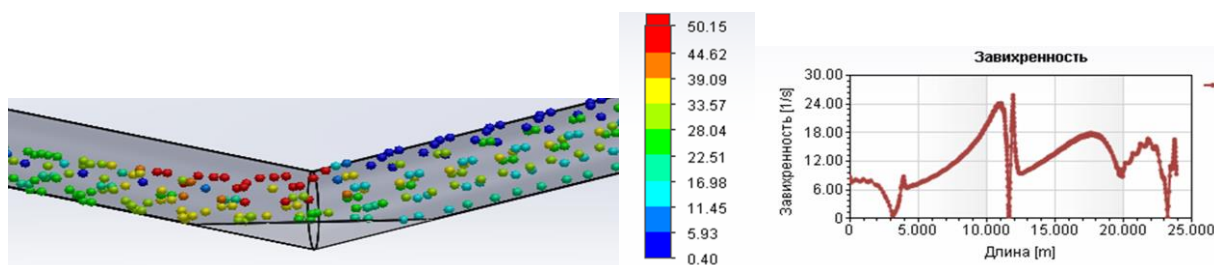


Рисунок 5 – Аналіз завихреності частинок МПС в дегазацийному трубопроводі

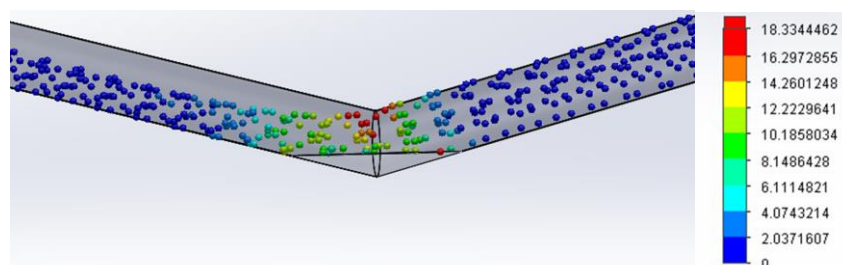


Рисунок 6 – Характер зміни числа Рейнольдса для каптованих частинок МПС у викривленому газопроводі

їх завихреність при проходженні ділянок максимального прогину деформованого трубопроводу. В місцях скупчення механічних відкладень спостерігається турбулентна течія, тобто явище, коли при збільшеній швидкості руху газу утворюються нелінійні фрактальні хвилі, які з'являються випадково, а їх амплітуда змінюється хаотично в деякому інтервалі.

Теоретично та практично доведено, що на подолання гідравлічного опору в трубопроводі припадає 33,9% витрат електроенергії, а максимальне зростання гідравлічних втрат на тертя в газопроводі спостерігається в деформованих стикових з'єднаннях, що здорожчує процес транспортування МПС.

За результатами оцінки отриманих даних було встановлено, що в місцях деформованого стикового з'єднання та відкладень механічних домішок спостерігається збільшення числа Рейнольдса для складових МПС, які транспортуються викривленим шахтним дегазацийним трубопроводом (рис. 6).

Аналіз результатів моделювання умов взаємодії елементів системи «ШГ-ГВ» свідчить, що величини витрат МПС у кінцевому перетині трубопроводу обернено пропорційні зменшенню його прохідного перетину в місці скупчення механічних відкладень породного та вугільного пилу, що призводить до падіння сумарної продуктивності вакуум-насосів. При

цьому падіння їх продуктивності найбільш виражене у випадку зменшення прохідного перетину трубопроводу на 50% і більше.

Отримані показники взаємодії елементів системи «ШГ–ГВ» та результати оцінки технічного стану ШДС дали змогу встановити, що в реальних умовах шахтного середовища проектний профіль траси дегазаційного газопроводу є складною транспортно-технологічною системою, яка під впливом деформацій гірського масиву безперервно змінює свій первісний напрям як у вертикальній, так і в горизонтальній площинах. За результатами математичного та комп'ютерного моделювання було встановлено, що на рух МПС впливають такі негативні фактори, як зміна напрямку та модуля вектору швидкості потоку, шорсткість стінок та механічних відкладень, а також спровоковані місцеві звуження трубопроводу.

Висновки

Ділянки шахтних дегазаційних газопроводів, споруджених у підземних виробках з активними проявами гірського тиску, слід відносити до потенційно небезпечних, оскільки вони провокують утворення зон механічних відкладень часток породного та вугільного пилу, які зменшують гідравлічний діаметр трубопроводу та суттєво впливають на параметри каптованої МПС і ефективність роботи дегазаційних систем.

Суттєве падіння продуктивності вакуумнасосів, що працюють на шахтну дегазаційну мережу, викликане утворенням скупчень рідини у вузлових з'єднаннях деформованого газопроводу, спостерігається при зменшенні прохідних перетинів трубопроводів на 50% і більше.

Для підвищення точності розрахунків технічних характеристик і експлуатаційних параметрів шахтних дегазаційних мереж у діючих галузевих методиках необхідно враховувати вплив негативних явищ гірничого середовища на газодинамічні особливості руху МПС, а саме - припливи рудникового повітря з домішками породного і вугільного пилу через фланцеві з'єднання ланок вакуумного газопроводу та акумуляцію його рідкої фази на ділянках прогину траси.

Література

1. Ширін Л.Н., Єгорченко Р.Р., Сергієнко М.І. Особливості діагностики технічного стану транспортно-технологічної системи «шахтний газопровід – гірничі виробки». *Науково-технічний журнал «ГЕОІНЖЕНЕРІЯ»*. 2021. вип.6. С. 28-37. DOI: <https://doi.org/10.20535/2707-2096.6.2021.241823>
2. Ширін Л.Н., Барташевський С.С., Єгорченко Р.Р. Особливості моніторингу та підтримки технічного стану шахтних дегазаційних газопроводів в умовах інтенсифікації гірничих робіт. *Збірник наукових праць НГУ*. Дніпро: Національний ТУ «Дніпровська політехніка». 2021. № 67. С. 153-164. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/67.153/>
3. Столбченко Е. В., Пугач С. И. Обоснование параметров участков труб шахтных сетей. Социально-экономические и экологические проблемы горной промышленности, строительства и энергетики: сборник материалов 15-ой Международной конференции по проблемам горной промышленности, строительства и энергетики, Минск–Тула–Донецк. 2019. С. 198-204. <https://rep.bntu.by/handle/data/63094>
4. Новиков Л.А. Математическая модель движения турбулентного потока газовзвеси в дегазационном трубопроводе. *Геотехническая механика*. 2008. Вып. 76. С. 126-131.
5. Лаврик В.Г. Влияние изменяющейся высоты шахтного дегазационного газопровода на величину давления метановоздушной смеси. *Разработка месторождений полезных ископаемых*: 1978. Вып. 49. С. 8 – 10.
6. Скляр Л.А. Расчет давления в наклонных и вертикальных газопроводах. *Борьба с газом, пылью и выбросами в угольных шахтах*: Сб. тр. МакНИИ. 1974. Вып. 10. С. 58-61.
7. СОУ-П 10.1.00174088.018:2009 Система управления производством и охраной труда в угольной промышленности Украины (типовое руководство): Утверждено Приказом Министерства угольной промышленности Украины от 21.01.2010 г. № 7. Киев, 2010. 200 с.
8. НПАОП 10.0-1.01-10 Правила безпеки у вугільних шахтах: затв. Наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду 22.03.2010 № 62.- Київ: 2010- 2154 (Нормативний документ Мінвуглепрому України).
9. Правила проектування дегазації вугільних шахт та експлуатації дегазаційних систем: СОУ-П. (2020). Міністерство енергетики України.
10. Малашкина В. А. Исследование факторов, влияющих на качество метановоздушной смеси, подаваемой от скважин на поверхность угольной шахты по газопроводу из композитного материала. *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2015. № 8. С. 234–242.
11. Цейтлин Ю.А. Анализ течения метановоздушной смеси по негерметичному трубопроводу. *Горная электромеханика и автоматика*. 1977. Вып. 30.

12.Цейтлин Ю.А., Оксень Ю.И. Расчет режима работы дегазационных систем угольных шахт с применением ЭВМ. *Горная электротехника и автоматика*.1976. Вып. 29. С. 52-60.

13. J.D.Bethune. Engineering Design and Graphics with Solid Works. *Upper Saddle River: Prentice Hall*. 2009. 552 p.

14. Деякі особливості транспортування і переробки метаноповітряної суміші на вугільних шахтах / С.П. Мінєєв, Д.М. Пимоненко, Л.А. Новіков, А.І. Слащов. Інститут геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова НАН України, Дніпро, Україна coll.res.pap.nat.min.univ. 2019, 59:98-107. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/59.098>

15. Гусарова И.Г., Боярская Ю.В. Классы задач моделирования и численного анализа нестационарных режимов работы газотранспортной системы. *Восточно-Европейский журнал*. 2010. № 3/6(45). С. 26-32.

References

1. Shyrin L.N., Yehorchenko R.R., Serhiienko M.I. Osoblyvosti diahnostryky tekhnichnoho stanu transportno-tekhnolohichnoi systemy «shakhtnyi hazoprovid – hirnycha vyrobka. *Naukovo-tekhnichniy zhurnal «HEOINZhENERIIa»*. 2021. Vol. 6. P. 28-37. [in Ukrainian] <https://doi.org/10.20535/2707-2096.6.2021.241823>

2. Shyrin L.N., Bartashevskiy S.Ie., Yehorchenko R.R. Osoblyvosti monitoryngu ta pidtrymky tekhnichnoho stanu shakhtnykh de hazatsiinykh hazoprovodiv v umovakh intensyfikatsii hirnychykh robit. Zbirnyk nauko-?ykh prats NHU. Dnipro: Natsionalnyi TU «Dniprovskaya politekhnika». 2021. No 67. P. 153-164 p. [in Ukrainian] <https://doi.org/10.33271/crpnmu/67.153/>

3. Stolbchenko E. V., Pugach S. I. Obosnovanie parametrov uchastkov trub shakhtnykh setey. Sotsialno-ekonomicheskie i ekologicheskie problemy gornoy promyshlennosti, stroitelstva i energetiki: sbornik materialov 15-oy Mezhdunarodnoy konferentsii po problemam gornoy promyshlennosti, stroitelstva i energetiki, Minsk–Tula–Donetsk. 2019. P. 198-204. <https://rep.bntu.by/handle/data/63094> [in Russian]

4. Novikov L.A. Matematicheskaya model dvizheniya turbulentshogo potoka gazovzvesi v degazatsionnom truboprovode. *Geotekhnicheskaya mekhanika*. 2008. Vol. 76. P. 126-131. [in Russian]

5. Lavrik V.G. Vliyanie izmenyayusheysya vyisoty shahtnogo degazatsionnogo gazoprovoda na velichinu davleniya metanovozdushnoy smesi. *Razrabotka mestorozhdeniy poleznykh iskopayemykh*: 1978. Vol. 49. P. 8 – 10. [in Russian]

6. Sklyarov L.A. Raschet davleniya v naklonnykh i vertikalnykh gazoprovodakh . Borba s gazom, pyilyu i vyibrosami v ugolnykh shahtah: *Sb. tr. MakNII*. 1974. Vol. 10. P. 58-61. [in Russian]

7. SOU-P 10.1.00174088.018:2009 Sistema upravleniya proizvodstvom i ohranoy truda v ugolnoy promyshlennosti Ukrainyi (tipovoe rukovodstvo): Utverzhdeno Prikazom Ministerstva ugolnoy promyshlennosti Ukrainyi ot 21.01.2010 g. No 7. Kiev, 2010. 200 p. [in Russian]

8. NPAOP 10.0-1.01-10 Pravyla bezpeky u vuhilnykh shakhtakh: zatv. Nakazom Derzhavnoho komitetu Ukrainy z promyslovoi bezpeky, okhrony pratsi ta hirnychoho nahliadu 22.03.2010 No 62. Kyiv: 2010- 2154 (Normatyvnyi dokument Minvuhlepromu Ukrainy). [in Ukrainian]

9. Pravyla proektuvannia de hazatsii vuhilnykh shakht ta ekspluatatsii de hazatsiinykh system: SOU-P. 2020. Ministerstvo enerhetyky Ukrainy. [in Ukrainian]

10. Malashkina V. A. Issledovanie faktorov, vliyayuschih na kachestvo metanovozdushnoy smesi, podavaemoy ot skvazhin na poverhnost ugolnoy shahty po gazoprovodu iz kompozitnogo materiala. *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten*. 2015. No 8. P. 234–242. [in Russian]

11. Tseytlin Yu.A. Analiz techeniya metanovozdushnoy smesi po negermetichnomu truboprovodu. *Gornaya elektromekhanika i avtomatika*. 1977. Vol. 30. [in Russian]

12.Tseytlin Yu.A., Oksen Yu.I. Raschet rezhima raboty degazatsionnykh sistem ugolnykh shaht s primeneniem EVM. *Gornaya elektromekhanika i avtomatika*.1976. Vol. 29. P. 52-60. [in Russian]

13. J.D.Bethune. Engineering Design and Graphics with Solid Works. Upper Saddle River: Prentice Hall. 2009. 552 p.

14. Deiaki osoblyvosti transportuvannia i pererobky metanopovitrianoi sumishi na vuhilnykh shakhtakh / S.P. Minieiev, D.M. Pymonenko, L.A. Novikov, A.I. Slashchov. Instytut heotekhnichnoi mekhaniky im. M.S. Poliakova NAN Ukrainy, Dnipro, Ukraina coll.res.pap.nat.min.univ. 2019, 59:98-107. [in Ukrainian] <https://doi.org/10.33271/crpnmu/59.098>

15. Gusarova I.G., Boyarskaya Yu.V. Klassy zadach modelirovaniya i chislennoho analiza nestatsionarnykh rezhimov raboty gazotransportnoy systemy. *Vostochno-Evropeyskiy zhurnal*. 2010. No 3/6(45). P. 26-32. [in Russian]

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВИСОКОНАПІРНОГО СТРУМИННОГО НАСОСА ПРИ ЙОГО ОБЕРТАННІ В СВЕРДЛОВИНІ

Д. О. Паневник

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727101
e-mail: o.v.panevnik@gmail.com

Сучасні методи розрахунку високонапірних струминних насосів не враховують наявності відцентрових сил при обертанні наддолотної ежекційної системи в свердловині, що суттєво впливає на точність визначення її напірно-витратної та енергетичної характеристик при прогнозуванні режимів експлуатації. Структура рівнянь напірно-витратної характеристики високонапірного струминного насоса доповнена складовою, що визначає додатковий напір, викликаний впливом вихрових потоків при асиметричному обертанні ежекційної системи навколо осі свердловини. Під час моделювання робочого процесу струминного насоса співвідношення гідродинаміки, які традиційно застосовують для дослідження особливостей взаємодії змішуваних потоків, доповнені рівнянням збереження моменту кількості руху рідини. На основі спільного розв'язку рівнянь Бернуллі, збереження суцільності рухомого середовища, імпульсу та моменту кількості руху змішуваних потоків отримано співвідношення для аналітичного визначення додаткового динамічного напору, створюваного обертанням ексцентрично розміщеного струминного насоса в свердловині. Аналіз отриманого рівняння із врахуванням прийнятих при моделюванні припущень дозволив окреслити допустимі границі зміни коефіцієнта інжекції при використанні запропонованої методики розрахунку, величина якого не повинна перевищувати 0,85...0,94 від максимального значення. В процесі дослідження отриманого рівняння встановлено екстремальний характер напірно-витратної та енергетичної характеристик наддолотної ежекційної системи. Величина оптимального напору та максимального ККД високонапірного струминного насоса та значення його основного геометричного параметра зв'язані обернено пропорційною залежністю. Обертання високонапірного струминного насоса в свердловині забезпечує зростання напору та ККД відповідно на 36,6 % та 62,09 %.

Ключові слова: струминний насос, ежекційна система, відносний напір, коефіцієнт інжекції, напірна та енергетична характеристика, відносний обертовий рух.

Современные методы расчета высоконапорных струйных насосов не учитывают наличия центробежных сил при вращении наддолготной эжекционной системы в скважине, что оказывает существенное влияние на точность определения ее напорно-расходной и энергетической характеристики при прогнозировании режимов эксплуатации. Структура уравнений напорно-расходной характеристики высоконапорного струйного насоса дополнена составляющей, определяющей дополнительный напор, вызванный воздействием вихревых потоков при асимметричном вращении эжекционной системы вокруг оси скважины. При моделировании рабочего процесса струйного насоса соотношения гидродинамики, традиционно применяемые для исследования особенностей взаимодействия смешиваемых потоков, дополнены уравнением сохранения момента количества движения жидкости. На основе совместного решения уравнений Бернуллы, сохранения сплошности подвижной среды, импульса и момента количества движения смешиваемых потоков получено соотношение для аналитического определения дополнительного динамического напора, создаваемого вращением эксцентрично размещенного струйного насоса в скважине. Анализ полученного уравнения с учетом принятых при моделировании допущений позволил определить допустимые пределы изменения коэффициента инжекции при использовании предложенной методики расчета, величина которого не должна превышать 0,85...0,94 от максимального значения. В процессе исследования полученного уравнения установлен экстремальный характер напорно-расходной и энергетической характеристики наддолготной эжекционной системы. Величина оптимального напора и максимального КПД высоконапорного струйного насоса и его основного геометрического параметра связаны обратно пропорциональной зависимостью. Вращение высоконапорного струйного насоса в скважине обеспечивает рост напора и КПД на 36,6% и 62,09% соответственно.

Ключевые слова: струйный насос, эжекционная система, относительный напор, коэффициент инжекции, напорная и энергетическая характеристика, относительное вращательное движение.

Modern methods of calculating high-pressure jet pumps do not take into account the presence of centrifugal forces during the rotation of the above ejection system in the well, which significantly affects the accuracy of determining its pressure and energy characteristics when predicting operating modes. The structure of the equations of pressure-flow characteristics of the high-pressure jet pump is supplemented by a component that determines the additional pressure caused by the influence of vortex flows during asymmetric rotation of the ejection system around the axis of the well. When modeling the working process of a jet pump, the ratios of hydrodynamics, traditionally used to study the peculiarities of the interaction of mixed flows, are supplemented by the equation of conservation of momentum of the fluid. Based on the joint solution of Bernoulli equations, preservation of the continuity of the moving medium, momentum, and momentum of the mixed flows, the relations for the analytical determination of the additional dynamic pressure created by the rotation of the eccentrically placed jet pump in the well are obtained. The analysis of the obtained equation taking into account the assumptions accepted at modeling, allowed to outline acceptable limits of change of coefficient of injection at the use of the offered technique of calculation which size should not exceed 0,85... 0,94 from the maximum value. In the process of studying the obtained equation, the extreme nature of the pressure-consumption and energy characteristics of the above ejection system was established. The value of the optimal pressure and maximum efficiency of the high-pressure jet pump and the value of its essential geometric parameter is inversely related. Rotation of the high-pressure jet pump in the well increases pressure and efficiency by 36.6% and 62.09%, respectively.

Key words: jet pump, ejection system, relative pressure, injection coefficient, pressure, energy characteristic, relative rotational motion.

Вступ

Буріння нафтогазових експлуатаційних свердловин супроводжується наявністю значного (до 40–50 МПа та вище) гідростатичного тиску, який створюється промивальним розчином на вибої свердловини, що ускладнює процес його очищення та видалення вибуреного шламу з наддолотної області. Значний гідростатичний та гідродинамічний тиски є причиною повторного подрібнення шламу, зниження механічної швидкості буріння та інтенсифікації зношування озброєння долота. Перевищення вибійного тиску в свердловині над пластовим знижує проникність продуктивного горизонту після його первинного розкриття, внаслідок чого зменшується коефіцієнт нафтовилучення при експлуатації свердловин та зростають обсяги залишкової нафти. Негативний вплив високого гідростатичного вибійного тиску на процеси будівництва та експлуатації свердловин підвищується внаслідок існування стійкої тенденції до зростання глибин розміщення залучених до розробки покладів вуглеводнів.

Зменшення величини гідростатичного тиску шляхом зниження густини промивального розчину підвищує небезпеку появи нафтогазопроявів та виникнення аварійних ситуацій, пов'язаних з викидами та відкритим фонтануванням нафти і газу. Одним із технічних засобів, які дозволяють знизити величину тиску в процесі буріння, є наддолотний струминний насос. Суттєвою перевагою використання ежекційних компоновок є можливість зниження тиску безпосередньо в зоні руйнування гірської породи при збереженні його безпечної величини в затрубному просторі вище долота. Необхідно також відзначити можливість миттєвого

відновлення тиску на вибої з припиненням роботи бурового насоса. Враховуючи, що ефективність застосування наддолотних ежекційних компоновок визначається точністю прогнозування режиму експлуатації струминного насоса, удосконалення математичних моделей його робочого процесу є актуальною задачею.

Аналіз останніх досліджень

Під час моделювання робочого процесу струминного насоса зазвичай використовують диференціальні рівняння руху в'язкої рідини [1] із залученням напівемпіричних теорій турбулентності, рівняння Бернуллі, закони збереження енергії, суцільності рухомого середовища, імпульсу [2] та моменту кількості руху змішуваних потоків, характерні особливості зсувних течій та примежевих шарів рідини, поширення занурених струменів у супутному потоці, метод електрогідродинамічної аналогії [3]. Для підвищення точності аналітичного визначення напірних [4], витратних, кавітаційних та енергетичних характеристик струминного насоса застосовуються емпіричні співвідношення, які визначають нерівномірність розподілу кінематичних параметрів, особливості геометрії елементів ежекційної системи та експериментальні профілі гідродинамічних параметрів. При застосуванні направляючих елементів [5, 6, 7] для закручування змішуваних потоків застосовується теорія вихрових течій. Моделювання робочого процесу свердловинних ежекційних систем за наявності припливу пластової рідини передбачає застосування теорії фільтрації. Теоретичні основи експлуатації газових ежекторів додатково включають основні закони газової динаміки. Зважаючи на складність робочого

процесу струминних насосів широкого поширення набули схеми моделювання гідравлічних зв'язків між елементами ежекційної системи з використанням методу скінченних елементів, для реалізації якого застосовують програмні комплекси Inventor (Autodesk), ANSYS та Solid Work [8, 9].

Виділення частини невирішеної проблеми

Сучасні методи розрахунку наддолотних ежекційних систем не враховують їх обертання в свердловині. Виникнення відцентрових сил при відносному русі елементів ежекційної системи змінює характер розподілу гідродинамічних параметрів у протічній частині струминного насоса та має безпосередній вплив на його характеристики. Асиметричне обертання струминного насоса, викликане його ексцентричним розміщенням в наддолотній компоновці, підвищує вплив відцентрових сил на точність прогнозування режиму роботи ежекційної системи. В роботі [10] на основі використання закону збереження енергії потоку у вигляді рівняння Бернуллі та закону збереження суцільності змішуваних течій запропонована гідравлічна модель робочого процесу низьконапірного струминного насоса для умов його асиметричного обертання. Інтегрування профілів швидкостей у вхідному та вихідному перерізах камери змішування струминного насоса із врахуванням їх трансформації під дією відцентрових сил дозволило встановити закономірності зміни нерівномірності розподілу кінематичних параметрів від кутової швидкості обертального руху ежекційної системи. Отримані аналітичні залежності, однак, не враховують фактичну відстань між робочою насадкою та камерою змішування, що є причиною виникнення значної похибки теоретичного визначення характеристик високонапірного струминного насоса. На відміну від низьконапірного струминного насоса, вплив даного геометричного параметра на моделювання робочого процесу високонапірних ежекційних систем є визначальним.

Формулювання мети роботи

Метою досліджень є моделювання робочого процесу високонапірного струминного насоса із врахуванням можливості його обертання в свердловині для умов ексцентричного розміщення у складі наддолотної компоновки. Для виконання поставленої мети необхідно вирішити низку задач:

- встановити закономірності зміни напірних та енергетичних характеристик наддолотної ежекційної системи;

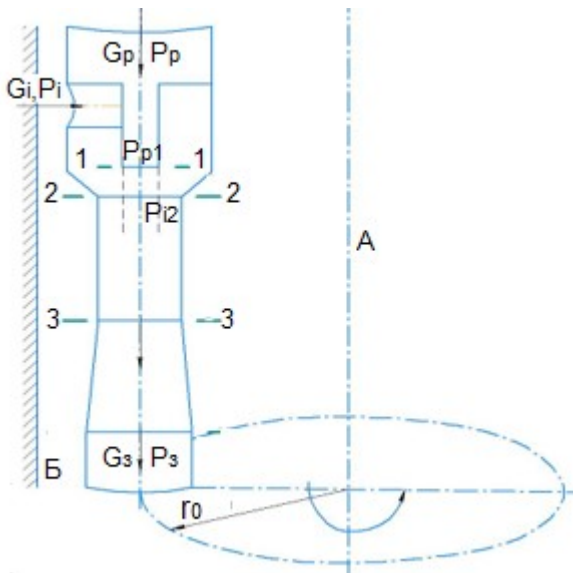
- розрахувати оптимальні співвідношення конструкторських та режимних параметрів свердловинної ежекційної системи;
- визначити границі використання розробленої математичної моделі.

Висвітлення основного матеріалу

Наддолотні компоновки з ексцентричним розміщенням ежекційної системи відносно осі свердловини зазвичай складаються з паралельно-послідовного з'єднання декількох струминних насосів. Гідравлічна схема ежекційної системи високонапірного струминного насоса (рис. 1) відрізняється від схеми для низьконапірного аналога співвідношенням квадратів діаметрів камери змішування та робочої насадки. Відповідно до існуючої класифікації значення геометричного параметра $K_{сн} = (d_3/d_{рн})^2 \leq 4,0$ відповідають конструкції високонапірного, а значення $K_{сн} > 4,0$ – низьконапірного струминного насоса.

В процесі моделювання робочого процесу високонапірного струминного насоса враховано зміну перерізу робочого потоку на вхідній ділянці камери змішування від площі f_{p1} в перерізі 1–1 до площі f_{p2} в перерізі 2–2. Звуження робочого струменя $f_{p2} < f_{p1}$ викликане зменшенням статичного тиску на вхідній ділянці камери змішування (рисунок 1). Уточнена модель робочого процесу струминного насоса передбачає зниження тиску ежекційного потоку на величину $\Delta P_k = P_i - P_2$ (де $P_2 = P_{p2} = P_{i2}$ – значення статичних тисків у вхідному перерізі (рис. 1) циліндричної камери змішування. Враховуючи загальноприйняте поняття відносного напору $h = (P_3 - P_i) / (P_p - P_i)$, структура рівняння напірної характеристики струминного насоса повинна містити складову, що визначає відносні гідравлічні втрати на вхідній ділянці камери змішування $\Delta P_k / \Delta P_p$ (де ΔP_p – різниця тисків робочого P_p та інжектваного P_i потоків).

Встановимо залежність між гідродинамічними та конструкторськими параметрами ежекційної системи у випадку асиметричного розміщення високонапірного струминного насоса в свердловині. Вихідне рівняння збереження моменту кількості руху рідини та його наступні перетворення не відрізняються від аналогічних рівнянь, записаних для низьконапірного насоса [10]. Використовуючи рівняння Бернуллі, запи-



*A – вісь свердловини; Б – стінка свердловини;
 G_p, G_i, G_3 – масові витрати робочого,
 інжектованого та змішаного потоків;
 P_p, P_i, P_3 – значення робочого, інжектованого
 та змішаного тисків; r_0 – ексцентриситет
 розміщення струминного насоса в свердловині;
 1–1 – вихідний переріз робочої насадки;
 2–2 – вхідний переріз камери змішування;
 3–3 – вихідний переріз камери змішування*

Рисунок 1 – Гідравлічна схема ежекційної системи з асиметрично розміщеним струминним насосом

шемо формулу для визначення напорів інжектованого H_{i2} та робочого H_{p2} потоків у вхідному перерізі камери змішування (рис. 1) з врахуванням гідравлічних втрат на її вхідній ділянці

$$H_{i2} = \frac{P_i}{\rho g} - \frac{\Delta P_k}{\rho g}; \quad (1)$$

$$H_{p2} = \frac{P_p}{\rho g} - \frac{V_{p1}^2}{2\phi_1^2 g} - \frac{\Delta P_k}{\rho g} = \frac{P_p}{\rho g} - \frac{G_p^2}{2\phi_1^2 f_{p1}^2 g \rho^2} - \frac{\Delta P_k}{\rho g}, \quad (2)$$

де ρ – густина потоку;

g – прискорення земного тяжіння;

V_{p1} – швидкість потоку у вихідному перерізі робочої насадки;

ϕ_1 – коефіцієнт швидкості у вихідному перерізі робочої насадки.

Рівняння для визначення напору змішаного потоку має вигляд

$$H_{33} = \frac{P_3}{\rho g} - \frac{\phi_3^2 V_3^2}{2g} = \frac{P_3}{\rho g} - \frac{\phi_3^2 G_3^2}{2g f_3^2 \rho^2}, \quad (3)$$

де ϕ_3 – коефіцієнт швидкості у вихідному перерізі камери змішування;

V_3 – швидкість потоку у вихідному перерізі камери змішування;

f_3 – площа перерізу камери змішування.

Враховуючи закон збереження моменту кількості руху рідини, рівняння балансу потужностей для проточної частини струминного насоса матиме вигляд [10]

$$G_3 g H_{33} - G_i g H_{i2} - G_p g H_{p1} = \phi_{2i} G_i \omega^2 r_o^2, \quad (4)$$

де ϕ_{2i} – коефіцієнт швидкості інжектованого потоку у вхідному перерізі камери змішування;

ω – кутова швидкість обертання струминного насоса.

Після підстановки формул (1) – (3) в останнє рівняння отримаємо

$$\frac{G_3 P_3}{\rho} - \frac{\phi_3^2 G_3^2}{2 f_3^2 \rho^2} - \frac{G_i P_i}{\rho} + \frac{G_p \Delta P_k}{\rho} - \frac{G_p P_p}{\rho} + \frac{G_p^3}{2 \phi_1^2 f_{p1}^2 \rho^2} + \frac{G_p \Delta P_k}{\rho} = \phi_{2i} G_i \omega^2 r_o^2 \quad (5)$$

або

$$\left(\frac{G_3 P_3}{\rho} - \frac{G_3 P_i}{\rho} \right) - \left(\frac{G_p P_p}{\rho} - \frac{G_p P_i}{\rho} \right) = \frac{\phi_3^2 G_3^3}{2 f_3^2 \rho^2} - \frac{G_p^3}{2 \phi_1^2 f_{p1}^2 \rho^2} - \left(\frac{G_i}{\rho} + \frac{G_p}{\rho} \right) \Delta P_k + \phi_{2i} G_i \omega^2 r_o^2. \quad (6)$$

Після здійснення підстановок

$$\Delta P_3 = P_3 - P_i; \Delta P_p = P_p - P_i; G_3 = G_i + G_p$$

в рівняння (6) отримаємо

$$\frac{G_3}{\rho} \Delta P_3 - \frac{G_p}{\rho} \Delta P_p = \frac{\phi_3^2 G_3^3}{2 f_3^2 \rho^2} - \frac{G_p^3}{2 \phi_1^2 f_{p1}^2 \rho^2} - \frac{G_3}{\rho} \Delta P_k + \phi_{2i} G_i \omega^2 r_o^2. \quad (7)$$

Поділимо обидві частини рівняння (7) на формулу, що визначає витрату робочого потоку

$$G_p^2 = 2 \phi_1^2 f_{p1}^2 \rho \Delta P_p.$$

Тоді, враховуючи співвідношення, що визначає величину відносного напору

$h = \Delta P_3 / \Delta P_p$ струминного насоса, отримаємо

$$h = \phi_1^2 \phi_3^2 \frac{G_3^2}{G_p^2} \frac{f_{p1}^2}{f_3^2} + \frac{2 \phi_1^2 \phi_{2i} G_i \omega^2 r_o^2 f_{p1}^2 \rho^2}{G_p^2 G_3} - \frac{\Delta P_k}{\Delta P_p}. \quad (8)$$

Після здійснення очевидних перетворень

$$\frac{G_3^2}{G_p^2} = \left(\frac{G_i + G_p}{G_p} \right)^2 = (1+i)^2; \quad (9)$$

$$\frac{G_i}{G_3} = \frac{1}{1+1/i}; \quad \frac{f_{p1}^2}{f_3^2} = \frac{1}{K_{сн}^2}$$

отримаємо характеристику додаткового напору для високонапірного струминного насоса за умови його ексцентричного обертання в свердловині

$$h_0 = \frac{\varphi_1^2 G_3^2}{K_{сн}^2} (1+i)^2 + \frac{2\varphi_1^2 \varphi_{2i} \omega^2 r_o^2 f_{p1}^2 \rho^2}{G_p^2 (1+1/i)} - \frac{\Delta P_k}{\Delta P_p}. \quad (10)$$

В процесі подальшого аналізу необхідно встановити взаємозв'язок між відносними гідравлічними втратами $\Delta P_k / \Delta P_p$, коефіцієнтом інжекції i та ступенем звуження робочого потоку f_{p1} / f_{p2} . Враховуючи значення гідравлічних втрат на входній ділянці камери змішування ΔP_k і в робочій насадці ΔP_p

$$\Delta P_k = \frac{G_i^2}{2\varphi_4^2 f_{i2}^2 \rho_i}; \quad (11)$$

$$\Delta P_p = \frac{G_p^2}{2\varphi_1^2 f_{i1}^2 \rho_p}, \quad (12)$$

де φ_4 – коефіцієнт швидкості для інжектівного потоку.

Визначимо відносні гідравлічні втрати на входній ділянці камери змішування

$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_p} = \frac{\varphi_1^2 i^2 \rho_p}{\varphi_4^2 \rho_i} = \frac{\varphi_1^2 i^2 \rho_p}{\varphi_4^2 \rho_i} \left(\frac{f_3}{f_{p1}} - \frac{f_{p2}}{f_{p1}} \right)^2. \quad (13)$$

В подальшому аналізі використовуємо рівняння Бернуллі. Для перерізу робочого потоку перед робочою насадкою (в бурильній колоні) і на вході в камеру змішування запишемо систему рівнянь

$$\begin{cases} P_p - P_{p2} = \Delta P_p + \Delta P_k; \\ P_p + \frac{V_k^2}{2g} = P_{p2} + \frac{V_{p2}^2}{2g}, \end{cases} \quad (14)$$

де V_k – швидкість робочого потоку в бурильній колоні.

Враховуючи, що $V_k \ll V_{p2}$, тобто $V_k \approx 0$ (внаслідок того, що площа перерізу бурильної колони набагато більша площі перерізу робочої насадки), після заміни швидкості витратою і розв'язку системи (14) отримаємо

$$f_{p2} = \frac{Q_{p2}}{2g(\Delta P_p + \Delta P_k)}. \quad (15)$$

Використовуючи рівняння Бернуллі для перерізу робочого потоку в бурильній колоні і для вихідного перерізу робочої насадки (переріз 1-1 на рисунку 1)

$$\begin{cases} P_p - P_{p1} = \Delta P_p; \\ P_p + \frac{V_k^2}{2g} = P_{p1} + \frac{V_{p1}^2}{2g}, \end{cases} \quad (16)$$

аналогічно отримаємо формулу для визначення площі перерізу робочого потоку f_{p1}

$$f_{p1} = \frac{Q_{p2}}{2g\Delta P_p}. \quad (17)$$

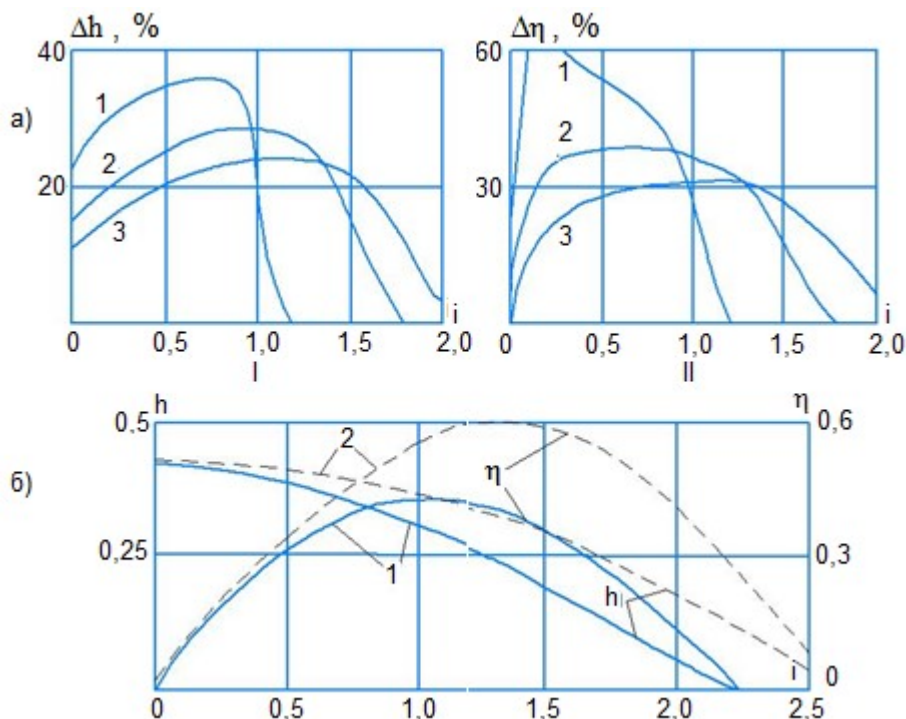
Враховуючи рівняння (15), (17), отримаємо формулу для визначення степені звуження робочого потоку

$$\frac{f_{p1}}{f_{p2}} = \sqrt{1 + \frac{\Delta P_k}{\Delta P_p}}. \quad (18)$$

Спільний розв'язок рівнянь (10), (13), (18) дозволяє побудувати напірну характеристику високонапірного струминного насоса.

Дослідження отриманих аналітичних залежностей проведені для струминного насоса, значення геометричного параметра для якого змінюється в діапазоні від $K_{сн} = 2$ до $K_{сн} = 4$. Повна напірна характеристика струминного насоса визначається шляхом сумування додаткового динамічного напору, розрахованого за рівнянням (10), та напору, отриманого для нерухомого високонапірного насоса за методикою Соколова Е.Я. і Зінгера Н.М. [4]. Згадана методика визначення характеристики високонапірного струминного насоса використана також для проведення порівняльного аналізу ефективності застосування рухомої та нерухомої ежекційних систем.

Визначимо характер зміни зростання напору та струминного насоса, викликаного його обертанням, залежно від величини коефіцієнта інжекції. На відміну від аналогічних залежностей для низьконапірних насосів, наведені на рисунку 2, а напірна та енергетична характеристики мають чітко визначений екстремум, що, ймовірно, пов'язано із врахуванням більшої кількості факторів при моделюванні робочого процесу високонапірного струминного насоса. Необхідно відзначити, що зростання напору та ККД приймає максимальні значення для струминного насоса з основним геометричним параметром $K_{сн} = 2$ та зменшується зі зростанням величини $K_{сн}$. Значення коефіцієнта інже-

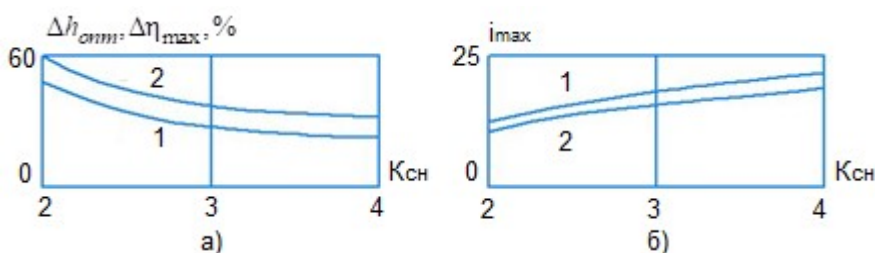


а) зростання напору (I) та ККД (II) для різних значень геометричного параметра:

1 – $K_{сн} = 2,0$; 2 – $K_{сн} = 3,0$; 3 – $K_{сн} = 4,0$

б) напірні та енергетичні характеристики, отримані за рівняннями для високонапірних (1) та низьконапірних (2) насосів

Рисунок 2 – Дослідження характеристик високонапірного струминного насоса



а) зростання оптимального напору (1) та максимального ККД (2); б) максимальні коефіцієнти інжекції для нерухомого насоса (1) та додаткового напору (2), викликаного його обертанням

Рисунок 3 – Граничні характеристики високонапірного струминного насоса

кції, які відповідають екстремумам кривих $\Delta h = f(i)$, $\Delta \eta = f(i)$, зростають зі збільшенням величини геометричного параметра $K_{сн}$.

Порівняльні характеристики ежекційної системи, отримані за методиками для розрахунку високонапірних та низьконапірних гідромашин, побудовані для струминного насоса з геометричним параметром $K_{сн} = 4$ (рис. 2, б). Порівняльний аналіз запропонованих моделей свідчить про те, що методика розрахунку низьконапірних струминних насосів забезпечує більші значення напору та ККД, ніж аналогічна методика розрахунку для високонапірних насосів. Положення екстремуму на кривій $\eta = f(i)$ у випадку використання моделі, отриманої для

низьконапірних насосів, зміщене в напрямку більших значень коефіцієнта інжекції.

Характер залежностей зростання оптимального напору $\Delta h_{опт} = f(K_{сн})$ та максимальних значень ККД $\Delta \eta_{max} = f(K_{сн})$ (рис. 3, а) аналогічний зміні даних показників, визначених для низьконапірного насоса [10]: зростання оптимального напору та максимального ККД обернено пропорційне величині основного геометричного параметра $K_{сн}$.

Наступний етап аналізу передбачає встановлення граничних значень коефіцієнта інжекції, на які поширюється розроблена математична модель. Максимальне значення коефіцієнта інжекції i_{max} відповідають нульовим значен-

ням напору $h=0$ струминного насоса. Максимальні значення коефіцієнта інжекції для додаткового динамічного напору можуть бути визначені шляхом розв'язання рівняння (10) відносно коефіцієнта i після підстановки значень напору $h=0$. Максимальні значення коефіцієнта інжекції для нерухомого струминного насоса визначаємо за базовою методикою. Порівняння максимальних значень коефіцієнтів інжекції для рухомого і нерухомого струминних насосів дозволяють визначити область зміни коефіцієнтів i , на яку поширюється рівняння (10). Обмеження використання запропонованого рівняння, вочевидь, має місце за умови виконання співвідношення

$$i_{\max}^{(n \neq 0)} > i_{\max}^{(n=0)}, \quad (19)$$

де $i_{\max}^{(n \neq 0)}$, $i_{\max}^{(n=0)}$ – стосується відповідно рухомого та нерухомого струминних насосів.

Згадані залежності для різних значень геометричного параметра K_{CH} наведені на рисунку 3, б. Аналіз представлених кривих свідчить про невиконання умови (19).

Співвідношення $i_{\max}^{(n \neq 0)} / i_{\max}^{(n=0)}$, таким чином, є однією з умов, що визначають границі використання запропонованої моделі. Відповідно до проведених розрахунків величина даного співвідношення становить

$$i_{\max}^{(n \neq 0)} / i_{\max}^{(n=0)} = 0,85 - 0,94, \quad (20)$$

де менше значення стосується геометричного параметра $K_{CH} = 4$, а більше – геометричного параметра $K_{CH} = 2$.

Наступне обмеження у використанні запропонованої моделі робочого процесу струминного насоса пов'язане з його роботою в умовах нульового значення коефіцієнта інжекції $i=0$, яке відповідає максимальному напору $h = h_{\max}$ ежекційної системи. Аналіз рівнянь (10), (13) свідчить про те, що у випадку, коли величина коефіцієнта інжекції приймає нульові значення $i=0$, відносні гідравлічні втрати, пов'язані із звуженням робочого потоку, відсутні $\Delta P_k / \Delta P_p = 0$. В реальних струминних насосах звуження робочого потоку зберігається навіть при нульовій швидкості навколишнього середовища, внаслідок чого завжди будуть мати місце гідравлічні втрати $\Delta P_k / \Delta P_p > 0$. Іdealізація та спрощення процесів, які відбуваються в проточній частині струминного насоса, можуть стати причиною суттєвих відмінностей в характеристиках модельної та реальної ежекційної систем, яка експлуатується в режимі граничного напору. Таким чином, границі за-

стосування запропонованої моделі, враховуючи рівняння (20), визначаються співвідношенням

$$0 < i < (0,85 - 0,94) i_{\max}. \quad (21)$$

Зважаючи на важливість поняття режиму граничного напору для теорії і практики застосування свердловинних ежекційних систем, розроблену математичну модель робочого процесу струминного насоса необхідно удосконалити і поширити область її застосування на нульові значення коефіцієнта інжекції.

На завершення необхідно відзначити, що складова рівняння додаткового напору, що містить частоту обертання бурильної колони, має однаковий вигляд як для низьконапірного [10], так і для високонапірного (рівняння (10)) струминного насоса.

Висновки

Запропонована математична модель є теоретичною основою побудови експлуатаційних характеристик високонапірного струминного насоса при його обертанні в свердловині.

1. На основі використання рівнянь збереження імпульсу та моментів кількості руху однорозмірних змішуваних потоків запропоновано математичну модель ексцентрично розміщеного над долотом високонапірного струминного насоса, який обертається навколо осі свердловини.

2. Встановлено закономірності зміни експлуатаційних характеристик наддолотної ежекційної системи в умовах ексцентрично розміщеного високонапірного струминного насоса при його обертанні в свердловині:

- напірна та енергетична характеристики високонапірного струминного насоса мають чітко визначений екстремум;

- максимальне зростання напору та ККД ежекційної системи для умов її асиметричного обертання в свердловині становить відповідно 36,6 % та 62,09 %;

- зростання оптимального напору та максимального ККД оберненопропорційне величині основного геометричного параметра;

3. Границі використання розробленої математичної моделі визначаються співвідношенням максимальних величин коефіцієнтів інжекції для додаткового динамічного напору, викликаного обертанням ежекційної системи і нерухомого струминного насоса. Дане співвідношення повинне знаходитись у діапазоні 0,85-0,94.

Завдання подальших досліджень полягає в промисловій перевірці розробленої методики прогнозування напірних та енергетичних характеристик високонапірного струминного насоса

для умов його ексцентричного розміщення при обертанні в свердловині.

Література

1. Yong H., Lihong Z., Deyong Z., Hualin L., Jinying W., Jinshen Y., Yugang Z., Zhibin, W. Study on structure parameters of reverse circulation drill bit secondary injector device based on injector coefficient. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference*, Singapore. 22–24, 2016. 22–24. <https://doi.org/10.2118/180539-MS>.

2. Паневник Д.А., Паневник А.В. Повышение энергоэффективности использования скважинных струйных насосов. *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2020. Т.63, №5. С. 462–471. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-5-462-471>.

3. Kryzhanivskyi E.I., Panevnyk D.A. Improving use efficiency above-bit jet pumps. *Socar proceeding*. 2020. № 2. P. 26–34. <http://www.DOI:10.5510/OGP20200200437>.

4. Соколов Е.Я, Зингер Н.М. Струйные аппараты. М.: Энергоатомиздат, 1989. 352 с.

5. Zhu H. Y., Liu Q.Y. Pressure drawdown mechanism and design principle of jet pump bit. *Scientia Iranica B*. 2015. № 22(3). P. 792–803.

6. Panevnyk D.A. Simulation of a downhole jet-vortex pump's working process. *Nafta-Gaz*. 2021. № 9. P. 579–586. <https://doi.org/10.18668/NG.2021.09.02>.

7. Zhu H. Y., Liu Q.Y., Wang T. Reducing the bottom-hole differential pressure by vortex and hydraulic jet methods. *Journal of Vibroengineering*. 2014. № 8. P. 2224–2249.

8. Qian Y., Wang Y., Fang Z., Chen X., Miedema S.A. Numerical Investigation of the Flow Field and Mass Transfer Characteristics in a Jet Slurry Pump. *Processes*. 2021. № 9(11). 17 p. <https://doi.org/10.3390/pr9112053>.

9. Xu K., Wang G., Wang L., Yun F., Sun W., Wang X., Chen X., 2020. CFD-Based Study of Nozzle Section Geometry Effects on the Performance of an Annular Multi-Nozzle Jet Pump. *Processes*. 8, 2 (133): 18. <https://doi.org/10.3390/pr8020133>.

10. Паневник Д.О. Визначення характеристик струминного насоса при його асиметричному обертанні в свердловині. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2021. № 2(51). С. 55–65. [https://doi.org/10.31471/1993-9965-2021-2\(51\)-55-65](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2021-2(51)-55-65).

References

1. Yong H., Lihong Z., Deyong Z., Hualin L., Jinying W., Jinshen Y., Yugang Z., Zhibin, W. Study on structure parameters of reverse circulation drill bit secondary injector device based on injector coefficient. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference*, Singapore. 22–24, 2016. 22–24. <https://doi.org/10.2118/180539-MS>.

2. Panevny D.A., Panevny A.V. Improving the Energy Efficiency of the Use of Borehole Jet Pumps. *ENERGETIKA. Proceedings of CIS higher education institutions and power engineering associations*. 2020;63(5):462–471. [in Russian] <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-5-462-471>.

3. Kryzhanivskyi E.I., Panevnyk D.A. Improving use efficiency above-bit jet pumps. *Socar proceeding*. 2020. № 2. P. 26–34. <http://www.DOI:10.5510/OGP20200200437>.

4. Sokolov E.Ya, Zinger N.M. Struynnye apparaty. M.: Energoatomizdat, 1989. 352 p. [in Russian]

5. Zhu H. Y., Liu Q.Y. Pressure drawdown mechanism and design principle of jet pump bit. *Scientia Iranica B*. 2015. № 22(3). P. 792–803.

6. Panevnyk D.A. Simulation of a downhole jet-vortex pump's working process. *Nafta-Gaz*. 2021. № 9. P. 579–586. <https://doi.org/10.18668/NG.2021.09.02>.

7. Zhu H. Y., Liu Q.Y., Wang T. Reducing the bottom-hole differential pressure by vortex and hydraulic jet methods. *Journal of Vibroengineering*. 2014. № 8. P. 2224–2249.

8. Qian Y., Wang Y., Fang Z., Chen X., Miedema S.A. Numerical Investigation of the Flow Field and Mass Transfer Characteristics in a Jet Slurry Pump. *Processes*. 2021. № 9(11). 17 p. <https://doi.org/10.3390/pr9112053>.

9. Xu K., Wang G., Wang L., Yun F., Sun W., Wang X., Chen X., 2020. CFD-Based Study of Nozzle Section Geometry Effects on the Performance of an Annular Multi-Nozzle Jet Pump. *Processes*. 8, 2 (133): 18. <https://doi.org/10.3390/pr8020133>.

10. Panevnyk D.O. Determination of a jet pump characteristics during its asymmetric rotation in a well. *Scientific bulletin ivano-frankivsk national technical university of oil and gas*. 2021. No. 2(51). P. 55–65. [https://doi.org/10.31471/1993-9965-2021-2\(51\)-55-65](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2021-2(51)-55-65). [in Ukrainian]

Наука — виробництву

УДК 622.279

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-2(83)-71-77

ПІДВИЩЕННЯ ДЕБІТІВ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН У НЕСТІЙКИХ КОЛЕКТОРАХ

Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Н. С. Дремлюх*

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 42195,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, nataliadremlyuh@ukr.net

Розглянуто негативні наслідки винесення піску із пласта і методи запобігання утворенню піщаних корків на вибої свердловин. Проведено експериментальні дослідження швидкості винесення твердої фази із лабораторної моделі свердловини газовим потоком і пінними системами. За результатами дослідження на моделі свердловини визначено мінімально необхідні швидкості руху газового потоку для винесення частинок піску різного діаметра. Одержано регресійну залежність для оцінки необхідної швидкості руху газового потоку для винесення частинок піску різного діаметра. За результатами експериментальних досліджень підібрано склад піни, визначено оптимальні значення концентрацій пінотворних ПАР і стабілізаторів у водних розчинах для отримання стійких пін, які можуть бути використані для промивання піщаного корка на вибоях свердловин на виснажених газових і газоконденсатних родовищах. Експериментально оцінено швидкості руху потоку піни з додаванням і без додавання стабілізатора піни для винесення з вибою модельної свердловини частинок твердої фази різного діаметра. Обґрунтовано два складу водних розчинів пінотворних ПАР і стабілізатора піни для промивання піщаних корків на вибої і винесення з вибою частинок твердої фази у процесі експлуатації свердловин. Розроблено склад тампонажного розчину для створення у привибійній зоні свердловини міцного газопроникного каменю. Встановлено оптимальне значення вмісту спученого перліту у розчині, за якого забезпечуються відповідні значення міцності на стискування і проникності для газу цементного каменю. Теоретично встановлено вплив розміру і проникності гравійної набивки у привибійній зоні на продуктивну характеристику свердловини. За результатами виконаних досліджень обґрунтовано оптимальні значення товщини і проникності гравійної набивки у привибійній зоні свердловини з нестійкими колекторами, за яких запобігається винесенню піску із пласта у свердловину. Розроблено удосконалену технологію інтенсифікації роботи свердловини з нестійкими колекторами.

Ключові слова: нестійкі колектори, газ, піна, гравійні фільтри, дебіт свердловини, тампонажний розчин, цементний камінь.

Рассмотрены негативные последствия выноса модели скважины. Проведены экспериментальные исследования скорости выноса твердой фазы из лабораторной модели скважины газовым потоком и пенными системами. По результатам исследования на модели скважины определены минимально необходимые скорости движения газового потока для выноса частиц песка разного диаметра. Получена регрессионная зависимость для оценки требуемой скорости движения газового потока для выноса частиц песка разного диаметра. По результатам экспериментальных исследований подобран состав пены, определены оптимальные значения концентраций пенотворных ПАВ и стабилизаторов в водных растворах для получения устойчивых пен, которые могут быть использованы для промывания песчаной пробки на забоях скважин на истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях. Экспериментально оценены скорости движения потока пены с добавлением и без добавления стабилизатора пены для выноса из забоя модельной скважины частиц твердой фазы разного диаметра. Обоснованы два состава водных растворов пенотворных ПАВ и стабилизатора пены для промывания песчаных пробок на забое и вынос с забоя частиц твердой фазы в процессе эксплуатации скважин. Разработан состав тампонажного раствора для создания в призабойной зоне скважины крепкого газопроницаемого камня. Установлено оптимальное значение содержи-

мого вслученого перліта в розстворі, при котрому забезпечуються відповідні значення протності на сжатіє і протності по газу цементного каменя. Теоретически устанавлено вплив розмера і протності гравійної набівки в призабойній зоні на протнтивну характеристику скважини. По результатам виконаних досліданій обосновані оптимальні значення толщини і протності гравійної набівки в призабойній зоні скважини с неустойчивими колекторами, при котрих протдотрається винос піску із пласта в скважину. Розробтанана усавершенствованная технология интенсифікації роботи скважини с неустойчивими колекторами.

Ключевые слова: неустойчивые коллекторы, газ, пена, гравийные фильтры, дебит скважины, тампонажный раствор, цементный камень.

Negative consequences of sand recovery from the formation and methods for preventing the formation of sand plugs at the bottom of wells have been considered. The experimental studies of the removal rate of the solid phase from the well bottomhole by the gas flow and foam systems have been conducted with the help of the laboratory well model. According to the study's results on the well model, the minimum required velocities of the gas flow for the removal of sand particles of different diameters were determined. A regression dependence was obtained to estimate the required velocity of the gas flow to remove sand particles of different diameters. The study results have helped to select the composition of the foam and determine the optimal concentrations of surfactants and stabilizers in aqueous solutions to obtain stable foams that can be used to wash the sand plug at the bottom of wells in depleted gas and gas condensate fields. The velocities of the foam flow with and without the addition of a foam stabilizer for removal of solid-phase particles of different diameters from the bottom of the model well have been experimentally estimated. Two compositions of aqueous solutions of foaming surfactants and foam stabilizer for washing sand crusts at the bottom and removal of solid-phase particles from the bottom during the operation of wells have been substantiated. The composition of the cement mortar has been developed to create a strong gas-permeable stone in the bottomhole zone. The optimal value of the content of expanded perlite in the solution is established, at which the corresponding values of compressive strength and gas permeability of cement stone are provided. The influence of the size and permeability of gravel packing in the bottomhole zone on the productive characteristics of the well is theoretically established. According to the research results, the optimal values of the thickness and permeability of gravel packing in the bottomhole zone of the well with unstable reservoirs prevent the removal of sand from the reservoir into the well. Improved technology for intensifying the operation of wells with unstable reservoirs has been developed.

Keywords: unstable manifolds, gas, foam, gravel filters, well production. plugging slurry, cement stone.

Аналіз останніх досліджень

Значна кількість газових покладів пов'язана з нестійкими колекторами. У процесі експлуатації свердловин при перевищенні депресією на пласт критичного значення відбувається руйнування порід у привибійній зоні з винесенням частинок піску із пласта у свердловину, що призводить до утворення каверни у привибійній зоні і піщаних корків на вибої. У результаті можливе осідання покрівлі пласта і, як результат змінання експлуатаційної колони, прихоплення насосно-компресорних труб (НКТ) зім'ятою експлуатаційною колоною і піщаним корком, та ерозійне руйнування НКТ частинками твердої фази у газовому потоці. Скупчення твердої фази на вибої можуть бути настільки щільними, що призводять до істотного зниження дебіту свердловини. До можливих напрямів підвищення дебітів газових свердловин у нестійких колекторах відносяться кріплення порід у привибійній зоні різними складами, обладнання вибою свердловин фільтрами, створення необхідних швидкостей руху газу на вході в НКТ для винесення із вибою частинок твердої фази вибором необхідного діаметра НКТ і періодичне промивання вибою від піщаних корків [1].

Наведені методи не завжди забезпечують достатню технологічну ефективність у різних гірничо-геологічних умовах, зокрема на виснажених газових родовищах з аномально низьким пластовим тиском. Тому актуальним є подальший розвиток досліджень в напрямі боротьби з піскоутворенням у свердловинах.

Методика досліджень

Для стабільної роботи свердловини необхідно забезпечити повне і своєчасне видалення частинок твердої фази з вибою на поверхню. Це може бути досягнуто збільшенням швидкості руху газу на вході в насосно-компресорні труби (НКТ) вище критичної швидкості.

Для дослідження процесу винесення частинок твердої фази з вибою газових свердловини потоком газу виконано експериментальні дослідження на моделі свердловини [2]. Досліди проводили з трьома фракціями піску: 0,1 – 0,315; 0,315 – 0,63; 0,63 – 1 мм.

Результати експериментальних досліджень зображено на рисунку 1.

Згідно з результатами експериментальних досліджень, які наведені на рисунку 1, необхідна швидкість руху газу на вході в НКТ для винесення з вибою частинок твердої фази різ-

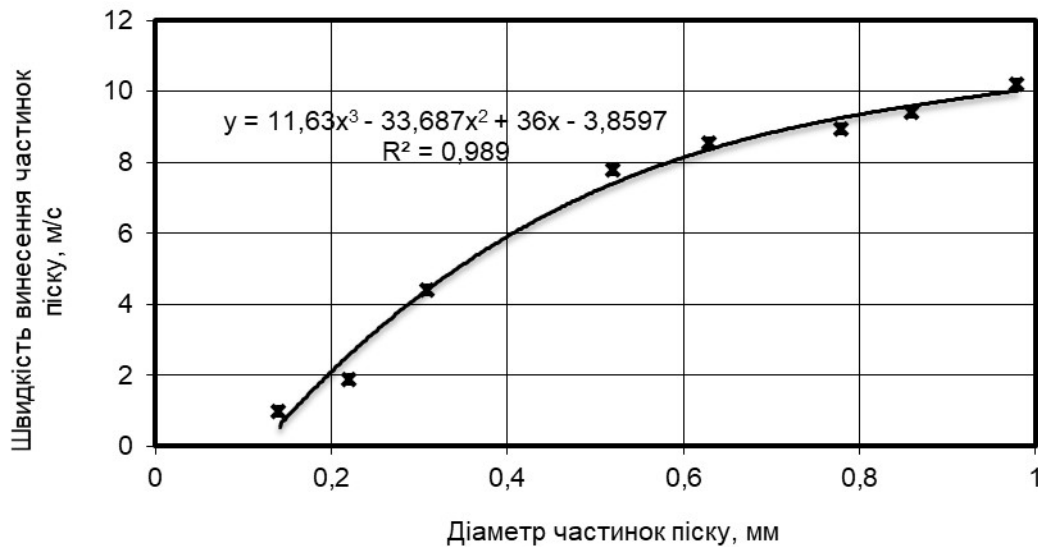


Рисунок 1 – Залежність швидкості винесення частинок піску потоком газу від їх діаметра

ного діаметра на моделі свердловини становить: 0,1 мм – 0,985 м/с, 0,315 мм – 4,407 м/с; 0,63 мм – 8,54 м/с; 1 мм – 10,2 м/с. За результатами експериментальних досліджень одержано регресійну залежність для визначення необхідної швидкості руху газового потоку W (м/с) для винесення частинок твердої фази різного діаметра d_q (мм):

$$W = 11,63d_q^3 - 33,68d_q^2 + 36d_q - 3,859. \quad (1)$$

d_q , мм; W , м/с.

Для повного винесення твердої фази із вибою свердловини потрібні досить високі швидкості руху газу, що зазвичай неможливо забезпечити в промислових умовах для низькодебітних газових свердловин, тому пропонується використовувати промивальні агенти з низькою густиною, зокрема піни високої кратності і значної стійкості.

Для винесення піску із вибою свердловини промивальним агентом дуже важливе значення має стійкість піни. Оскільки при низькій стійкості піни можливе її руйнування з випаданням із піни частинок твердої фази з осіданням їх на муфтових з'єднаннях насосно-компресорних труб і утворенням глухих піщаних корків у затрубному просторі. Для підвищення стійкості піни використовують речовини-стабілізатори, які мають високу гідрофільність і розчинність у воді, збільшують в'язкість розчину і сприяють сповільненню процесу витікання рідини із піни.

Для утворення пін з високими пінотворними характеристиками виконано експериментальні дослідження з різними композиціями ПАР і речовинами-стабілізаторами. Для дослідження вибрано розчини савенолу SWP, стінолу і софі-

ру M2 у прісній воді з масовими концентраціями 0,125; 0,25; 0,5; 1; 2; 4%, як стабілізатори піни використовували природні біополімери ксантанову і гуарову смоли та карбоксиметилцелюлозу (КМЦ) з масовими концентраціями 0,25 і 0,5%. Експерименти проводили за температур 20, 40 і 60 °С і атмосферного тиску 0,1013 МПа [3].

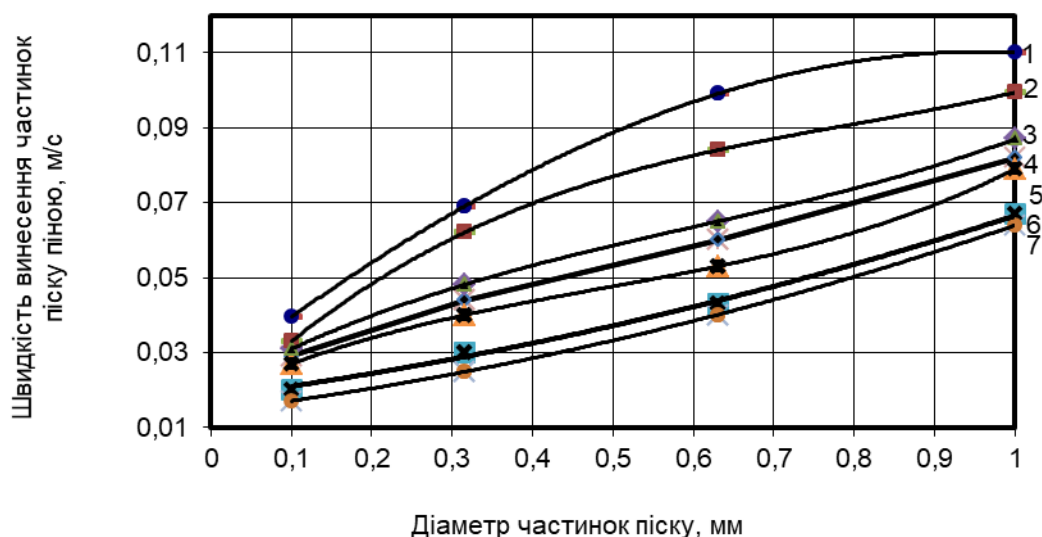
Аналіз результатів досліджень свідчить, що при використанні як стабілізаторів піни ксантанової і гуарової смол, які раніше не застосовувалися для ліквідації піщаних корків на вибоях свердловин і винесення рідини з вибою спінюванням, забезпечуються більші значення стійкості піни порівняно з використанням карбоксиметилцелюлози.

На основі експериментальних досліджень встановлено закономірності спінювання водних розчинів ПАР без додавання і з додаванням речовин-стабілізаторів піни з моделюванням вибівної температури (від 20 до 60 °С).

Для дослідження процесу винесення частинок твердої фази з вибою газових свердловин на поверхню пінними системами різного складу виконано експериментальні дослідження на моделі свердловини [4].

Результати експериментальних досліджень зображено на рисунку 2.

Згідно з результатами експериментальних досліджень швидкість винесення частинок піску діаметром від 0,1 до 1 мм з вибою модельної свердловини на поверхню потоком піни змінюється в межах: 0,0395 – 0,11 м/с для масової концентрації савенолу SWP у воді 0,5 %; 0,031 – 0,087 м/с для масової концентрації савенолу SWP у воді 1 %; 0,033 – 0,0994 м/с для масової концентрації стінолу у воді 0,5 %; 0,02 –



1 – 0,5 % мас савенолу SWP; 2 – 0,5 % мас стінолу; 3 – 1 % мас савенолу SWP; 4 – 0,5 % мас стінолу і 0,5 % мас ксантанової смоли; 5 – 1 % мас стінолу; 6 – 1 % мас савенолу SWP і 0,5 % мас ксантанової смоли; 7 – 1 % мас стінолу і 0,5 % мас ксантанової смоли
Рисунок 2 – Залежності швидкості винесення частинок піску пінними системами від їх діаметра за різного вмісту в робочому розчині ПАР і стабілізаторів піни

0,067 м/с для масової концентрації стінолу у воді 1 %; 0,027 – 0,079 м/с для масової концентрації савенолу SWP у воді 1 % + 0,5% гуарової смоли; 0,017 – 0,064 м/с для масової концентрації стінолу у воді 1 % + 0,5% гуарової смоли.

Аналіз результатів досліджень свідчить, що найбільшу виносну здатність мають піни, утворені з водного розчину стінолу концентрацією 1 % мас у прісній воді із додаванням ксантанової смоли концентрацією 0,5 % мас. Піна, утворена із запропонованого складу, характеризується високою стійкістю, що попереджує випадання із неї частинок піску по шляху її руху з вибою свердловини на поверхню.

За експериментальними даними запропоновано регресійну залежність швидкості винесення частинок піску піною W (м/с), утвореною з водного розчину стінолу концентрацією 1 % мас і ксантанової смоли концентрацією 0,5 % мас від діаметра частинок d_q (мм):

$$W = 0,023d_q^2 + 0,026d + 0,014. \quad (2)$$

d_q , мм; W , м/с.

Простими і доступними методами запобігання надходженню піску із пласта у свердловину є обладнання свердловин протипіщаними фільтрами або утворення вибійних фільтрів шляхом намивання шару твердих частинок за стінки перфорованої труби. На практиці в Україні і за кордоном застосовують намивні гравійні фільтри. В Україні гравійні фільтри використовували на Архангельському і Безіменному газових родовищах, Більче-

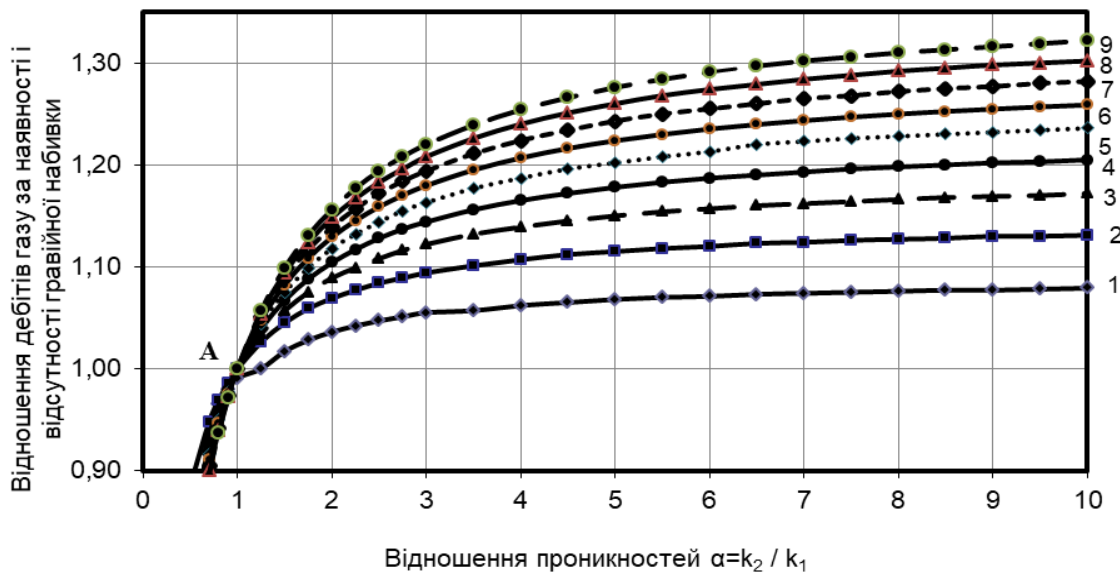
Волицькому та Солохівському підземних сховищах газу. Теоретичний і практичний інтерес викликає оцінка впливу на продуктивність свердловини товщини і проникності гравійної набивки, створеної у попередньо розмитій від породи привибійній зоні пласта.

Для оцінки впливу проникності і товщини гравійної набивки на продуктивність газової свердловини виконано теоретичні дослідження.

Згідно з результатами теоретичних досліджень, які відображено на рисунку 3, дебіт газової свердловини з гравійною набивкою (гравійним фільтром) зростає із збільшенням товщини і проникності гравійної набивки [5]. Найістотніше дебіт газу зростає із збільшенням відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта k_2/k_1 – до 3-х разів, у подальшому графічні залежності на рисунку 3 виположуються.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних методом найменших квадратів для інтервалу зміни товщини гравійної набивки від 0,1 до 0,9 м встановлено оптимальні значення відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта (2,4) і товщини гравійної набивки (0,4 м), вище яких дебіт газу мало змінюється. Цим співвідношенням рекомендується керуватись при виборі діаметра зерен гравію для створення гравійного фільтра стосовно умов конкретного пласта-колектора.

В ІФНТУНГ за результатами лабораторних досліджень запропоновано створювати у привибійній зоні штучний цементний камінь-фільтр.



1 – 0,2; 2 – 0,3; 3 – 0,4; 4 – 0,5; 5 – 0,6; 6 – 0,7; 7 – 0,8; 8 – 0,9; 9 – 1 м

Рисунок 3 – Залежності відношення дебітів газу за наявності і відсутності гравійної набивки від відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта для різних значень радіуса зони гравійної набивки R (за радіуса стовбура свердловини за долотом 0,1 м)

Для цього у процесі спорудження свердловин привибійну зону порід-колекторів розмивають на глибину не менше 0,5 – 1 м і запомповують в утворений порожнистий простір тампонажний розчин. Після його тужавіння розбурюють цементний стакан у стовбурі свердловини і опускають фільтр-каркас. У діючих свердловинах привибійна зона частково зруйнована у процесі їх експлуатації з утворенням каверни. Тому її додатково розмивають на потрібну глибину промиванням через перфораційні отвори експлуатаційної колони, після чого запомповують тампонажний розчин. В якості вихідних матеріалів для створення тампонажного розчину використовується тампонажний цемент ТС–100, спучений перліт фракції 0,16 – 1,25 мм, неіоногенна ПАР, пластифікатор і вода [6].

Для обґрунтування оптимального складу тампонажного розчину було проведено лабораторні дослідження з визначення розтічності і густини тампонажного розчину, міцності на стискання і проникності для газу цементного каменю. За результатами експериментальних досліджень оптимальні масові концентрації окремих компонентів у тампонажному розчині становлять: тампонажний цемент – 62,85–63,5 %; спучений перліт – 3–3,5 %; неіоногенна ПАР – 0,3–0,35 %; пластифікатор – 0,1 %; вода – решта.

У таблиці 1 наведено узагальнені результати експериментальних досліджень закріплюючих сумішей за вмісту спученого перліту 3 – 3,5% мас.

Утворений із тампонажного розчину цементний камінь характеризується міцністю на стискання до 4 МПа і проникністю для газу до 3,47 мкм². Результати експериментальних досліджень свідчать, що розроблений склад є ефективнішим за прототип, оскільки за відповідних параметрів тампонажного розчину, часу тужавіння зразків та межі міцності на стискання значення коефіцієнта проникності цементного каменю збільшується у 10 разів.

Проникність у межах 1,25 – 3,47 мкм² та міцність на стискання 4 МПа отриманого цементного каменю дозволяють збільшити дебіт свердловини без винесення піску після кріплення привибійної зони за підвищеної депресії на пласт, а також збільшити міжремонтний період роботи свердловини.

Для інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами рекомендовано використовувати розроблений склад тампонажного розчину на свердловинах, які експлуатують нижньодашавські відклади на газових родовищах ГПУ «Львівгазвидобування» (Залужанське, Садковецьке, Свидницьке, Пинянське та інші), а також на родовищах східного регіону України (Більське, Островецьке, Скоробагатківське, Західно-Солохівське та інші). Високі значення проникності і міцності цементного каменю дозволяють збільшити дебіт свердловини без винесення піску після кріплення привибійної зони за підвищеної депресії на пласт, а також збільшити міжремонтний період роботи свердловини.

Таблиця 1– Узагальнені результати експериментальних досліджень закріплюючих сумішей

№ скла-ду	Компонентний склад тампонажного розчину, % мас	Параметри тампонажного розчину		Умови проведення досліджень цементного каменю		Час тужавіння зразків, год	Межа міцності на стискання, МПа	Коефіцієнт проникнос-ті, мкм ²
		Густи-на, кг/м ³	Розтіч-ність, мм	Тиск, МПа	Темпе-ратура, °С			
5	Тампонажний цемент – 63,5 перліт – 3 ПАВ – 0,3 пластифіка-тор – 0,1 вода – решта	1210	190	0,1013	20	72	2,8	2,92
		1210	190	0,1013	50	48	3,2	3,18
		1210	190	0,1013	75	24	3,4	3,47
		1210	190	5	50	48	3,6	2,35
		1210	190	10	50	48	3,7	2,07
		1210	190	20	50	48	3,9	1,64
		1210	190	40	75	24	4	1,25
6	Тампонажний цемент – 62,85 перліт – 3,5 ПАВ – 0,35 пластифіка-тор – 0,1 вода – решта	1160	185	0,1013	20	72	2,7	3,22
		1160	185	0,1013	50	48	3,02	3,65
		1160	185	0,1013	70	24	3,2	3,89
		1160	185	10	50	48	3,4	2,24
		1160	185	20	50	48	3,7	1,81
	прототип				Нормальні умови		4,1	0,03 (при твердінні у воді) 0,265 (при твердінні у нафті)

За результатами виконаних досліджень запропоновано удосконалену технологію інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами, яка, залежно від геолого-технічної характеристики свердловини і стану привибійної зони пласта, може включати такі елементи.

1. Розширення стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта за відомою технологією у процесі спорудження свердловини і заповнення утвореного порожнистого простору тампонажним розчином, який при застиганні утворює цементний камінь із заданими значеннями міцності на стискання (до 4 МПа) і проникності для газу до 3,47 мкм², з подальшим розбурюванням цементного каменю (“стакану”) у стовбурі свердловини в інтервалі продуктивного пласта або обладнання нижньої частини експлуатаційної колони металічним фільтром-каркасом і створення між фільтром-каркасом і розширеним стовбуром наливного гравійного фільтра із зерен гравію відповідного розміру за відомою технологією.

У свердловинах, які експлуатуються тривалий час і обладнані в інтервалі продуктивного пласта фільтром або перфорованою експлуатаційною колоною, тампонажний розчин запо-

повують через отвори фільтра у заколонний простір для заповнення штучних каверн, утворених під час тривалої експлуатації свердловин у результаті винесення потоком газу пластового піску.

2. Пряме промивання піщаного корка на вибої свердловини по колоні гнучких труб, башмак яких обладнаний запропонованим пристроєм для руйнування піщаного корка [7], з використанням як промивального агента водного розчину піноутворюючої ПАР і стабілізатора піни – ксантанової смоли.

3. Дозоване введення у затрубний простір свердловини водного розчину піноутворюючої ПАР і стабілізатора піни – гуарової смоли для неперервного винесення піною частинок твердої фази, яка надходить із пласта.

Висновки

За результатами експериментальних і теоретичних досліджень запропоновано удосконалену технологію підвищення продуктивності газових свердловин з нестійкими колекторами, яка передбачає створення у природно чи штучно розширеному стовбурі свердловини в зоні продуктивного пласта міцного газопроникного

цементного каменю із тампонажного розчину запропонованого складу або створення гравійної набивки заданої товщини і проникності. Щоб запобігти скупченню піску на вибою свердловини пропонується дозовано вводити в затрубний простір свердловини водний розчин 1 % мас піноутворюючої ПАР (стінол, савенол SWP) і 0,5 % мас стабілізатора піни – гуарової смоли.

Література

1. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С. Підвищення ефективності експлуатації свердловин із нестійкими колекторами на виснажених газових родовищах. *Нафтогазова галузь України*. 2018. № 6. С. 18-24.
2. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В., Ксеніч А. І. Експериментальне дослідження швидкості винесення газовим потоком твердої фази з вибою свердловини на поверхню. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 3 (56). С. 106–112.
3. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В. Дослідження процесу піноутворення з використанням водних розчинів піноутворюючих ПАР і стабілізаторів піни. *Науковий вісник НГУ*. 2017. №3. С. 20–26. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази Scopus).
4. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В., Ксеніч А. І. Експериментальні дослідження характеристик процесу винесення твердої фази з вибою газової свердловини застосуванням пінних систем. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 2 (62). С. 90–96.
5. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С. Дослідження впливу розміру і проникності штучно створеної присвердловинної зони пласта на продуктивну характеристику свердловини. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2016. № 1(40). С.14–19.
6. Пат. №113026 Україна, МПК Е 21 В33/138. Склад для кріплення нестійких порід колекторів / Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Ковальчук Ю. І. № 201606383; заяв. 13.06.2016; опуб. 10.01.2017, Бюл №1.
7. Пат. №58826 Україна, МПК Е 21 В37/00. Пристрій для руйнування і видалення піщаної пробки / Кондрат О. Р., Дячук Н. С. № 201011886; заявл. 07.10.2010; опуб. 26.04.2011, Бюл. №8.

References

1. Kondrat R. M., Dremlukh N. S. Pidvyshchennia efektyvnosti ekspluatatsii sverdlovin iz nestiikymy kolektoramy na vysnazhenykh hazovykh rodovyshchakh. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2018. No 6. P. 18-24. [in Ukrainian]
2. Kondrat R. M., Dremlukh N. S., Uhrynovskiy A. V., Ksenych A. I. Eksperymentalne doslidzhennia shvydkosti vynesennia hazovym potokom tverdoi fazy z vyboiu sverdlovinny na poverkhnii. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2015. No 3 (56). P. 106–112. [in Ukrainian]
3. Kondrat R. M., Dremlukh N. S., Uhrynovskiy A. V. Doslidzhennia protsesu pinoutvorennia z vykorystanniam vodnykh rozchyniv pinotvornykh PAR i stabilizatoriv piny. *Naukovyi visnyk NHU*. 2017. No3. P. 20–26. [in Ukrainian]
4. Kondrat R. M., Dremlukh N. S., Uhrynovskiy A. V., Ksenych A. I. Eksperymentalni doslidzhennia kharakterystyk protsesu vynesennia tverdoi fazy z vyboiu hazovoi sverdlovinny zastovuvanniam pinnykh system. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2017. No 2 (62). P. 90–96. [in Ukrainian]
5. Kondrat R. M., Dremlukh N. S. Doslidzhennia vplyvu rozmiru i pronyknosti shtucho stvorenoi prysverdlovinnoi zony plasta na produktyvnu kharakterystyku sverdlovinny. *Naukovyi visnyk IFNTUNH*. 2016. No 1(40). P. 14–19. [in Ukrainian]
6. Pat. №113026 Ukraina, MPK E 21 V33/138. Sklad dlia kriplennia nestiikykh porid kolektoriv / Kondrat R. M., Dremlukh N. S., Kovalchuk Yu. I. № 201606383; zaiav. 13.06.2016; opub. 10.01.2017, Biul №1. [in Ukrainian]
7. Pat. №58826 Ukraina, MPK E 21 V37/00. Prystrii dlia ruinuvannia i vydalennia pishchanoi probky / Kondrat O. R., Diachuk N. S. № 201011886; zaiavl. 07.10.2010; opub. 26.04.2011, Biul. №8. [in Ukrainian]

ЯДЕРНО-ФІЗИЧНІ МЕТОДИ ЯК ОСНОВА ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

Д. Д. Федоришин*, М. В. Матрофайло, О. М. Трубенко, С. Д. Федоришин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. 0505388415;
e-mail: dmytro.fedoryshyn@nuing.edu.ua

Підвищення ефективності та інформативності результатів геофізичних досліджень свердловини є актуальним завданням для забезпечення сталого видобутку вуглеводнів із порід колекторів, складно побудованих літолого-стратиграфічних розрізів, пошукових площ та розвіданих родовищ. Теоретичне, а також експериментальне обґрунтування інформативності новітніх ядерно-магнітних методів та високочастотних індукційних каротажних ізопараметричних зондувань, дозволяє значно підвищити достовірність оцінки характеру насичення складно побудованих порід колекторів та якісно і оперативно визначає фільтраційно-ємнісні параметри, які характеризують породу-колектор. Проведені експериментальні дослідження керна матеріалу, відібраного із складно побудованих літолого-стратиграфічних товщ, означили основні чинники та структурні параметри, що впливають на фільтраційно-ємнісні властивості нафтогазонасичених порід. Комплексна інтерпретація результатів свердловинних та лабораторних даних показали основні напрямки ядерно-фізичних досліджень та їх ефективність для підвищення інформативності комплексних геофізичних досліджень порід-колекторів поліміктового та мономіктового типу. Особливо в цьому напрямку виділяється технологія та методологія індукційних каротажних параметричних зондувань (ВІКІЗ). Таким чином, виникає необхідність в обґрунтуванні та розробленні методологічних аспектів використання переваг ядерно-фізичних методів у процесі виявлення та оцінки нафтогазонасичених порід-колекторів.

Ключові слова: геофізичні дослідження свердловин, ядерно-магнітний каротаж, радіоактивний каротаж, високочастотне індукційне каротажне ізометричне зондування, геологічний розріз, флюїд, коефіцієнт пористості та проникності.

Повышение эффективности и информативности результатов геофизических исследований скважины является актуальной задачей обеспечения устойчивой добычи углеводородов из пород коллекторов, сложно выстроенных литолого-стратиграфических разрезов, поисковых площадей и разведанных месторождений. Теоретическое, а также экспериментальное обоснование информативности новых ядерно-магнитных методов и высокочастотных индукционных каротажных изопараметрических зондирований позволяет в значительной степени повысить достоверность оценки характера насыщения сложно построенных пород коллекторов и качественно и оперативно определяет фильтрационно-емкостные параметры, характеризующие породу. Проведены экспериментальные исследования керна материала, отобранного из сложно построенных литолого-стратиграфических толщ, обозначили основные факторы и структурные параметры, влияющие на фильтрационно-емкостные свойства нефтегазонасыщенных пород. Комплексная интерпретация результатов скважинных и лабораторных данных показала основные направления ядерно-физических исследований и их эффективность для повышения информативности комплексных геофизических исследований пород-коллекторов полимиктового и мономиктового типов. Особенно в этом направлении выделяется технология и методология индукционных каротажных параметрических зондирований (ВИКИЗ). Таким образом, возникает необходимость обосновать и разработать методологические аспекты использования преимуществ ядерно-физических методов в процессе выявления и оценки нефтегазонасыщенных пород-коллекторов.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, ядерно-магнитный каротаж, радиоактивный каротаж, высокочастотное индукционное изометрическое зондирование, геологический разрез, флюид, коэффициент пористости и проницаемости.

Improving the efficiency and informativeness of the results of well geophysical research is an urgent task aimed at ensuring sustainable hydrocarbon production from reservoir rocks, complex lithological-stratigraphic sections, exploration areas, and explored deposits. Theoretical and experimental informativeness substantiation of the newest nuclear-magnetic methods and High-Frequency Induction Logging with Isoparametric Soundings allows to considerably increase the estimation reliability concerning the saturation character of complex-structured reservoir rocks and qualitatively and operatively defines reservoir properties. Experimental studies of the core material.

selected from complex-structured lithological-stratigraphic strata have identified the primary factors and structural parameters affecting the reservoir properties of oil and gas zones. Well and laboratory data comprehensive interpretation has shown the main directions of nuclear physics research and their effectiveness to increase the informativeness of complex geophysical research of polymictic and monomictic reservoir rocks. Especially in this direction stands out the technology of High-Frequency Induction Logging with Isoparametric Sounding (VIKIZ). Thus, there is a need to substantiate and develop methodological aspects of using the advantages of nuclear-physical methods in detecting and evaluating oil and gas reservoir rocks.

Key words: geophysical research of wells, nuclear-magnetic logging, radioactive logging, high-frequency induction logging isometric sounding, geological section, fluid, porosity and permeability coefficient.

Вступ

Зниження видобутку нафти і газу в Україні обумовлено як економічними факторами, так і технологічними проблемами, які виникають в процесі досліджень складно побудованих геологічних розрізів. Основні родовища покладів нафти і газу в Карпатській нафтогазоносній провінції виявлені в Більче-Волицькій та Бориславо-Покутській зонах. Геологічні умови їх формування зокрема, якщо розглянути Більче-Волицьку зону, то вона представляє собою класично виражене крило платформеного типу, слабо дислоковане верхніми моласами міоцену. Потужність літолого-стратиграфічних відкладів різна і в основному складає від 10 см до 9,5 м з перешаруванням пісковиків, глини та алевролітів. Унаслідок моноклінального падіння в напрямку мезопалеозойської основи порушеної численними розривами, гірські породи в більшості випадків мають повздовжній напрямок простягання. Південно-західна частина Більче-Волицької зони, перекрита потужними товщами нижніх молас міоцену Самбірського покриття, на який насунуті флішеві покриви Українських Карпат, що суттєво вплинуло на геологічну будову неогенових відкладів. У зв'язку з цим виникають значні проблеми в процесі обробки та інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин у сарматському ярусі неогенових відкладів. Основні труднощі, що виникають у процесі дослідження таких розрізів геофізичними методами, незважаючи на суттєві зміни в технології їх проведення, що відбулися за останні роки, в основному пов'язані із тонкошаруватою будовою неогенових відкладів, поліміктовим складом матриці продуктивних порід-колекторів, а також різними фільтраційно-ємнісними властивостями (ФСВ), особливо у присвердловинній зоні пласта.

Актуальність наукових досліджень ефективності ядерно-фізичних та високочастотних індукційних каротажних ізопараметрів зондувань, обумовлена необхідністю апробації вище вказаних геофізичних методів у промислово

виробництво для підвищення якісної і кількісної оцінки колекторських властивостей складно побудованих геологічних розрізів, а також оптимізації типового геофізичного комплексу методів, результати якого базуються на якісних параметрах, насичуючих породи флюїдів. У процесі пошукового буріння технологічний режим розкриття літолого-стратиграфічного розрізу створює передумову зміни присвердловинної ділянки пласта, обумовлює діаметр зони проникнення бурового розчину в пласт, а також стимулює утворення так званої облямовуючої зони, параметри якої суттєво відрізняються від фізичних та електричних характеристик незайманої ділянки породи-колектору. Таким чином, стандартними електричними методами не завжди можна оцінити характер насичення продуктивного пласта та його колекторські характеристики.

Обґрунтування та впровадження новітніх геофізичних методів і технологій, значно оптимізує типовий комплекс геофізичних методів досліджень складно побудованих літолого-стратиграфічних розрізів та підвищить інформативність комплексних геофізичних результатів досліджень тонкошаруватих, насичених вуглеводнями порід-колекторів.

Аналіз попередніх досліджень і публікацій

Результати попередніх лабораторних та свердловинних геофізичних досліджень, висвітлили ряд проблем, які знижують ефективність та інформативність електричних методів в процесі свердловинних досліджень тонкошаруватих літолого-стратиграфічних розрізів [1, 2, 3, 4, 5, 6].

Аналіз наукової і періодичної літератури вказує, що найбільш актуальним і дієвим напрямком є вивчення структури та текстури порід-колекторів складної мінералогічної будови, а також вмісту глинистості, новітніми геофізичними методами та технологіями. Науково-експериментальним шляхом доведено, що наявність в матриці породи мінералів класу сульфідів, окислів з елементами заліза, значно

впливає на природу електропровідності газонасичених пластів та їх відображення у геофізичних образах. Необхідно також відзначити, що вплив мінералогічного складу матриці на фізичні та петрофізичні параметри висвітлювалися у працях наукових досліджень відомих вчених В.М. Добриніна, А.А. Ханіна та В.Н. Кобранової. Однак основні причини, що знижують інформативність пошукових та розвідувальних геофізичних досліджень у складнопобудованих літолого-стратиграфічних товщах, висвітлено недостатньо. Враховуючи вищенаведене, виникає потреба в обґрунтуванні та оцінці можливість новітніх методів, зокрема ядерно-магнітного резонансу, високочастотного індукційного каротажного ізопараметричного зондування та ядерно-магнітного резонансу. Зіставлення ефективності результатів досліджень кернавого матеріалу та свердловинних досліджень показав їхню значну інформативність та високу роздільну здатність в процесі виділення порід-колекторів, а також підвищить однозначність фізичних та петрофізичних параметрів присвердловинної ділянки пласта.

Моніторинг процесів, пов'язаних із геолого-геофізичними дослідженнями, дозволив встановити, що на результати комплексних досліджень впливають відсутність ефективних технологічних геофізичних методів, які спрямовані на виділення пісковиків та алевролітів за прямими ознаками колектора, а саме, їх характеру насичення, фільтраційній здатності, параметру пористості та проникності. Враховуючи те, що у пустотному просторі порід-колекторів наявний вільний флюїд, пропонується доповнити типовий комплекс геофізичних досліджень методами, які безпосередньо дозволяють його виявляти в процесі реєстрації фізичних параметрів. До таких методів належать ядерно-магнітний каротаж (ЯМК) та високочастотне індукційне каротаже ізометричне зондування (ВІКІЗ). За результатами методу ЯМК можна оцінювати кількість флюїду у пустотному просторі (води, нафти і газоконденсату), який здатний переміщуватися під дією перепаду тисків і реєструвати його в одиницях імпульсу вільного флюїду (ІВФ), незалежно від літології породи. Завдяки цьому метод ЯМК із великою достовірністю дозволяє розчленовувати складнопобудовані геологічні розрізи та виділяти в них породи-колектори. Беручи до уваги те, що роздільна здатність методу висока при дослідженнях різних за товщиною порід геологічних розрізів, його результати використовують для оцінки ефективних товщин колекторів, їх пористості та проникності.

Основними інформативними параметрами ЯМК є індекс вільного флюїду (ІВФ), а також амплітуда сигналу вільної прецесії та час релаксації, які мають наступний вигляд:

$$A_{СВП} = A_{СВП1} \times \exp\left(\frac{-t}{T_2}\right) \times \exp\left(\frac{-t_p}{T_1}\right), \quad (1)$$

де T_1 і T_2 відповідно час спін кристалічної (або повздожньої) релаксації, та стала спаду амплітуди сигналу вільної процесії, яка визначається неоднорідністю магнітного поля і називається поперечною релаксацією.

t і t_p – відповідно проміжки часу моменту збудження сигналу вільної процесії до реєстрації його амплітуди, а також проміжок часу релаксації з моменту виключення струму поляризації до моменту збудження сигналу вільної процесії.

З фізичної точки зору, процес релаксації вільних, не зв'язаних рідин визначається їхньою молекулярною рухомістю в залежності від середовища, в якому вони знаходяться. У гірських породах, зокрема в насичених вуглеводнями, релаксація протонів зростає залежно від питомої поверхні колектора, тобто обумовлюється розміром пор. Такий зв'язок можна виразити рівнянням:

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{eo}} + \frac{K}{r_n}, \quad (2)$$

де T_1 – час повздожньої релаксації протонів рідини, що вміщується в гірській породі;

T_{eo} – час релаксації протонів рідини у вільному об'ємі середовища;

K – коефіцієнт, який залежить і визначається властивостями породи та рідини присутній в ній;

r_n – радіус пор.

Результати проведених нами на зразках керна різної пористості та насичених водою різної концентрації солі натрій хлор (NaCl) експериментальних досліджень характеризується наявністю певної кількості відповідних компонентів релаксаційних кривих та притаманним для них часом релаксації. (рис. 1). Як видно із побудов, великому значенню коефіцієнта пористості відповідає компонента часу релаксації $T_1 = 300$ мс і складає 65 % в той час, як інша компонента складає 35 % і характеризується часом релаксації 70 мс. Найбільш короткі релаксаційні компоненти характеризують частину флюїду, зв'язаного із твердою фазою породи-колектора і не вносять ніякого впливу на загальну амплітуду сигналу вільної прецесії (ВП)

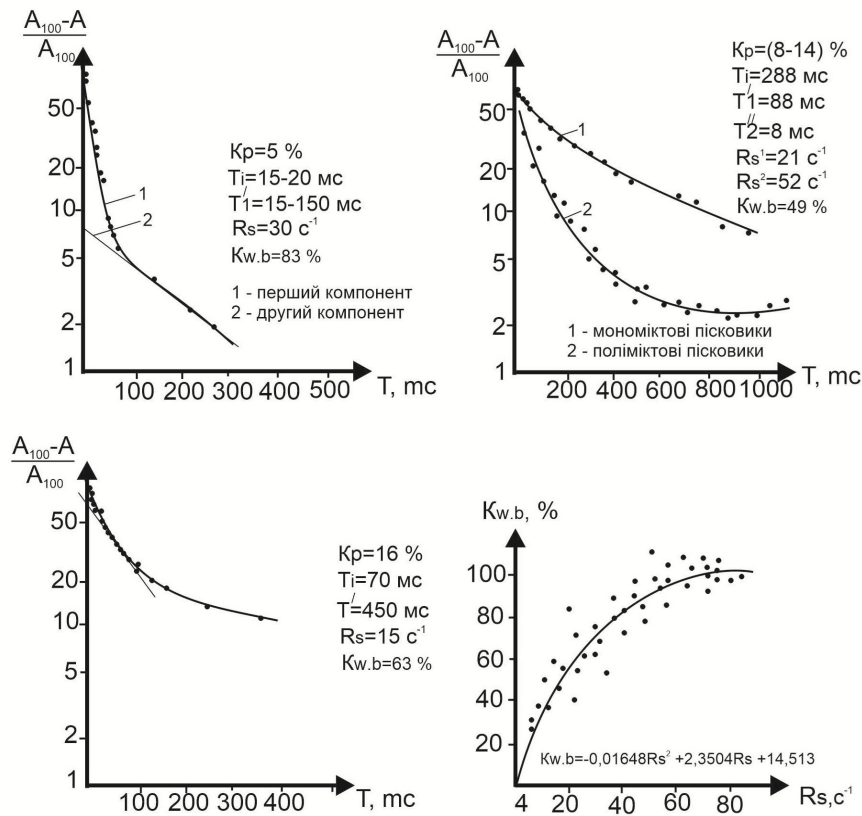


Рисунок 1 – Релаксаційні характеристики порід-колекторів міоценових Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину [3]

[1]. Щодо впливу градієнту напруженості магнітного поля, яке впливає на величину часу поперечної релаксації T_2 , для флюїдів, які розміщуються в мікропустотах та тріщинах порід, їх значення, дозволяють оцінити вторинну пористість, яка характеризує ємнісні властивості, враховуючи “мертвий час” геофізичної свердловинної апаратури АЯМК-3 амплітуди сигналу ядерно-магнітного каротажу. Таким чином, величина індексу вільного флюїду (ІВФ) буде визначатися відношенням числа ядер водню, який сконцентрований у вільному флюїді, що переміщується під дією пластового тиску. У цьому випадку можна розрахувати коефіцієнт ефективної пористості породи-колектора за формулою:

$$K_{неф} = K_{н.в} (1 - K_{вз}), \quad (3)$$

де $K_{неф}$ – ефективна пористість;

$K_{н.в}$ – коефіцієнт пористості заповненою вільною водою;

$K_{вз}$ – коефіцієнт зв’язної води.

Визначення коефіцієнта ефективної пористості за результатами проведеного у свердловинах ЯМК буде розраховано як відношення початкової амплітуди сигналу вільної прецесії (A_{cen1}) до початкової амплітуди (A_{cen0}) еталон-

ного пласта в геологічному розрізі пошукових свердловин або зразка керну, відібраного із продуктивного пласта за співвідношеннями амплітуд:

$$ІВФ = \frac{A_{cen1}}{A_{cen0}}. \quad (4)$$

Враховуючи те, що релаксація вільних флюїдів визначається їхньою молекулярною рухомістю, яка залежить від питомої поверхні породи, то час релаксації буде базовим критерієм виявлення порід-колекторів у складнобудованих геологічних розрізах. (рис. 2) [2].

У процесі геофізичних досліджень складнобудованих теригенних відкладів широкого застосування також набув електромагнітний метод ВКІЗ. Основна перевага його в порівнянні із типовими електричними та електромагнітними методами полягає в тому, що основним реєстраційним параметром є різниця фаз змінного магнітного поля в області високих частот, що пронизують гірську породу. Використання високих частот в процесі генерування електромагнітних полів забезпечує високу роздільну здатність методу. Експериментальні виміри у пошукових свердловинах показали, що відносна амплітуда сигналу електромагнітного поля та фаза зареєстрованих у двох близько розміщених котушок приладу практично не

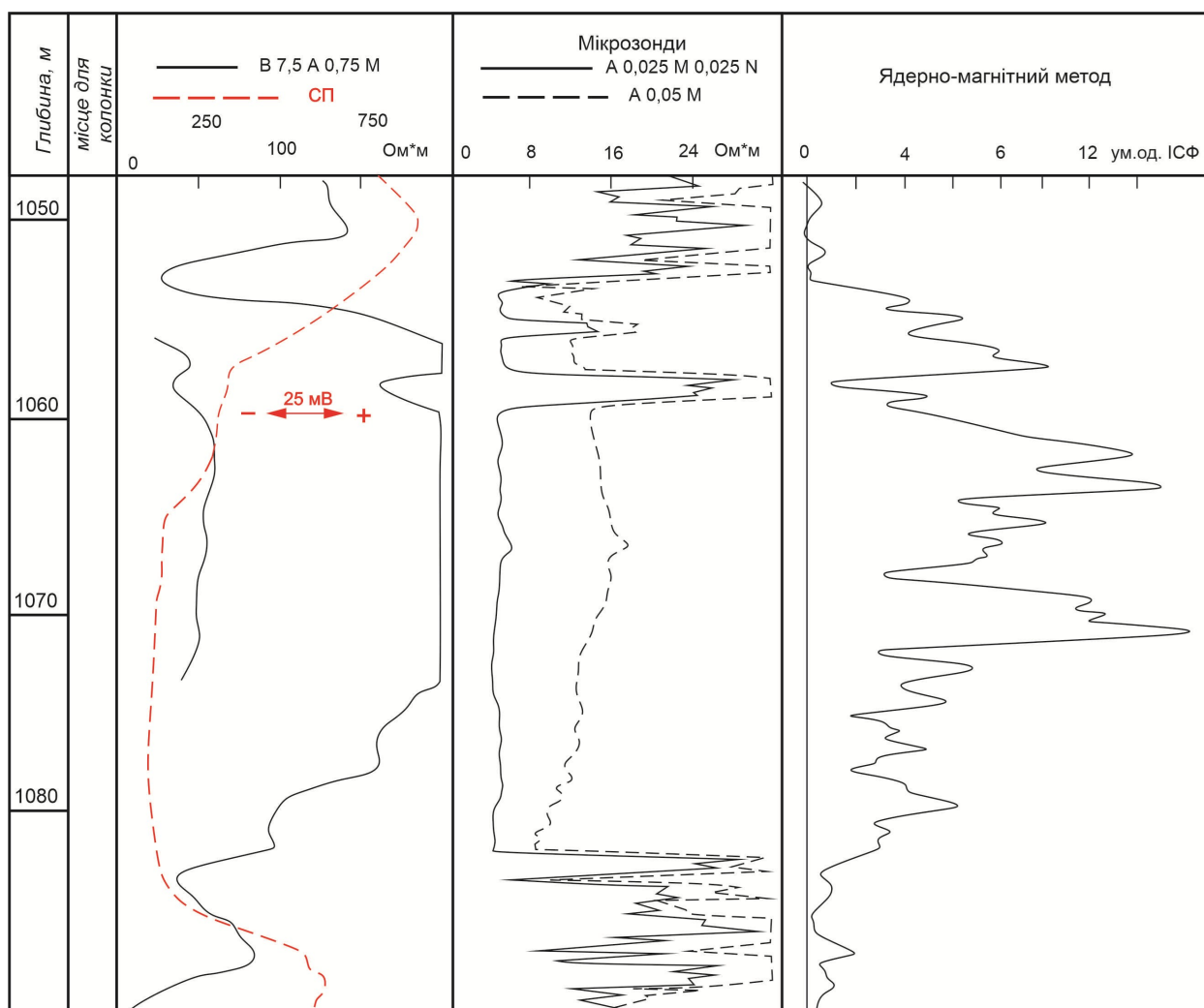


Рисунок 2 – Діаграма метода ЯМР в комплексі з мікрозондами на ділянці розрізу однієї із свердловин площі Тлянчі – Тамакської [2]

залежать від фізичних параметрів геологічних розрізів свердловини в діапазоні частоти до 20 МГц. Враховуючи таку особливість методу, з'являється можливість виключити із інформаційного сигналу вплив свердловини, при хорошій роздільній здатності інтегрованої інформації.

Оптимальна кількість котушок у свердловинній апаратурі складається із однієї генераторної і двох вимірювальних. У цьому випадку вимірюванні котушки розміщуються по одну сторону від генератора. Віддаль між центрами генераторної та віддаленої вимірювальної котушки називається довжиною зонда (L_3), а відстань між центрами вимірювальних котушок називається базою зонда. Наведений змінний струм генераторної котушки, збуджує в однорідному провідному середовищі змінне електромагнітне поле, яке фіксується випромінювальними котушками за величиною різниці фаз інтегрованого сигналу. Зареєстрована величина

різниці фаз в однорідних пластах буде однаковою і залежатиме тільки від питомого електричного опору породи. Трикотушкові зонди, для яких виконуються умови стабільності частот розміру зонда, характеризуються формулою (5) і називаються ізопараметричними:

$$\sqrt{fL_1} = \sqrt{const} \times 10^3, \frac{\Delta L}{\Delta L_1} = const, \quad (5)$$

де f – частота електромагнітного поля;
 L_1 – розмір зонда;
 ΔL – база зонда.

Амплітуда ВІКІЗ включає п'ять трикотушкових зондів, які за геометрією розміщення та електродинамічною характеристикою ідентичні. Розмір найменшого зонда складає 0,5 м і працює він на частоті 14 МГц. Частота кожного наступного зонда вдвічі менша і становить відповідно 7 МГц; 3,5 МГц; 1,75 МГц; 875 кГц. (рис. 3). Діапазон вимірювання $\Delta\psi$ коливається від 1° до 67° , що відповідає значенню ПЄО

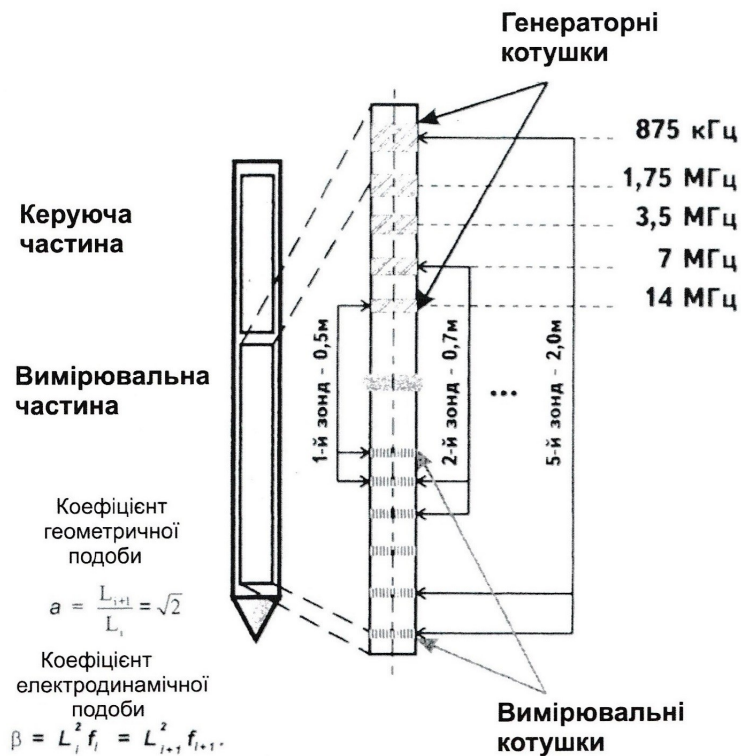


Рисунок 3 – Схема зондів апаратури ВІКІЗ

від 200 Ом до 0,4 Ом. Похибка виміру складає 5%. У присвердловинній ділянці пласта, простір поділяється на три різні за електричними параметрами середовища, а саме: зона проникнення – область, віддалена від стінок свердловини, в якій утримується суміш пластової залишкової води, що надходить із свердловини в пласт, і так звана облямовуюча зона. У третій області спостерігається незмінна ділянка пласта, яка має, відповідно насиченню та складу породи питомий електричний опір. За результатами стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК, в основі якого закладена двошарова та тришарова моделі, визначити достовірно питомий електричний опір незайманої ділянки пласта проблематично. Пов'язано це з проникністю та непроникністю гірських порід. Оцінка питомого опору в цьому випадку відбувається шляхом зіставлення фактичної кривої зондування із теоретичною побудовою з використанням палеток Альпіна. У цьому випадку зонди малого радіусу, відображають величину питомого електричного опору зони проникнення, в той час як зонди великого радіусу досліджень визначають електричний опір незмінної частини пласта. Враховуючи складні геологічні будови геологічного розрізу та порід, що його виповнюють, зокрема тонкошаруватість та поліміктовість матриці, в більшості випадків отримати достовірну геоелектричну інформацію не зав-

жди можливо, особливо за наявності анізотропії в зоні проникнення.

Перевагою методу ВІКІЗ є можливість диференціювати вказані вище ділянки з виділенням та використання інформації перехідної облямовуючої зони в нафтогазонасичених породах (рис. 4). Використання якісної оцінки в процесі експрес-інтерпретації, результати ВІКІЗ здійснюється в комплексі із даними прямих методів, а саме: самочинних потенціалів (ПС) та радіоактивного каротажу (РК). У цьому випадку можна виділяти породи-колектори з оцінкою їх вертикальної неоднорідності та характеру насичення. Ефективність такого підходу базується на незначній залежності вимірів методу ВІКІЗ від параметрів свердловини та присвердловинної зони пласта, а також завдяки високій роздільній здатності методу як у радіальному, так і в повздовжньому напрямку [3].

Висновки

Підсумовуючи вказані вище результати апробації використання ядерно-фізичних методів в процесі лабораторних та свердловинних досліджень, складнопобудованих геолого-стратиграфічних розрізів, можна стверджувати, що новітні технології ЯМР та ВІКІЗ є надійними та ефективними доповнюючими компонентами типового комплексу методів геофізичних досліджень свердловин при виділенні порід-колекторів та оцінці їх фільтраційних параметрів.

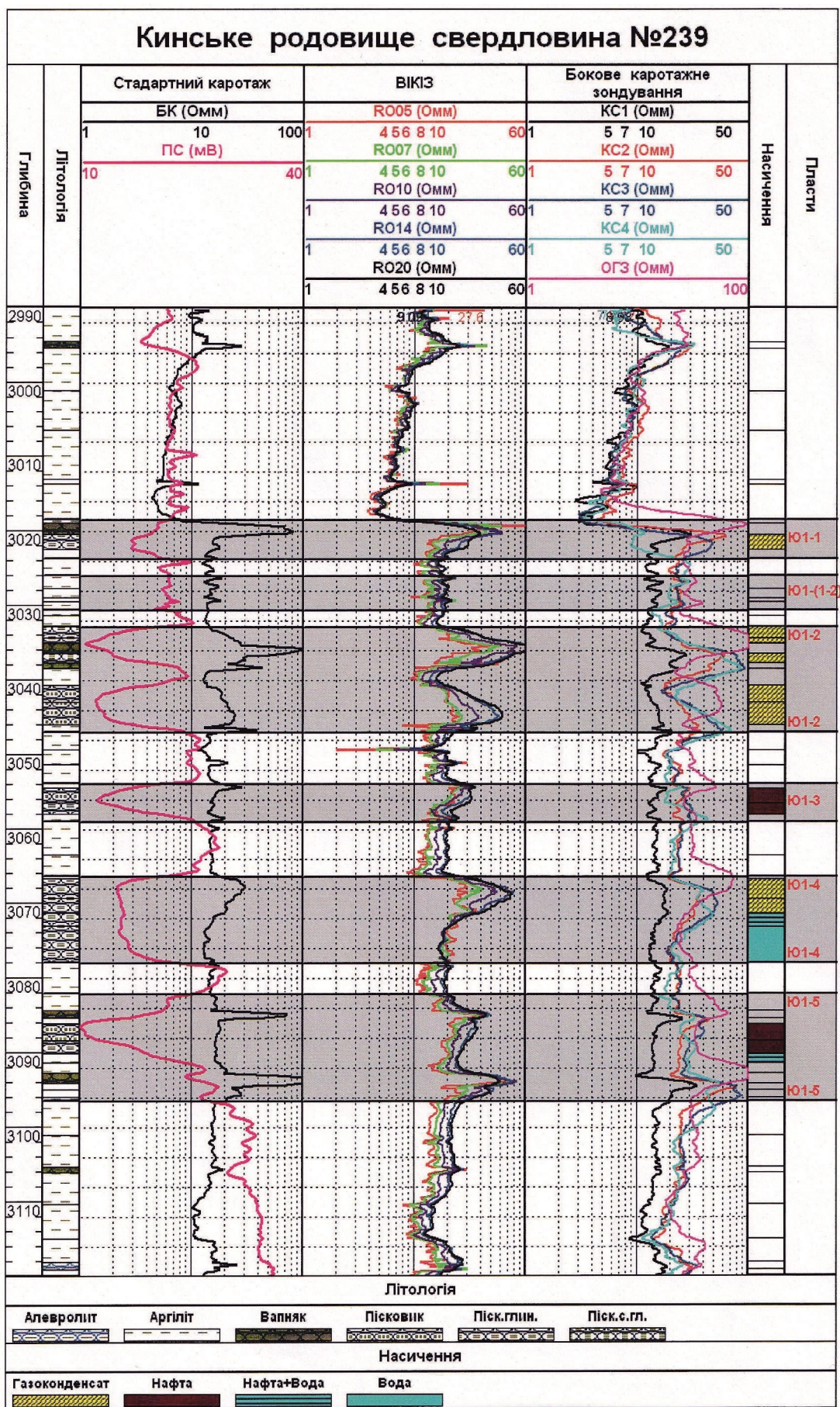


Рисунок 4 – Приклад геолого-геофізичного розрізу Кинського родовища [1]

Необхідно відмітити, що в процесі проведення ядерно-магнітних досліджень в тонкошаруватих неогенових відкладах, з'явилась можливість оперативно оцінити характер насичення порід-колекторів, а також визначити їх ефективну пористість та фазову проникність.

Таким чином, в процесі пошукового та розвідувального буріння тонкошаруватих геологічних розрізів, вищевказані ядерно-фізичні методи підвищують можливість оперативного визначення як якісних, так і кількісних фізичних та петрофізичних параметрів порід-колекторів.

Література

1. Серженьга О.В., Федоришин Д.Д. Науково-методичні засади оцінки характеру насичення пластів і положення газонафтового контакту з використанням геоелектричної моделі присвердловинної зони (на прикладі нафтогазоконденсатних родовищ Західно-Сибірської нафтогазоносною провінції): автореф. дис. ... канд. геол. наук. Івано-Франківськ, 2007. 189 с.

2. Латишева М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. Москва: Недра, 1991. 219 с.

3. Федоришин Д. Д. Теоретико-експериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкошаруватих порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносною провінції): дис. д-ра геол. наук. Львів, 1999. 289 с.

4. Fedoryshyn D. D., Trubenko O. N., Dmytruk V. V., Fedoryshyn S. D., Humeniuk V. V. Peculiarities of geological structure of neogenic deposits of Haiv gas deposit and their influence on filtration capacity parameters. *Geoinformatics* 2021, 11-14 May 2021, Kyiv, Ukraine.

5. Борисов М.А. Повышение степени извлечения палеозной информации из геофизических данных при поиске, разведке и разработке месторождений нефти и газа / (ЕАГО) геофизическая научно-практическая конференция "Выделение коллекторов, оценка их ФЕС, и нефтегазонасыщении по данным полевой и промышленной геофизики в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Тюмень, 2004. С.72-74.

6. Федоришин Д. Д., Прокопів В. Й. Оцінка геолого-геофізичних неоднорідностей при дослідженнях складнопобудованих порід-колекторів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2003. № 2(7). С. 28–34.

References

1. Serzhenha O.V., Fedoryshyn D.D. Naukovo-metodychni zasady otsinky kharakteru nasychennia plastiv i polozhennia hazonaftovoho kontaktu z vykorystanniam heoelektrychnoi modeli prysverdlivynnoi zony (na prykladi naftohazokondensatnykh rodovyshch Zakhidno-Sybirskoi naftohazonosnoi provintsii): avtoref. dys. .. kand. heol. nauk. Ivano-Frankivsk, 2007. 189 p. [in Ukrainian]

2. Latisheva M.G. Prakticheskoe rukovodstvo po interpretatsii diagramm geofizicheskikh metodov issledovaniya skvazhin. Moskva: Nedra, 1991. 219 p. [in Russian]

3. Fedoryshyn D. D. Teoretyko-eksperymentalni osnovy petrofizychnoi ta heofizychnoi diahnostryky tonkoprosarkovykh porid-kolektoriv nafty i hazu (na prykladi Karpatskoi naftohazonosnoi provintsii): dys. d-ra heol. nauk. Lviv, 1999. 289 p. [in Ukrainian]

4. Fedoryshyn D. D., Trubenko O. N., Dmytruk V. V., Fedoryshyn S. D., Humeniuk V. V. Peculiarities of geological structure of neogenic deposits of Haiv gas deposit and their influence on filtration capacity parameters. *Geoinformatics* 2021, 11-14 May 2021, Kyiv, Ukraine.

5. Borisov M.A. Povyishenie stepeni izvlecheniya paleznoy informatsii iz geofizicheskikh danyih pri poiske, razvedki i rozrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza / (EAGO) geofizicheskaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya "Videlenie kolektorov, otsenka ih FES, i neftegazonasichenosti po danyim polevoy i promyselovoy geofiziki v Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii. Tyumen, 2004. P.72-74. [in Russian]

6. Fedoryshyn D. D., Prokopiv V. Y. Otsinka heoloho-heofizychnykh neodnorodnostei pry doslidzhenniakh skladnopobudovanykh poridkolektoriv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2003. No 2(7). P. 28–34. [in Ukrainian]

ПРО МОЖЛИВІСТЬ ПРОМИСЛОВОЇ НАФТОНОСНОСТІ СЛОБОДА РУНГУРСЬКОЇ АНТИКЛІНАЛІ БОРИСЛАВСЬКО-ПОКУТСЬКОГО ПОКРИВУ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

*В. Є. Шлапінський, М. І. Павлюк, М. М. Тернавський, Я. Г. Лазарук**

*Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України; 79060, м. Львів, вул. Наукова, 3а;
тел. +380981282335; e-mail: vlash.ukr@gmail.com*

Перспективна ділянка розташована поблизу с. Чорний Потік Надвірнянського району Івано-Франківської області на відстані 50 км на південь від обласного центру і на віддалі 35 км на захід від міста Коломия. Ділянка знаходиться в межах антикліналі Слобода Рунгурська Бориславсько-Покутського покриття Передкарпатського прогину. На відстані 5 км на південний схід від села Чорний Потік до згаданої антикліналі були приурочені нафтові поклади вже відпрацьованого Слобода Рунгурського родовища. Перші дані про видобуток і використання нафти для потреб населення Слобода Рунгурської відомі з 1770 року. Її видобували з колодязів. Перші свердловини пробурені у 1875 р. У 1886 р. на промислі налічувалося близько 300 експлуатаційних свердловин глибиною 200-350 м. Промисел існував до 1944 р., був зруйнований під час другої світової війни і вже не відновлювався з причини вичерпання запасів нафти. Всього з 1880 по 1941 рр. з родовища видобуто 357896 т нафти. Продуктивні нафтонасичені горизонти зосереджені у пісковицях, які залягають у верхній частині стрийської світи верхньої крейди у межах великої складно побудованої Слобода Рунгурської антикліналі. Однак при трактуванні її будови геологами передвоєнного часу була допущена суттєва помилка. За даними геологічного картування та матеріалами свердловин ми довели наявність олігоцен-еоценової олістостроми у відкладах міоцену. Раніше геологи помилково вважали олістострому корінними породами. Тому результати наших досліджень кардинально змінили геологічну модель Слобода Рунгурської структури. Старий нафтопромисел знаходився у межах піднятої ділянки складки поблизу виходу відкладів манявської світи палеогенового ядра в районі Слобода Рунгурської антикліналі. За нашими даними така ж піднесена ділянка розташована на північний захід від промислу в районі села Чорний Потік. Тому в апікальній частині найвищого тектонічного блока Слобода Рунгурської антикліналі ми пропонуємо буріння пошукової свердловини глибиною 600 м з метою пошуків нових покладів вуглеводнів у верхньокрейдових і палеогенових відкладах.

Ключові слова: Слобода Рунгурська антикліналь, стрийська світа, нафтопромисел, Чорний Потік, нафтоносність.

Перспективный участок расположен вблизи с. Черный Поток Надворнянского района Ивано-Франковской области в 50 км к югу от областного центра и в 35 км к западу от города Коломия. Участок находится в пределах антиклинали Слобода Рунгурская Бориславско-Покутского покрова Предкарпатского прогиба. На расстоянии 5 км юго-восточнее с. Черный Поток к упомянутой антиклинали были приурочены нефтяные залежи уже отработанного Слобода Рунгурского месторождения. Первые данные о добыче и использовании нефти для нужд населения Слобода Рунгурской известны с 1770 года. Ее добывали из колодцев глубиной до 3 м. Первые скважины пробурены в 1875 г. В 1886 г. на промысле насчитывалось примерно 300 эксплуатационных скважин глубиной 200-350 м. Промысел существовал до 1944 г., был разрушен во время второй мировой войны и уже не восстанавливался ввиду исчерпания запасов нефти. Всего с 1880 по 1941 гг. из месторождения добыто 357 896 т нефти. Производительные нефтенасыщенные горизонты сосредоточены в песчаниках, залегающих в верхней части стрийской свиты верхнего мела в пределах большой сложно построенной Слобода Рунгурской антиклинали. Однако при трактовке ее строения геологами довоенного времени была допущена существенная ошибка. По данным геологического картирования и скважинных материалов мы доказали наличие олигоцен-эоценовой олистостромы в отложениях миоцена. Ранее геологи ошибочно считали олистострому коренными породами. Поэтому результаты наших исследований кардинально изменили геологическую модель Слобода Рунгурской структуры. Старый нефтепромысел находился в пределах поднятого участка складки у выхода отложений манявской свиты палеогенового ядра в районе Слобода Рунгурской антиклинали. По нашим данным такой же повышенный участок расположен северо-западнее промысла в районе села Черный Поток. Поэтому в апикальной части наиболее высоко тектонического блока Слобода Рунгурской антиклинали мы предлагаем бурение поисковой скважины глубиной 600 м с целью поиска новых залежей углеводородов в верхнемеловых и палеогеновых отложениях.

Ключевые слова: Слобода Рунгурская антиклиналь, стрийская свита, нефтепромысел, Черный Поток, нефтеносность.

The promising plot is located near the village of Chornyi Potik, Nadvirna district, Ivano-Frankivsk oblast, 50 km to the south of the regional centre and 35 km west of Kolomyia. The site is located within the Sloboda Rungur anticline of the Boryslav-Pokut cover of the Pre-Carpathian Depression. At a distance of 5 km southeast of the village of Chornyi Potik to the mentioned anticline, oil deposits of the already developed Sloboda Rungur field have been timed. The first data on the production and use of oil for the needs of the population of Sloboda Rungur are known from 1770. It was extracted from wells up to 3 m deep. The first wells were drilled in 1875. In 1886, the field had 300 production wells with a depth of 200-350 m. The field existed until 1944 and was destroyed during World War II and was not restored due to the depletion of oil reserves. 357 896 tons of oil were extracted from the field between 1880 and 1941. Productive oil-saturated horizons are concentrated in sandstones, which lie in the upper part of the Stryi deposits of the Upper Cretaceous within the large complex of Sloboda Rungur anticline. However, a significant error was made in the interpretation of its structure by pre-war geologists. According to geological mapping data and wells materials, we have proved the presence of Oligocene-Eocene olistostroma in Miocene sediments. Previously, geologists mistakenly took olistostroma for indigenous rocks. Therefore, the results of our research have radically changed the geological model of the Sloboda Rungur structure. The old oil field was located within the elevated section of the fold near the exit of the Manyavian deposits of the Paleogene nucleus in the area of the Sloboda Rungur anticline. According to our data, the same elevated area is located northwest of the fishery near the village of Chornyi Potik. Therefore, in the apical part of the highest tectonic block, Sloboda Rungur anticline, we offer drilling of a 600 m deep exploratory well in order to search for new hydrocarbon deposits in Upper Cretaceous-Paleogene deposits.

Key words: Sloboda Rungur anticline, Stryi deposits, oil field, Chornyi Potik, oil potential.

Вступ

Про видобуток і використання нафти для потреб населення Слободи Рунгурської відомо з 1770 року. У першій шахті на сіль, закладеній у 1771 р., з глибини 25 м отримали приплив нафти дебітом 100 кг за добу. Розвиток промислу пов'язаний з діяльністю підприємця Степана Щепановського. У 1883 р. з його ініціативи збудований сучасний на той час нафтоперегінний завод в Печеніжині, сполучений трубопроводом з промислом. Він був третім за обсягом переробки нафти в Європі. У 1885 р. річний видобуток нафти сягнув 17 тис. тон. Спочатку нафту видобували з криниць і шахт. Буріння перших свердловин започатковано у 1875 р. У 1881 р. на промислі пробурено 50 свердловин, а в 1886 р. їхня кількість зросла до 300. Глибина експлуатаційних свердловин коливалася в межах 200-350 м [1]. Промисел існував до 1944 р., був зруйнований під час другої світової війни і вже не відновлювався з причини вичерпання запасів нафти. Всього з 1880 по 1941 рр. видобули 357896 т нафти. Перші дані про геологію району наведені у працях В. Шайнохи (1881) і А.Альта (1886). Детально цей район описаний Р.Зубером, який в Слободі Рунгурській і Чорному Потоці виділив велику антиклінальну складку північно-західного простягання, шарнір якої нахилений на північний схід. Б.Свідерським, який у 1921-1926 рр. проводив геологічні дослідження в Покутських Карпатах, виділені дві самостійні тектонічні одиниці: Слобідську плащевину (покривну одиницю) і власне Покутські складки. В.Буяльський розглядав Слободу Рунгурську структуру як єдину з Покутськими складками. У 1949 р. на площі Слобода Рунгурська геологами ВНИГРИ

А.Г.Жураковським і Я.О.Кульчицьким складена геологічна карта району в масштабі 1:25000 і обґрунтовані подальші геологорозвідувальні роботи з метою відкриття нових покладів вуглеводнів [2]. У 60-70 рр. минулого століття пробурені декілька глибоких свердловин на площах Слобода Рунгурська, Березів і Делятин, які висвітлили геологічну будову антикліналі, однак покладів нафти промислового масштабу вони не відкрили.

Мета роботи – уточнення геологічної будови антикліналі Слобода Рунгурська і рекомендації щодо перспектив подальших пошукових робіт.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Геологічна будова Слобода Рунгурської антикліналі вивчалася упродовж півтора століття. В її межах відкрите і вже давно завершене розробкою невелике нафтове родовище. Однак значні розміри складки, її нерівномірна вивченість вселяють надію на можливість продовження геологорозвідувальних робіт з метою пошуків нових покладів вуглеводнів. Незважаючи на значні обсяги проведених геолого-геофізичних досліджень, геологічну модель Слобода Рунгурської антикліналі не можна вважати досконалою. Нові геологічні ідеї до трактування фактів стратиграфії і тектоніки, які передбачають існування олістостромних елементів у межах складки, дала змогу виконати геологічні побудови, які суттєво змінили погляд на будову Слобода Рунгурської антикліналі, і як наслідок, визначити перспективні

об'єкти для пошуків нових вуглеводневих скупчень.

Формулювання цілей статті

На основі матеріалів геологічної зйомки, даних буріння і нафтогазоносності з'ясувати структурну модель Слобода Рунгурської складки і охарактеризувати пасткові умови для покладів вуглеводнів.

Висвітлення основного матеріалу досліджень

Стратиграфія ділянки. Найдавнішими породами у складі антикліналі Слобода Рунгурська є породи крейдово-палеогенового флішового комплексу, на яких з розмивом залягають породи міоцену (рис. 1,2).

Верхня крейда. Стрийська світа (K_2-P_1str). Розкрита глибокими свердловинами 1, 3-Слобода Рунгурська, 27-Делятин і 28-Березів. Представлена тонко- і середньоритмічним чергуванням аргілітів сірих і зеленувато-сірих, вапнистих і невапнистих, тонко- і середньоплитчастих товщиною 0,05-0,4 м і пісковиків та алевролітів сірих, дрібнозернистих кварцових, карбонатних, часто з зім'ятою шаруватістю, дуже міцних товщиною від 0,04-0,4 м до 0,8 м з прошарками мергелів сірих, міцних, подекуди вапняків товщиною до 0,3 м. У деяких розрізах у складі верхньої частини стрийської світи присутні товстошаруваті, дрібно- і середньозернисті пісковики, сірі і світло-сірі, некарбонатні і карбонатні (0,4-1,5-3,0 м). Вони відрізняються від типових малопроникних пісковиків стрийської світи і подібні наямненські пористі пісковики. У верхах стрийської світи вони утворюють одну, дві або й більше пачок, розділених тонкоритмічним флішем. Нерідко верхня піщана пачка знаходиться всього на 20-70 м нижче від ямненських пісковиків під яремчанським горизонтом [3]. Розкрита товщина стрийської світи становить близько 500 м.

Палеоцен. Ямненська світа (P_1jm). На відкладах стрийської світи у багатьох розрізах згідно залягає пачка середньоритмічного перешарування строкатих аргілітів (зелених, сіро-зелених і вишневих), алевролітів, пісковиків, а подекуди – і вапняків (яремчанський горизонт, загальна товщина 15-50 м). Під ним, а якщо він відсутній, то безпосередньо на стрийських відкладах, залягають товстошаруваті і масивні ямненські пісковики. Це сірі і зеленувато-сірі (у разі вивітрювання – жовті), різнозернисті, переважно невапнисті пісковики товщиною 0,7-5,0 м, подекуди 10-17 м. Загальна товщина ямненської світи – близько 100 м.

Манявська світа (P_2mn). Представлена тонко- і середньоритмічним флішем: аргіліти, алевроліти, пісковики кременисті зелені і зелено-сірі, дуже міцні, з рельєфними ієрогліфами. Подекуди трапляються пачки зелених кременів, вапняків і пористих пісковиків товщиною 1-2 м. Загальна товщина світи 60-80 м.

Вигодська світа (P_2vg). Згідно залягає на породах манявської світи. Складається переважно з пісковиків, які чергуються з флішевими відкладами. Пісковики кварцові сірі і зеленувато-сірі, дрібно- і середньозернисті, масивні, невапнисті і вапнисті, місцями кременисті товщиною 0,4-2-5 м. Алевроліти сірі, некарбонатні і карбонатні, дуже міцні (0,05-0,3 м). Аргіліти сірі і зеленувато-сірі, некарбонатні, щільні (0,1-0,3 м). Місцями пісковики переходять у піщанисті вапняки, сірі і світло-сірі, дуже міцні (0,3-0,7 м). Загальна товщина світи – близько 60 м.

Бистрицька світа (P_2^3bs). Згідно залягає на утвореннях вигодської світи. Відклади бистрицької світи загалом представлені тонко- і середньоритмічним чергуванням аргілітів з прошарками пісковиків і алевролітів, іноді піщано-алевритовими пачками. Зустрічаються прошарки туфітів, мергелів, вапняків. Пісковики сіро-зелені, кварцові, дрібно-середньо-різнозернисті, алевритові, глауконітисті з рельєфними ієрогліфами (0,07-0,4 м). Текстура масивна. Цемент контактово-поровий і корозійний, за складом – гідрослюдиисто-кременистий, з домішкою карбонатів. Алевроліти сірі, кварцові, піщані, з глауконітом. Текстура масивна. Цемент поровий і корозійний, за складом – карбонатно-гідрослюдиистий. Вапняки світло- і зеленувато-сірі, приховано-кристалічні, скременілі, поступово переходять у вапнисті аргіліти і мергелі, містять прожилки кальциту. Вапняки залягають прошарками товщиною від 3-5 см до 15-30 см серед пачок чергування невапнистих алевритистих аргілітів і алевролітів. Відомі і потужніші пласти (до 0,6 м) блакитно-сірих вапняків з включеннями лінз білого вапняку, міцних, з включеннями тонких прошарків і лінз темно-коричневих і зелених аргілітів, невапнистих, щільних. Мергелі темно-сірі, слюдисті, органогенні. Структура органогенно-пелітоморфна, порода складена дуже дрібними зернами кальциту і глинистої речовини з домішками черепашок форамініфер та їхніх уламків. У верхній частині бистрицької світи залягає горизонт глобігерінових мергелів товщиною до 3 м. Загальна товщина світи коливається в широких межах: від 70 до 200 м.

Олігоцен. Менілітова світа (P_3mnl). Згідно залягає на відкладах еоцену. Перекрита відкла-

дами поляницької світи міоцену, які з регіональним розмивом і перервою залягають на різних стратиграфічних рівнях олігоцену. В підшві менілітової світи залягає підкременева пачка товщиною до 20 м тонколистуватих кременистих аргілітів чорного і коричневого кольору, некарбонатних (до 0,4 м) з прошарками пісковиків, алевролітів і мергелів кавового кольору. Їх перекривають чорні кремені і вапняки нижньокременевого маркуючого горизонту товщиною до 20 м. Вище у розрізі залягає пачка, представлена чергуванням коричнево-чорних невапнистих аргілітів з прошарками сірих алевролітів і пісковиків товщиною до 125 м.

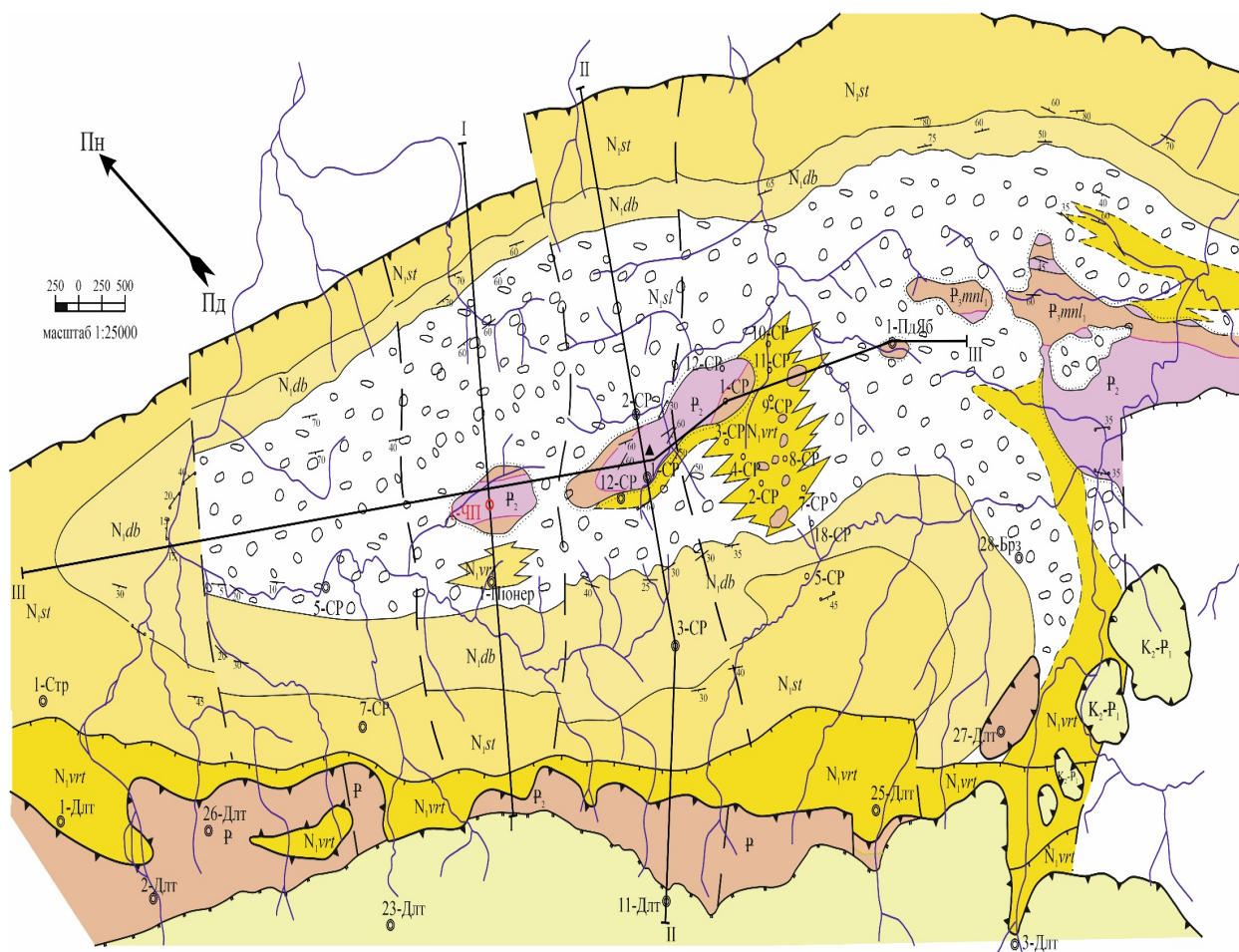
Неоген. Слобідська світа (N_1sl). На різних стратиграфічних рівнях розмитой поверхні флішового комплексу залягають конгломерати слобідської світи. Вони складаються з гальок і брил добре обкатаних кварцових пісковиків, зелених і червоних філітів, кременистих алевролітів, аргілітів, кварцу, вапняків і серицитових сланців. Цементуюча маса піщано-глиниста, карбонатна. Шаруватість майже не виражена. Серед конгломератів трапляються лінзи і проверстки глин сірих, пластичних, солених (типу воротищенських), а також включення брил палеогенових порід – олістолітів еоценового і олігоценного віку. За віком слобідські конгломерати відповідають, вочевидь, поляницько-воротищенським відкладам, тому що солених верстви зустрічаються не тільки у воротищенських, а й і в поляницьких верствах [4]. Товщина слобідської світи вірогідно перевищує 1000 м.

Добротівська світа (N_1db). Згідно залягає на слобідських конгломератах. Світа місцями поділяється на дві пачки: нижню груборитмічну піщану і верхню тонкоритмічну [5]. Нижню товщу складають пісковики сірі, різнозерністі, поліміктові, невапнисті тонко-, середньо- і товстошаруваті, доволі міцні товщиною 0,15-0,4 – 1-2 м, зрідка 5-6 м. У покрівлі пісковики поступово переходять в алевроліти сірі. У розрізі присутні аргіліти сірі, невапнисті, нерівномірно розсланцьовані товщиною 0,03-0,3 м та пласти і лінзи гравелітів з гравієм переважно темних філітів товщиною близько 0,5-0,7 м. Пісковики згруповані у піщані пачки товщиною 5-12 м, до 30 м, які розділені пачками ритмічного чергування (7-17 м, до 22 м). Товщина нижньої пачки в розрізі р. Прут становить 206 м. У підшві нижньої пачки, безпосередньо вище її контакту зі слобідськими конгломератами, спостерігаються прошарки рожево-червоних аргілітів і алевролітів. Верхня пачка складена чергуванням пісковиків і алевролітів сірих, середньозе-

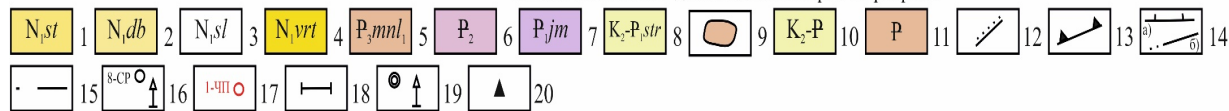
рних, олігоміктових і кварцових некарбонатних і слабокарбонатних, міцних товщиною 0,15-0,6 м, зрідка до 2 м, аргілітів сірих карбонатних, мергелеподібних товщиною 0,05-0,25 м. Відклади тонко- і середньоритмічного чергування товщиною 2-11 м, до 60 м розділені пластиками товщиною від 0,5 м до 6 м пісковиків і алевролітів. Товщина верхньої пачки становить 265 м, а загальна товщина Добротівської світи – 480 м. Вгорі поблизу контакту із стебницькою світою з'являються прошарки червоно-коричневих глин і аргілітів.

Стебницька світа (N_1st). Стебницька піщано-глиниста світа складається з аргілітів і глин, які чергуються з сірими пісковиками і алевролітами у пачках тонко-середньоритмічного чергування, розділені піщаними пачками товщиною до 12 м. Аргіліти строкаті (рожеві, рожево-сірі, коричнево-червоні, сірі і зеленуваті) карбонатні, слюдисті, тонко- і середньшаруваті товщиною 0,07-0,5 м. Алевроліти сірі, зеленувато- і бурувато-сірі слюдисті, карбонатні товщиною 0,05-0,15 м, поблизу покрівлі хвилястошаруваті. Пісковики сірі, бурувато-сірі, сильно карбонатні, різно-, середньо-, дрібнозерністі, тонковерстуваті товщиною 0,05-0,2 м. У тонко- і середньоритмічному чергуванні через 7-25 м зустрічаються пачки (до 1,5-12 м) з переважанням пісковиків сірих або буруватих різнозерністих, поліміктових, середньоверстуватих (до 0,5-2 м). Товщина світи перевищує 700 м.

Тектоніка ділянки. Більшість геологів, які вивчали ділянку Слободи Рунгурської, не сумнівалися в існуванні тут антиклінального підняття. Однак спостерігалися деякі розбіжності щодо елементів будови складки. Наприклад, М.Р. Ладиженський слідом за деякими польськими геологами, ґрунтуючись на матеріалах трьох ізольованих виходів палеоцену в полі поширення слобідських конгломератів, виділяв у межах великої Добротівської складки три антиклінали: власне Слободу Рунгурську, Чорного Потокі і третю, найменшу, розташовану між ними [6]. Ситуацію ускладнювало те, що між корінними виходами палеоцену траплялися олістоліти цих порід, включені у слобідський матрикс (рис. 1,2). Відтак геологи, зокрема, польські, які працювали у передвоєнний час, не знаючи про існування олістостроми з олістолітами олігоцену і еоцену у відкладах міоцену, помилково вважали виходи цих олістолітів як свідчення присутності декількох ліній складок. Такі ж міркування були і в геологів-консультантів фірми “Дельта” у 90-х роках ХХ століття, які орієнтувалися на розбудування таких підняття, втім безрезультатно.



Умовні позначення до геологічної карти та розрізів



Бориславсько-Покутський покрив: 1 – стебницька світа; 2 – добротовська світа; 3 - слобідська світа (конгломерати); 4 – воротищенська світа; 5 – менілітова світа, нижня підсвіта; 6 - еоцен нерозчленований; 7 – ямненська світа; 8 – стрийська світа; 9 - олістоліти палеогенового віку у відкладах неогену; скибовий покрив: 10 - нерозчленовані відклади; 11 - нерозчленований комплекс; 12 - стратиграфічно незгідний контакт слобідських конгломератів з розмитою поверхню флішу; 13- насуви покривів; 14 - насуви лусок: а) на карті, б) на розрізах; 15 - порушення поперечні; 16 - структурно-пошукові свердловини площі Слобода Рунгурська на карті і розрізах; 17 - проектна свердловина площі Чорний Потік; 18 - геологічні розрізи: I-I, II-II, III-III; 19 - глибокі свердловини площ: СР-Слобода Рунгурська, Длт-Делятин, Брз-Березів, ПдЯб-Південний Яблунів, Стр-Стримба на карті і розрізах; 20 - старий промисел

**Рисунок 1 – Геологічна карта антикліналі Слобода Рунгурська.
Склали: В. В. Кузовенко і В. Є. Шлапінський**

У 1956 р. на Слобода Рунгурській площі проведено структурно-пошукове буріння. О.В.Грачова, як автор звіту, про його результати відзначила, що палеогенове підняття, виділене К. Толвінським, а пізніше А.Жураковським і Я.Кульчицьким, на яке проектувалося структурно-пошукове буріння, не підтвердилося. Виходи палеогенових порід, прийняті за корінні, виявилися величезними брилами, включеними в товщу слобідських конгломератів. З цим не

погодився Я.Кульчицький, який на захисті звіту висловив думку, що це могли бути останці порід палеогену [7]. Подальшими буровими роботами підтверджена точка зору О.Грачової. Було встановлено, що в неогеновому матриксі присутні олістоліти палеогену, проте існує й флішове ядро. Щоправда, В.В.Глушко висловив думку, що палеогенові підняття у районі Чорного Потіку і Слободи Рунгурської є велетенським олістолітом або низкою олістолітів [4].

Як свідчать матеріали буріння глибоких свердловин, Слобода Рунгурська антикліналь складена у ядерній частині відкладами крейди і палеогену, яка, вірогідно, сформувалася до початку нагромадження слобідських конгломератів, не може бути олістоплакою або скупченням олістолітів. Щодо тектонічного положення, то її відносять або до структур IV ярусу складок Бориславсько-Покутської зони [8] або виділяють в окрему Слобідську підзону Внутрішньої зони Передкарпатського прогину [9] чи в окремий Слобідський покрив [10].

Антикліналь є нахиленою на північний схід складкою з крутим північно-східним крилом ($40-50^{\circ}$) і більш похилим південно-західним крилом ($30-45^{\circ}$). У склепінній частині на денну поверхню у декількох місцях виходять відклади палеогенової основи (Нижній Березів, Слобода Рунгурська і Чорний Потік). Вісь складки ундулює і занурюється у північно-західному напрямку. На р. Прут в районі Добротова по породах неогену вона переклінально замикається. Поперечними скидо-зсувами складка розділена на три тектонічні блоки: Слобода Рунгурський, Чорного Потоку і Делятинський. Загальна протяжність складки понад 50 км, а максимальна ширина – 10 км (рис. 1). З південного заходу на Слобода Рунгурську антикліналь насунена внутрішня луска Бориславсько-Покутського покриву, а місцями – тектонічні останці Скибового покриву. На північному сході антикліналь насунена на Самбірський покрив. З південного сходу і північного заходу вона відокремлена поперечними порушеннями від решти Бориславсько-Покутського покриву. Складним є її співвідношення з Покутськими складками. В Покутсько-Буковинській частині прогину ще Б. Свідерським виділені з північного сходу на південний захід складки: Каменистий, Карматура, Брусний, Плоский і Максимець, які тепер відносять до III ярусу складок [8]. Втім, складки, за інтерпретацією В. В. Кузовенка і В. Є. Шлапінського, на всій площі поширення виявилися ще й лусками, а, крім того, подекуди їх розділяють фрагменти підвернутих крил. Вони складені переважно відкладами крейди-палеогену. Міоценові відклади воротищенської і поляницької світ мають незначне поширення і локалізовані в тилкових частинах лусок. Поперечними і діагональними розривними порушеннями з південного сходу згадані луски в зоні глибинного Покутського розлому відокремлені від антикліналі Слобода Рунгурська і Делятинського сектору складок III ярусу. За результатами оцінки матеріалів геологічної зйомки і буріння встановлено, що горизонталь-

не зміщення між тотожними складками Покутського і Делятинського секторів складає 8-10 км. Амплітуда вертикального зміщення між одновіковими відкладами суміжних складок оцінюється у 1,5-2 км. Отже, це – лівосторонній скидо-зсув [11]. Структурним аналогом антикліналі Слобода Рунгурська у Покутських складках може бути луска Каменистого. Якщо прийняти це припущення, то або останню треба залучати до IV ярусу складок, або Слобода Рунгурську – до III ярусу. Це питання ще потребує уточнення.

Нафтогазоносність. Нафтопромисел Слобода Рунгурська є одним з найстаріших на заході України. У 1771 р. в криниці на глибині 25 м з'явилася “чорне масло”. Відкриття нафти і її використання дали поштовх до проведення пошукових робіт. У 1875 р. розпочато ударне буріння за допомогою дерев'яних штанг. У 1881 р. із свердловини “Ванда” з глибини 94,8 м отримали 12 т нафти за добу. У 1886 р. кількість свердловин зросла до 300, із третини з них видобували нафту. Глибини експлуатаційних свердловин досягали 200-350 м. Тоді ж було видобуто максимальну кількість нафти за рік – 17000 т. Пізніше її видобуток почав зменшуватися. Всього за період 1880-1941 рр. з родовища вилучили 357896 т нафти. Максимальні початкові дебіти нафти зафіксовані в 1884 р. із свердловин “Вітовт” і “Гуцул”, відповідно 50 т з глибини 284 м і 250 т з глибини 271 м. Більшість експлуатаційних свердловин мали дебіти 1-2 т за добу. Площа нафтопромислу дорівнювала 48 га. Нафтопромисел діяв до кінця німецької окупації (1944 р.). Фактично вже тоді родовище було майже вичерпане.

Відповідно до літературних даних на родовищі розроблялися три нафтові горизонти [12, 6, 2]. Перший з них залягає під червоними аргілітами яремчанського горизонту, а два інших – у розташованих дещо нижче у розрізі піщаних пачках верхньої частини стрийської світи. Фізичні властивості порід-колекторів дуже мінливі, чим пояснюється значна різниця в початкових дебітах свердловин. Деякі з них в межах нафтового поля не були продуктивними. Слід зазначити, що хоча нафтові горизонти залягають порівняно неглибоко, нафта не є надто зміненою. Наприклад, густина нафт з глибини 235 м із свердловин №1 і №2 (Берль Лянтнер) дорівнює $0,84-0,838 \text{ г/см}^3$, а вміст бензиново-керосинової фракції складає відповідно 41,1% і 40,6%.

Нафтопромисел знаходився у межах піднятої ділянки складки, до виходу відкладів манявської світи палеогенового ядра в районі

с. Слобода Рунгурська. Така ж піднесена ділянка розташована на північний захід в районі с. Чорний Потік. Тут покривля поверхні стрийських відкладів знаходиться нижче порівняно з тектонічним блоком Слободи Рунгурської, але склепінна частина складки прогнозується дещо ширшою. На південно-західному крилі складки у 1932-1935 р.р. пробурена свердловина Піонер-1, закладена, як вважали польські геологи, на менілітових відкладах вторинного підняття (насправді це скупчення олістолітів). Під час буріння в слобідських конгломератах фіксувалися нафтогазопрояви: на глибині 159 м – сліди газу, 298 м – газу і нафти. Інтенсивні нафтопрояви відзначалися під час буріння порід еоцену на глибині 646-647,2 м. Упродовж перших шести годин одержали один кубометр нафти, а в подальші дні – по 1,1 м³. Пізніше дебіт поступово зменшився до 600 л, 500 л, а потім до 300 л за добу (разом з солоною водою) і, врешті, приплив нафти і води припинився. Свердловиною Піонер-1 розкритий такий розріз: 0-619 м – слобідські конгломерати, 619-745 м – еоцен, 745-845 м – ямненські пісковики, 845-1047 м – стрийська світа верхньої крейди. З пісковиків стрийської світи отримали приплив солоної води (абс. відмітка -500 м). Гіпсометрично вище ці ж пісковики (абс. відмітка +50 м) можуть бути нафтонасиченими. До того ж, слід очікувати значного покращення колекторських властивостей порід-колекторів внаслідок тріщинуватості, зумовленої вигином і розтріскуванням пластів у присклепінній частині складки. Якщо припустити, що абсолютна відмітка контакту вода-нафта може дорівнювати +50 м, то за даними структурних побудов площа контуру нафтоносності пісковиків стрийської світи може дорівнювати 0,5 км², тобто може бути приблизно такою, як на старому промислі Слобода Рунгурська (0,48 км²), де зі згаданих відкладів видобували нафту з трьох піщаних пачок. Невідомо, чи ці пачки заповнені нафтою в межах контуру нафтоносності на ділянці Чорний Потік. Тому припускаємо, що видобувні ресурси цієї ділянки будуть становити половину від загального видобутку старого промислу, тобто 175 тис. т. Глибина рекомендованої свердловини 1-Чорний Потік становить 600 м, проектний горизонт - верньострийська підсвіта верхньої крейди-палеоцену.

Висновки

Про велику за розмірами Слобода Рунгурську антикліналь карпатські геологи знали давно. Однак при трактуванні її будови геологами передвоєнного часу була допущена суттєва по-

милка. Палеогенове підняття, виділене польськими, а пізніше і радянськими геологами, не підтвердилося структурно-пошуковим бурінням. Виходи утворень палеогену, прийняті ними за корінні породи, виявилися величезними брилами, включеними в товщу слобідських конгломератів. Тобто раніше геологи помилково вважали олістострому корінними породами. Нами встановлено, що в неогеновому матриці присутні олістоліти палеогену, проте існує й флішове ядро. З врахуванням даних геологічного картування та матеріалів буріння ми довели наявність олігоцен-еоценової олістостроми у відкладах міоцену. Тому результати наших досліджень суттєво змінили уявлення про геологічну модель Слобода Рунгурської структури. За нашою інтерпретацією складки, сусідні із Слобода Рунгурською антикліналлю, є ще й лусками. Вони складені переважно відкладами крейди і палеогену. Міоценові відклади вортищенської і поляницької світ мають незначне поширення і локалізовані в тилкових частинах лусок. Поперечними і діагональними розривними порушеннями з південного сходу згадані луски в зоні глибинного Покутського розлому відокремлені від антикліналі Слобода Рунгурська і Делятинського сектору складок. Отримані наукові результати втілені у конкретну практичну рекомендацію. Старий нафтопромисел знаходився у межах піднятої ділянки складки поблизу виходу відкладів манявської світи палеогенового ядра Слободи Рунгурської антикліналі. За нашою геологічною моделлю подібна піднесена ділянка розташована на північний захід від промислу в районі села Чорний Потік. Тому в апікальній частині піднятого тектонічного блока Слобода Рунгурської антикліналі ми пропонуємо буріння пошукової свердловини 1-Чорний Потік з метою пошуків нових покладів вуглеводнів у верхньокрейдових і палеогенових відкладах. Проектним горизонтом є верхня частина стрийської світи. Проектна глибина свердловини пропонується 600 м.

Література

1. Сельський В.К. З історії розвитку нафтової промисловості на землях Гуцульщини і Покуття. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2003. № 6. С.134-141.
2. Новосилецкий Р.М., Муромцев А.С. Слобода Рунгурське нефтяне месторождение. Фонды УкрНИГРИ. Тема № 441. Львов, 1960. 96 с.
3. Шлапінський В.Є., Гавришків Г.Я., Гавєська Ю.П. Колектори нафти і газу в крейдово-палеоценових відкладах Скибового покриву

Українських Карпат (північно-західна і центральна ділянки) та перспективи їх нафтогазоносності. *Геологічний журнал*. 2020. №3. С.47-64.

4. Глушко В. В., Кульчицький Я. О., Мышкин Л. П. Отчет о научно-исследовательской теме: Анализ и обобщение геолого-геофизических материалов по Предкарпатскому прогибу с целью выявления закономерностей размещения средних по запасам месторождений нефти и газа и определения главных направлений работ. ЛГУ НИС (ГР 22-80). Львов, 1982. С. 299. Фонди ДП "Західукргеологія".

5. Кузовенко В.В. Изучение опорных разрезов мезокайнозойских отложений юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы, Предкарпатского прогиба и северного склона Украинских Карпат, составление стратиграфической схемы и легенды для крупномасштабных геологосъемочных работ. 1983-1985 г.г. (в 3-х томах). Том I (текст). Львов, 1985. 101 с. Т. III. Графические приложения. Львов, 1985. 59 л. Фонди ДП "Західукргеологія".

6. Ладыженский Н.Р. Геология и газонефтеносность Советского Предкарпатья. К.: изд-во АН УССР, 1955. 383 с.

7. Грачова О.В. Геологический отчет о результатах структурно-поискового бурения на площади Слобода Рунгурская, проведенного в 1956 году. Трест Львовнефтегазразведка. Львовская ГКП. Львов, 1957. 256 с. Фонди ДП "Західукргеологія".

8. Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпат. Под редакцией В.В. Глушко, С.С. Круглова. Киев: Наукова думка, 1977. 175 с.

9. Глушко В.В., Лозыняк П. Ю., Петрашкевич М.И.. Новые представления о строении и районировании Предкарпатского прогиба. *Геология і геохімія горючих ископаємых*. 1982. Вып.58. . 19–31.

10. Лозыняк П.Ю., Петрашкевич М.И. Основні принципи і схема тектонічного районування Українських Карпат. *Вісник НТШ*. 2007. XIX. С.50-62.

11. Shlapinskyi V.E. Pokuttia deep fault and its influence on tectonics and the oil- and gas-bearing of the south-eastern segment of the Carpathians «Геодинаміка/Geodynamics», 2018. № 2 (25).С.53–69.

12. Быховер Н.А., Вологдин А.Г., Матвеев А.К. Геология и полезные ископаемые Западных областей УССР. Госгеолиздат. Ленинград, 1941. 642 с.

References

1. Selsky V.K. On the history of the oil industry in the lands of Hutsul and Pokuttya. Exploration and development of oil and gas fields. 2003. No 6. P. 134-141.[in Ukrainian]

2. Novosiletsky R.M., Muromtsev A.S. Slobooda Rungurskoe oil field. UkrNIGRI funds. Topic No 441. Lviv, 1960. 196 p. [in Russian]

3. Shlapinsky V.E., Gavryshkiv G. Ya., Gaevskaya Y.P. Oil and gas collectors in the Cretaceous-Paleocene deposits of the Skib cover of the Ukrainian Carpathians (north-western and central areas) and prospects for their oil and gas potential. *Geological Journal*. 2020. No.3. P. 47-64. [in Ukrainian]

4. Glushko V.V., KulchitskyYa. O., Myshkin L.P. Report on a research topic: Analysis and generalization of geological and geophysical materials on the Precarpathian depression in order to identify patterns of placement of average reserves of oil and gas fields and determine main areas of work. LGU NIS (GR 22-80). Lviv, 1982. P. 299. Funds of DP "Zakhidukrgeologiya". [in Russian]

5. Kuzovenko V.V. Study of reference sections of Mesocainozoic sediments of the southwestern margin of the Eastern European platform, the Precarpathian Depression and the northern slope of the Ukrainian Carpathians, compilation of a stratigraphic scheme and legends for large-scale geological surveys. 1983-1985 (in 3 volumes). Volume I (text). Lviv, 1985. 101 p. Volume III. Graphic applications. Lviv, 1985. 59 letters. Funds of DP "Zakhidukrgeologiya". [in Russian]

6. Ladyzhensky N.R. Geology and gas and oil potential of the Soviet Precarpathians. Kyiv: Publishing House of the USSR Academy of Sciences, 1955. 383 p.[in Russian]

7. Grachova O.V. Geological report on the results of structural exploration drilling in Slobooda Rungurskaya Square, conducted in 1956. Lvivneftegazrazvedka Trust. Lviv GCP. Lviv, 1957. 256 p. Funds of DP "Zakhidukrgeologiya". [in Russian]

8. Substantiation of the directions of oil and gas prospecting in the deep horizons of the Ukrainian Carpathians. Edited by V.V. Glushko, S. S. Kruglov. Kiev: Naukova Dumka, 1977. 175 p. [in Russian]

9. Glushko V.V., Lozynyak P.Yu., Petrashkevich M.I. New ideas about the structure and zoning of the Carpathian foredeep. *Geology and geochemistry of fossil fuels*. 1982. Issue 58. P. 19-31. [in Russian]

10. Lozynyak P. Yu., Petrashkevych M.Y. Basic principles and scheme of tectonic zoning of the Ukrainian Carpathians. *Bulletin of NTSh*. 2007. Volume XIX. P. 50-62. [in Ukrainian]

11. Shlapinskyi V. E. Pokuttia deep fault and its influence on tectonics and the oil- and gas-bearing of the south-eastern segment of the Carpathians. *Geodynamics*, 2018. No 2 (25). P. 53–69.

12. Bykhover N.A., Vologdin A.G., Matveev A.K. Geology and minerals of the Western regions of the Ukrainian SSR. Gosgeolizdat. Leningrad, 1941. 642 p.[in Russian]

ВПЛИВ КОРОЗІЙНОГО СЕРЕДОВИЩА НА СУЧАСНІ СТАЛІ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Д. Ю. Петрина, Л. Г. Петрина

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: pepperiko1974@gmail.com

Сучасний стан сталей магістральних трубопроводів значною мірою залежить від впливу корозійного середовища на внутрішні та зовнішні поверхні труб. Присутність водню та подальше водневе розтріскування, пошкодження зовнішнього покриття – чинники, які теж залежать від середовища і впливу його на основний метал труби. Все частіше в якості трубних сталей застосовуються низьковуглецеві високоміцні сталі нового покоління, які виготовлені за сучасними технологічними процесами і повинні забезпечити безперервну роботу трубопроводів за відповідних робочих параметрів. Використання сталей нового покоління для будівництва нових трубопроводів та ремонту старих вносить певні ризики через недостатнє дослідження впливу вже згаданих чинників на роботоздатність газотранспортної системи України. Змінність показників та порядку технологічного процесу, хімічний склад сталей, нормативні документи з обслуговування трубопроводів – чинники, які здатні вплинути на довговічність експлуатації системи. Системний підхід у вивченні експлуатаційних, експериментальних та аналітичних досліджень сталей магістральних нафтогазопроводів має розглядатися для створення рекомендаційних документів та стандартів. Для захисту труб від корозії та зношування перспективним є застосування різних типів покриттів.

Ключові слова: магістральні трубопроводи, високотемпературний прокат, корозійне окрихчення, корозійна стійкість, продукти корозії, покриття.

Современное состояние сталей магистральных трубопроводов в значительной степени зависит от воздействия коррозионной среды на внутренние и внешние поверхности труб. Присутствие водорода и последующее водородное растрескивание, повреждение наружного покрытия – факторы, также зависящие от среды и воздействия его на основной металл трубы. Все чаще в качестве трубных сталей применяются низкоуглеродистые высокопрочные стали нового поколения, которые изготовлены по современным технологическим процессам и должны обеспечить непрерывную работу трубопроводов при соответствующих рабочих параметрах. Использование сталей нового поколения для строительства новых трубопроводов и ремонта старых вносит определенные риски из-за недостаточного исследования влияния указанных факторов на работоспособность газотранспортной системы Украины. Сменность показателей и порядка технологического процесса, химический состав сталей, нормативные документы по обслуживанию трубопроводов – факторы, способные повлиять на долговечность эксплуатации системы. Системный подход в изучении эксплуатационных, экспериментальных и аналитических исследований сталей магистральных нефтегазопроводов должен рассматриваться для создания рекомендательных документов и стандартов. Для защиты труб от коррозии и изнашивания перспективным является использование различных типов покрытий.

Ключевые слова: магистральные трубопроводи, високотемпературний прокат, корозійне окрихчення, корозійна стійкість, продукти корозії, покриття.

The current state of the steels of the main pipelines largely depends on the influence of the corrosive environment on the inner and outer surfaces of the pipes. The presence of hydrogen and subsequent hydrogen cracking and damage to the outer coating are factors that also depend on the environment and its impact on the base metal of the pipe. Increasingly, low-carbon high-strength steels of the new generation are used as main pipeline steels, which are manufactured according to modern technological processes and must ensure the continuous operation of pipelines at the appropriate operating parameters. The use of new generation steels for constructing new pipelines and repairing old ones poses certain risks due to insufficient research into the impact of the above-mentioned factors on the efficiency of Ukraine's gas transmission system. Variability of indicators and order of technological process, the chemical composition of steels, normative documents on service of pipelines - the factors capable of influencing the durability of system operation. A systematic approach in the study of operational, experimental, and analytical studies of steels of main oil and gas pipelines should be considered to create guidelines and standards. To protect metal pipes from corrosion and wear, it is promising to use different types of coatings.

Key words: main pipelines, high-temperature steel, corrosion embrittlement, corrosion resistance, corrosion products, coating.

Вступ

Довговічність і безаварійне функціонування магістральних нафто- і газопроводів залежить, головним чином, від технологічної культури їхнього проєктування, будівництва та експлуатації, якості виготовлення труб [1-3, 8, 9]. У початковому періоді експлуатації магістральних трубопроводів аварії зазвичай виникають через неправильне укладання їх в траншеї, особливо на пересіченій, пагорбкуватій і гірській місцевості, через брак у зварних з'єднаннях, неякісне нанесення та механічні пошкодження ізоляційного покриття, інтенсивну корозію трубопроводів у місцях пошкодження ізоляції, викликаних блукаючими в землі електричними струмами. Що ж стосується аварій на магістральних трубопроводах, які відбуваються з причини ґрунтової корозії, то вони спостерігаються в більш пізні періоди експлуатації. Причому, чим довше трубопроводи експлуатуються, тим більш ймовірною стає небезпека виникнення корозійних пошкоджень і аварій.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Практика показує, що термін експлуатації трубопроводів, як правило, залежить від корозійної тривкості та тріщиностійкості трубних сталей і їхніх зварних з'єднань [4-7]. В роботі [15] доведено, що за частотою виникнення після аварій, зумовлених корозією, йдуть аварії, спричинені руйнуванням зварних з'єднань. Отже, існує потреба в удосконаленні існуючих та розробленні нових методик визначення граничного стану трубопроводів [16-18]. Важливою складовою таких методик є удосконалення способів оцінювання конструктивної в'язкості матеріалів і зварних з'єднань нафтогазопроводів.

Враховуючи викладене вище, цілком резонно було піднято питання про створення централізованої системи технічного нагляду і діагностування лінійної частини магістральних газопроводів України [2].

В зв'язку з гармонізацією українського законодавства з європейським в роботі [2] викладено ознайомлюючий аналіз деяких нормативних документів, що стосуються трубопровідного транспорту природного газу. Це дає можливість чітко визначити місце і роль ризик-аналізу в процесі безаварійної експлуатації газопроводів. Актуальність робіт з впровадженням ризик-аналізу в практичну діяльність підприємств підтверджується не тільки рекомендаціями наукових досліджень, але й законодавчим забезпеченням. Це, насамперед, нормативні документи API 1160 [12], Директиви Євросоюзу [22] і Федеральні закони США [3]. В

Україні – це Закон “Про трубопровідний транспорт” [2] і прийнятий у зв'язку з гармонізацією національного законодавства з Європейським Закон України „Про об'єкти підвищеної небезпеки” [1]. Останній є аналогом Європейської Директиви „Севезо II” і вимагає періодичного складання Декларації безпеки, в якій наголошено на необхідності виконання процедури ризик-аналізу. Однак в [2] справедливо зазначено, що практичне наповнення цієї Декларації відсутнє, оскільки поки що не розроблені конкретні методики оцінки ризиків за різними категоріями пошкоджень, та не підготовлені кадри для виконання таких робіт.

Для надійної оцінки працездатності трубопроводів важливим є коректне визначення напруженого стану зварних з'єднань і механічних характеристик їх матеріалів.

Визначення механічних характеристик матеріалу зварного з'єднання є досить складним завданням, оскільки вони змінюються від металу шва до основного металу. Так, пропонується виділяти в зварному з'єднанні три зони: метал шва, зона термічного впливу (ЗТВ) та основний метал (ОМ).

Що стосується механічних властивостей металу зварного шва, то вони залежать від вихідних характеристик зварювальних матеріалів та їх змін від дії високих температур в процесі зварювання. Зона термічного впливу - це ділянка основного металу, що прилягає до зварного шва, тож внаслідок термодформаційного впливу у процесі зварювання в ній відбуваються різні фазові та структурні перетворення.

Формування структури та фізико-механічних властивостей зварного з'єднання залежить від швидкості охолодження металу в діапазоні температур 775... 1075 К. При великих швидкостях охолодження в з'єднаннях виникають холодні тріщини. Якщо швидкість охолодження зменшувати, у швах, виконаних з високою погонною енергією, і зоні термічного впливу утворюється груба крупнозерниста структура [21].

При зварюванні повинна строго дотримуватися технологія виготовлення зварних швів. Порушення її призводить до появи в зварних з'єднаннях різних дефектів. Найбільш поширені дефекти в кільцевих зварних швах (зміщення кромки, непровари, подрізи тощо), гофри, вм'ятини, риски, подряпини. Внаслідок обриву дуги при зварюванні на поверхні можуть утворюватися “кратери”, які є інтенсивними концентраторами напружень і, як наслідок, потенційними джерелами утворення тріщин. Такі дефекти дуже небезпечні поблизу границі сплавлен-

на зварного шва і основного металу. Залишкові напруження біля зварного з'єднання негативно впливають на корозійне розтріскування біляшовної зони.

Умови роботи металу труби нафтогазопроводів специфічні [22]. Оскільки трубопроводи експлуатуються за різних кліматичних умов, то діапазон робочих температур змінюється в широких межах – від мінус 15 °С в зимовий період до 40...60 °С улітку. У північних районах планети температура може понижуватися до -40...-60 °С. Це призводить до окрихчення сталей трубопроводів, тому будівельно-монтажні роботи та експлуатація трубопроводів за таких умов значно ускладнюються (підвищується ризик руйнування).

Різноманітні технічні рішення можуть виникати при експлуатації та ремонті трубопроводів, які прокладені орними землями, болотистою, залісною чи гірською місцевістю з великими перепадами висот, місцями із сейсмічною активністю та зсувовими процесами ґрунтів, а також промислово насиченими і густонаселеними районами.

За останні 20 років морське видобування нафти і газу зросло і становить більше 25 % від усього обсягу видобування. Велику частку становлять ресурси вже освоєних родовищ Каліфорнії, Мексиканської затоки, Північного моря, широко розвиваються новітні родовища Бразилії, Аляски, Китаю, Африки та Австралії. Різні глибини прокладання, робочі тиски, вимивання та зсуви підводних ґрунтових пластів висувають особливі вимоги до сталей морських трубопроводів. Це високі робочі тиски (до 200 атмосфер), висока ударна в'язкість та холодноламкість, опір до водневого розтріскування. Всі ці вимоги вказують на потребу у використанні товстостінних (товщиною стінки від 25 до 41 мм) труб великого діаметру. Однією з проблем прокату таких труб є погіршення характеристик міцності та ударної в'язкості із збільшенням товщини. На практиці використовують низьковуглецеві сталі X56, X65, X70 з підвищеними характеристиками ударної в'язкості та холодноламкості. Технологія мікролегування та швидкого охолодження під час прокатування дали змогу застосувати високоміцну сталь X80 при невеликій товщині стінки труби (до 30 мм). Подальше збільшення характеристик міцності у новітніх сталях X100 та X120 є недоцільним, оскільки погіршуються характеристики ударної в'язкості та холодноламкості.

Метал трубопроводів працює, як правило, в умовах двовісного напруженого стану. При цьому обидва компоненти напружень – розтя-

гувальні. На метал труб діють малоциклові навантаження. Невідповідність в споживанні газу та об'ємах його поставки призводить до нестаціонарності газових потоків [8, 9].

Поверхня трубопроводів завжди вкрита дефектами (вм'ятини, подряпини, задири тощо), які мають різне походження і є концентраторами напружень. В місцях відхилення труб від циліндричної форми (внаслідок згинання труби у місцях перетину різних природних перешкод, заземлення надземних частин трубопроводів тощо) дія концентраторів напружень підсилюється. Поєднання в одному перерізі задирок і вм'ятин або наявність їх на малій осі овалного перерізу труб створюють найнебезпечніші місця для роботи трубопроводу [23]. Більшість експлуатаційних руйнувань трубопроводів відбулось по малому діаметру овалного перерізу.

Велика кількість енергії транспортованого продукту акумулюється трубопроводами і за умов високих динамічних навантажень може призвести до протяжних крихких чи в'язких руйнувань. Умови роботи сталей в трубопроводах можуть також ускладнюватися акумульованою енергією пружної деформації металу.

Населені пункти мають тенденцію до розширення, тому за довготривалий період експлуатації ряд нафтогазопроводів, прокладених за вимогами до ненаселених територій, опиняються в межах населених територій. Нормативна база деяких трубопроводів за час їх експлуатації постійно змінювалась. Тому дуже часто старі трубопроводи не можуть задовольняти нові вимоги до них.

Особливо слід відзначити, що трубопроводи піддаються впливу корозійно-активних середовищ як ззовні труби (ґрунтова і атмосферна корозія), так і зсередини (газовий конденсат, домішки сірководню, залишкова вода тощо). Разом з дією механічних навантажень це спричиняє корозійно-механічне руйнування сталей нафтогазопроводів, яке є основною причиною аварійних ситуацій на них.

На сьогоднішній день рядом досліджень [21, 24] сформована усталена думка, що руйнування сталевих матеріалів в умовах сумісної дії корозійно-агресивних середовищ та механічних навантажень визначається сукупністю фізико-механічних і фізико-хімічних процесів, природа яких залежить від матеріалу та характеру прикладених до нього навантажень, а також від типу середовища. Розглядувані процеси мають дві основні характерні особливості: 1) стадійність; 2) певна локалізація в залежності від особливостей стану металевої поверхні.

Утворення локальних корозійно активних ділянок спричинене існуванням на поверхні металу трубопроводів певних неоднорідностей чи включень.

За тривалий час експлуатації нафтогазопроводів в них накопичується велика кількість різноманітних дефектів. Це зумовлює необхідність проведення постійного моніторингу.

Моніторинг експлуатованих понад 20 років магістральних трубопроводів повинен включати систематичні спостереження за корозійними процесами, напруженим станом труби, станом основного металу та зварних швів, а також забезпечувати розрахунки конструкційної міцності та прогноз залишкового ресурсу. В роботі [18] показано, що за результатами внутрішньотрубної діагностики частота зафіксованих дефектів на окремих МТ сягає 150 – 200 одиниць на 1 км їх протяжності, а глибина корозійних уражень – до 60% від вихідної товщини стінки. Трубопроводи працюють за високих робочих тисків, щоб забезпечити перекачування продукту, тому ці фактори зумовлюють високу ймовірність руйнування нафтогазопроводів.

Виділення раніше невирішеної частки проблем

Значним кроком вперед стали дослідження міцності трубопроводів з дефектами [7, 10, 16]. Це привело до створення в 2000 році першого в Україні нормативного документу з розрахунку на міцність діючих магістральних трубопроводів із дефектами [19]. Однак цей документ має багато недоліків і зараз проводиться велика робота з їх виявлення [13-16] з метою подальшого поновлення даного нормативного документу. Певні поправки уже внесені в ДСТУ [20].

Відзначимо, що в європейській практиці при розрахунках трубопроводів на міцність враховуються допустимі напруження та деформації, які приймаються різними для різних періодів будівництва та експлуатації. Це пов'язано з можливою втратою механічних властивостей сталей після їхньої тривалої експлуатації. Про існування такої проблеми можна судити з результатів вивчення механічних властивостей сталі 17ГС нафтопроводу у вихідному стані та після 30 років його експлуатації [6]. Показано, що тривала експлуатація нафтогазопроводу призвела до знеміцнення сталі: підвищилися границі міцності та плинності, знизилась показники пластичності. Особливо відчутним було зниження ударної в'язкості (до 60 %). Однак на теперішній час практично відсутні аналогічні дослідження для матеріалів трубопроводів, експлуатованих більш тривалий

термін. Комбінація відремонтованих часток трубопроводів з тривало експлуатованими ділянками може мати непередбачуваний ефект, який не враховується жодною методикою досліджень.

Очевидно, має зміст переглянути нормативні документи з метою врахування змін механічних властивостей матеріалу внаслідок його тривалої експлуатації.

Постановка задачі та мета роботи

Використання трубопроводів довготривалої експлуатації поряд з трубопроводами з новітніх матеріалів ставлять перед дослідниками сучасні задачі і проблеми та перегляд раніше запропонованих методик виявлення та контролю впливу корозійного середовища на якість робочих характеристик матеріалів. Дія різноманітних чинників створює синергетичний вплив та розширює їх діапазон на вивчення проблеми корозії внутрішніх та зовнішніх стінок трубопроводів. Метою роботи є встановлення впливу різноманітних чинників на характер протікання корозії та оцінка існуючих методик її аналізу з урахуванням попередньо визначених викликів та проблем.

Висвітлення основного матеріалу

Корозія зовнішньої поверхні нафтогазопроводів. Нафтогазопроводи, що експлуатуються при нормальних температурах, піддаються електрохімічній корозії [24,25] зовнішніх поверхонь, яка найчастіше розвивається у місцях пошкодження захисних ізоляційних покриттів. Більше половини аварій магістральних газопроводів спричинені дією корозійного чинника. Такі руйнування пов'язують, як правило, з сумісним впливом ґрунтового середовища та експлуатаційних навантажень. Незважаючи на антикорозійні заходи, щороку внаслідок ґрунтової корозії виходить з ладу 2...3 % підземного металевого обладнання [9].

Неодноразові обстеження діючих магістральних нафто- і газопроводів показують, що інтенсивність ґрунтової корозії залежить не тільки від стану фізико-хімічного складу ґрунтового середовища, але й, насамперед, кліматичних умов, які чинять вплив на температуру ґрунту та його зміни (періодично змінюється вологість, відбуваються хімічні та мікробіологічні процеси). З цієї причини в північних районах планети ґрунтова корозія трубопроводної сталі протікає слабо (у мерзлом ґрунті вона практично повністю призупиняється), в той час як в південних (особливо середньоазіатських)

умовах вона протікає досить інтенсивно. Незалежно від географічних умов інтенсивна корозія трубопровідної сталі спостерігається в тих випадках, коли трубопровід працює за підвищених температур.

Саме з цієї причини газопровід Бухара-Урал і нафтопровід Сай-Гур'єв-Самара, які експлуатувалися за температур 40...50 °С і 60...65 °С відповідно, зазнавали настільки інтенсивної ґрунтової корозії, що вже на сьомому-дев'ятому роках їхньої експлуатації почалися численні аварії. Корозійна активність ґрунтів залежить також від таких чинників, як питомий електроопір ґрунтів, їх вологість, кислотність, значення рН, сольового складу, повітряної проникності ґрунтів.

Щоб зовнішня поверхня нафтогазопроводів кородувала, необхідні вода і кисень. Механізм корозії металів базується на адсорбційних процесах, викликаних гідроксильними іонами та полярними молекулами води. Адсорбційний процес призводить до зміни величини електродного потенціалу металу.

Рушійною силою корозійного процесу є енергія. З цієї причини швидкість корозії металів з пониженням температури зменшується, а з підвищенням – зростає. Температура – це основний чинник, який визначає в кожному окремо взятому випадку швидкість корозійного процесу.

Корозія внутрішньої поверхні газопроводів. Такий вид корозії властивий газопроводам, що транспортують неочищений продукт. Частина руйнувань газотранспортних систем від внутрішньої корозії досить відчутна. Так, в роботі [15] показано, що з 1980 по 1997 рр. у Канаді корозією спричинено 63 % руйнувань трубопроводів, в т.ч. 50 % – внутрішньою і 13 % – зовнішньою.

Взагалі сам природний газ не є корозійно-агресивним. При подачі в магістральні газопроводи він повинен задовольняти вимогам нормативного документу [12]. Якість підготовки газу до транспортування контролюється установками комплексної підготовки газу. Незважаючи на це, в очищеному газі наявні вода, солі, агресивні гази (H_2S , CO_2), органічні речовини, бактерії, які можуть започаткувати та пришвидшити внутрішню корозію газопроводів [17, 24].

Внутрішні поверхні газопроводів можуть кородувати у випадку контактування стінки труби з водою, агресивними домішками газу, хлоридами. Характер і ступінь корозійних уражень залежить від складу перекачаного газу та експлуатаційних умов (тиску та температури газу).

Великий вплив на характер корозії внутрішньої поверхні трубопроводів має вологість газу. Конденсування вологи на стінках труби відбувається зі зміною температурного режиму, а водний конденсат містить велику кількість компонентів [21, 24].

За наявності всередині газопроводу бактерій та живильного середовища (води на стінках труби, корозійних продуктів тощо) корозію спричинює діяльність мікроорганізмів. Для протікання мікробіологічної корозії найсприятливішими місцями є низ труби, застійні та тупикові ділянки. Бактерії можуть продукувати кислі гази, органічні кислоти, створювати електродні комірки, метаболізувати сірку або сірководневі сполуки, що робить середовище агресивним стосовно трубопровідної сталі [15]. Сульфатвідновлюючі бактерії відносять до найбільш небезпечних. Вони перетворюють сульфати та сульфіти у сірководень. При цьому окислюється молекулярний водень, який присутній у воді або виділяється при катодній реакції внаслідок корозії сталі. Через вплив на катодну деполяризацію здатні прискорювати корозію водень-поглинаючі мікроорганізми [15]. В роботі [11] встановлено, що мікробіологічна корозія може становити до 40 % всієї внутрішньої корозії газопроводів.

Крім мікроорганізмів, до складу водного конденсату входять також інші складові, вплив яких на корозійні процеси в трубопроводах досить добре вивчений. Так, причина та характер корозійних руйнувань, пов'язаних з підвищенням загальної мінералізації води, досліджувались в роботах [9, 15, 17], а з розчиненим киснем – в [24].

Через високу інтенсивність корозійного руйнування сталі дуже велику небезпеку становить сірководнева корозія [16-18]. Відзначимо, що більшість малих газових родовищ України (зокрема західних областей) мають високий вміст сірководню, що, з точки зору корозійного захисту обладнання, ускладнює його видобуток і транспортування. Однак енергетична криза в Україні вимагає розробки малих газових родовищ. Враховуючи актуальність цього питання для західних областей України на нього звернули увагу також в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу. Під керівництвом д.т.н. професора Грудза В.Я. була запропонована ідея змішування корозійно активного газу малого родовища з природним газом, який транспортують газопроводом [9]. Оскільки середньодобові витрати очищеного газу, що транспортується магістральним газопроводом, на два порядки переви-

щують добовий видобуток газу з малих родовищ, то утворена газова суміш буде мати низьку корозійну активність. Встановлено, що вміст концентрації сірководню в природному газі до 20 мг/м^3 не призводить до суттєвого корозійного руйнування трубопровідної сталі. Однак цей результат отриманий за кімнатної температури та атмосферного тиску. В той же час швидкість корозії трубопровідних сталей у сірководневих середовищах залежить не тільки від концентрації H_2S у газі, але й від температури, тиску, швидкості руху та захисних властивостей продуктів корозії, деградації металу [4-7].

Швидкість внутрішньої корозії, як і зовнішньої, зростає з підвищенням температури [24]. Інтенсифікації корозійного процесу сприяють коливання температури, які призводять до імпульсивних коливань вологості [15].

Рухомий газовий потік підвищує швидкість загальної корозії та знижує чутливість трубопровідних сталей до пітингоутворення порівняно зі стаціонарними умовами [17].

Верхня частина трубопроводу піддається корозії в основному за суттєвої різниці температур між теплим транспортованим та холодним оточуючим середовищами (наприклад, коли трубопровід знаходиться в замерзломому ґрунті, у річці тощо). В таких умовах вода конденсується з газової фази на стінці труби. Під дією гравітаційних сил вона стікає вниз труби, де й слід очікувати корозію. За умов постійної конденсації по всьому перерізу труби утворюється тонка плівка конденсованої води. Контактуючи з газовою фазою, вона розчиняє сірководень, вуглекислий газ, органічні кислоти. В такому випадку корозія буде проходити також вгору трубопроводу.

Швидкість корозійних процесів і формування дефектів у тілі труби мають найбільший вплив на довговічність магістральних газопроводів. Термін безпечної експлуатації МГ залежить від корозійної тривкості основного металу та надійності зварних з'єднань [17, 18]. Від 20 до 35 % відмов на газопроводах України пов'язані з корозійними пошкодженнями тіла труби. Проведений статистичний аналіз показав, що в усіх країнах, де транспортують газ, питома вага аварій внаслідок корозійного руйнування становить 18...42 %. Вона суттєво знижується із зменшенням діаметру труб. Труби великого діаметру (1220 і 1420 мм), встановлені у 80-х роках минулого століття, показали себе найбільш уразливими до корозійно-механічних руйнувань. До цієї групи відносяться також сталі X70 і X80, виготовлені за технологією контрольованого прокату [10].

В роботі [21] показано, що залежно від умов експлуатації одні й ті ж дефекти можуть бути небезпечними чи безпечними. Встановлено, що найнебезпечнішими є корозійні дефекти, густина яких зростає в навколошовній зоні, що призводить до зародження та поширення тріщин у зварний шов.

Методи підвищення корозійної тривкості. Для підвищення ресурсу роботи металевих труб магістральних трубопроводів застосовують конструкторські, технологічні та експлуатаційні способи. На етапі проектування трубопроводів необхідно звертати увагу на раціональний вибір конструкційних матеріалів та покриттів із урахуванням результатів корозійних [27, 28] і трибологічних досліджень [29, 30]. Технологічними методами забезпечують досягнення заданої якості металу [31] та точності виготовлення труб і нарізевих з'єднань [32-34]. Результати теоретичних досліджень будови металів і сплавів [35] слугують основою для розроблення складу нових сталей та режимів зміцнення [36-38]. Подовження терміну безпечної експлуатації металевих труб та нафтогазоперекачуючого обладнання досягають шляхом використання різних типів покриттів. Для захисту від корозії сталевих труб в агресивних середовищах використовують полімерні [39], фосфатні [40], цинкові [41, 42] та нікелеві покриття [43], а для захисту від корозійно-механічного зношування – електрохімічні хромові [44-46], композиційні хромові покриття [47], а також наплавлені композиційні покриття [48-50]. Експлуатаційні методи передбачають вибір науково обґрунтованих режимів експлуатації трубопровідної системи під час перекачування рідин/газів [51, 52] та проведення ремонтних робіт [53].

Обговорення

Проблеми корозії внутрішньої та зовнішньої поверхонь стінок сталевих трубопроводів широко поширені і останнім часом їм приділяють увагу як основним чинникам зменшення довговічності їх роботи. Дослідження показують, що основні низько вуглецеві сталі з різним структурним складом мають однаковий характер з подальшим утворенням сполук Fe_2O_3 , FeOON , FeCO_3 і FeS . Проте швидкість протікання корозійних процесів буде залежати від багатьох чинників, які характерні для окремо взятих газонафтопроводів. Кислотність ґрунтів, температура експлуатації, хімічний склад сталей, характеристики сумішей, які перекачуються, наявність мікробактерій, вміст сірководню та час експлуатації – основні варіаційні дані які

впливатимуть на швидкість цього процесу. Сучасні сталі труб типу X70, X80 непогано зарекомендували себе в якості основних сталей магістральних трубопроводів. В більшості випадків такі сталі показують підвищену резистентність до корозійних процесів завдяки покращеній хімічній структурі, на відміну від сталей попередніх поколінь. Проте деякі дослідження вказують на пришвидшений процес утворення продуктів корозії для таких сталей під дією середовища з різним рівнем кислотності та хімічним складом.

Сталі наступного покоління – X100 та X120 – характеризуються схильністю до пришвидшення корозійних процесів за підвищених температур та збільшеного вмісту бікарбонатів у агресивному середовищі. У присутності сірководню на поверхнях таких сталей утворюється однорідний сульфідний шар, який захищає основний метал від подальшого корозійного проникнення. Зі збільшенням концентрації сірководню швидкість корозії зменшується. У нафтопроводах рівень корозії таких сталей буде залежати від суміші, що утворює вода та нафтопродукти. Здебільшого такі суміші зменшують швидкість корозії. Рівень кислотності ґрунтів також впливає на швидкість корозії та корозійного розтріскування. За однакових умов експлуатації лужні суміші викликали пришвидшену корозію трубних сталей. Швидкість руху речовин у трубопроводах також суттєво впливає на процес корозійного розтріскування. Пришвидшений процес корозії спостерігався за наявності турбулентних потоків.

Очевидним фактом у поведінці сталей під дією корозійного середовища є синергетичний підхід до цієї проблеми. Комплексний вплив різних факторів може підсилювати так і послаблювати відповідні процеси для сучасних трубопроводних сталей. Недостатньо вивчений вплив водневого розтріскування при тривалій експлуатації труб з новітніх матеріалів.

Міжнародні стандарти передбачають встановлені методи дослідження NACE TM0177 для корозійного розтріскування та NACE TM0284 для водневого розтріскування, що зарекомендували себе з кращого боку. Їх застосування забезпечує стабільність отриманих результатів та високу ймовірність прогнозування. Проте дані стандарти не включають у свою методику можливість комбінаційного впливу на механічні характеристики матеріалів трубопроводів, які були відремонтовані новими матеріалами та обмежені у виявленні спільної дії тих чи інших чинників. Відповідні комбінації мо-

жуть спричинити непередбачуваний вплив до водневого та корозійного розтріскування.

Різного роду покриття доцільно застосовувати як на стадії виготовлення труб та деталей нафтогазового обладнання, так і під час виконання ремонтних робіт. Слід зазначити, що під час виконання ремонтних робіт, вибору технологічних режимів наплавлення та зварювання необхідно здійснювати із урахуванням наводнення металу в процесі експлуатації трубопроводної системи.

Висновки

Корозія зовнішньої та внутрішньої частин труби, присутність водню у середовищі та подальше розтріскування, пошкодження зовнішнього покриття труб є основними чинниками втрати роботоздатності магістральних трубопроводів. Встановлено, що сучасні матеріали трубопроводів піддаються швидкому впливу корозії. Контроль, ремонт або повна заміна пошкоджених ділянок дозволяють запобігти значним техногенним аваріям. Підвищені тиски перекачування, морські трубопроводи, різні складні умови експлуатації вимагають застосування високоміцних сталей, які є достатньо чутливими до корозійного розтріскування та до впливу водню на процеси деградації та водневого розтріскування. Встановлений взаємозв'язок між цими параметрами пошкоджувальності. Метод дослідження NACE TM0177 для корозійного розтріскування та NACE TM0284 для водневого розтріскування слід розширити і вдосконалити через відсутність відповідних вимог стандартів. Широкого застосування набули сталі класу X70, X80, для яких системний підхід у виробництві достатньо вивірених і забезпечується стандартами API та TU. Для морських трубопроводів досить часто застосовують сталі X65, X70, які мають кращі характеристики корозійної стійкості. Сталі класу X100 та X120 частіше використовують в останні роки для наземних трубопроводів високого тиску. Вплив корозійного та водневого пошкодження для них недостатньо вивчений і потребує подальших досліджень.

Системний підхід у вивченні експлуатаційних, експериментальних та аналітичних досліджень сталей магістральних нафтогазопроводів має розглядатися для створення рекомендаційних документів та стандартів. Основні механічні характеристики таких сталей не можуть бути критерієм відбору для певних умов експлуатації, а повинні враховувати мікроструктуру, хімічний склад, технологію виготовлен-

ня та стійкість до водневої корозії та корозійно-го розтріскування.

Застосування покриттів дозволяє раціонально поєднувати властивості металу основи та покриття, забезпечуючи високу корозійну тривкість і зносостійкість виробів.

Література

1. Закон України “Про об’єкти підвищеної небезпеки”. *Відомості Верховної Ради України (ВВР)*, 2001, № 15, ст. 73. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2245-14#Text>
2. Закон України “Про трубопровідний транспорт”. *Голос України*. 1996. № 108. С. 6–7.
3. Федеральний закон 49 CFR 192.763.
4. Zvirko O., Tsyurulnyk O., Nykyforchyn H. Non-destructive evaluation of operated pipeline steel state taking into account degradation stage. *Procedia Structural Integrity*. 2020. No 26. P. 219–224. DOI: 10.1016/j.prostr.2020.06.025.
5. Zvirko O., Tsyurulnyk O. Non-destructive electrochemical evaluation of pipeline degradation. *Lecture Notes in Civil Engineering*, 2021, 102, P. 31–44. DOI: 10.1007/978-3-030-58073-5_3.
6. Dzioba I., Zvirko O., Lipiec, S. Assessment of operational degradation of pipeline steel based on true stress–strain diagrams. *Lecture Notes in Civil Engineering*. 2021. 102. P. 175–187 DOI: 10.1007/978-3-030-58073-5_14.
7. Nykyforchyn H., Tsyurulnyk O., Zvirko O., Krechkovska H. Non-destructive evaluation of brittle fracture resistance of operated gas pipeline steel using electrochemical fracture surface analysis. *Engineering Failure Analysis*. 2019. 104. P. 617–625. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2019.06.037
8. Анучкин М. П., Горицкий В. Н., Мирошниченко Б. И. Трубы для магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1986. 231 с.
9. Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків [та ін.]; під. ред. М. П. Ковалка. К.: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. 600 с.
10. Mohammadjoo M., Collins L., Rashid M., Arafin M. Influence of steel chemistry and field girth welding procedure on performance of API X70 line pipe steels. *Proceedings of the Biennial International Pipeline Conference, IPC*, 2020, 3, V003t05a035. DOI: 10.1115/IPC2020-9721.
11. Schuff C., Kalwa C., Hillenbrand H.G. Application of TMCP material for large diameter pipelines under sour service conditions. *OTC Brasil 2017*, 2017, pp. 1476–1484. DOI: 10.4043/28082-MS.
12. DSTU EN ISO 3183:2017 (ISO 3183:2012, IDT), 2012. Petroleum and natural gas industries. Steel pipe for pipeline transportation systems, Geneva / American Petroleum Institute (API), API 5L, 2013. Specifications for line pipe, 45th edition, Washington DC.
13. Каталог продукції «ІНТЕРПАЙП». <https://interpipe.biz/clients/clientstubes/catalogs/1>
14. Каталог продукції «МЕТІНВЕСТ». <https://metinvestholding.com/catalog/catalog-plates/4>
15. Xiaodong Shao. Research on the Steel for Oil and Gas Pipelines in Sour Environment. *MATEC Web of Conferences* 238, 04010 (2018), *ICNFM2018*. DOI: 10.1051/mateconf/201823804010.
16. Stasyuk B.M., Kret N.V., Zvirko O.I. *et al.* Analysis of the Stressed State of a Pipe of Gas Pipeline with Hydrogen-Induced Macrodefect. *Mater Sci* **55**, 124–129 (2019). DOI: 10.1007/s11003-019-00259-2.
17. Zvirko O., Gabetta G., Tsyurulnyk O., Kret N. Assessment of in-service degradation of gas pipeline steel taking into account susceptibility to stress corrosion cracking. *Procedia Structural Integrity*. 2019. No 16. P. 121–125. DOI: 10.1016/j.prostr.2019.07.030
18. Bolzon G., Rivolta B., Nykyforchyn H., Zvirko O. Mechanical analysis at different scales of gas pipelines. *Engineering Failure Analysis*. 2018. No 90. P. 434–439. DOI: j.engfailanal.2018.04.008.
19. Відомчі будівельні норми України: ВБН В.2.3-00018201.04-2000. Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. К.: Держнафтогазпром, 2000. 57 с.
20. ДСТУ-НБВ.2.3.21: 2008. Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами. К.: Мінрегіонбуд України, 2008. 68 с.
21. Murao N., Hisamune N., Osako H., Kondo K. High Strength Seamless Steel Pipe Excellent in Hydrogen-Induced Cracking Resistance and its Production Method, Sumitomo Metal Industries LTD., European Patent Specification 1546417B1. 2012, P. 1-15.
22. SEVESO II Council Directive 96/82 / ES on the control of major-accident hazards involving dangerous.
23. ESIS P4-92 D, ESIS Recommendations for Stress Corrosion Testing Using Pre-Cracked Specimens (1st Draft), European Structural Integrity Society, Delft, 1992.
24. Ниркова Л.І., Гаврилішина О.В., Борисенко Ю.В. Електрохімічні та корозійно-механічні властивості трубної сталі різної кате-

горії міцності в модельному ґрунтовому електроді. *Вісник КНУТД*. 2018. №5 (126). С. 99-105 DOI: 10.30857/1813-6796.2018.5.11.

25. API 1160/ Managing System Integrity for Hazardous Zigu Pipeline. Americal Petroleum Institute, Washington, DC.

26. T.N. Baker, "Microalloyed steels," *Iron-making & Steelmaking*. 2016. No 43. P. 264-307. DOI: 10.1179/1743281215Y.0000000063.

27. Petryna D.Y., Hohol' V.M., Petryna Y.D., Zvirko O.I., Nykyforchyn Y.M. Corrosion and corrosion-mechanical fracture of the steel of crude-oil tanks. *Materials Science*. 2016. 51 (5). P. 666-672. DOI: 10.1007/s11003-016-9889-1.

28. Striletskyi Y., Rovinskyi V., Yevchuk O. Method of studying corrosion processes of metal electrodes by surface voltage fluctuations. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2016. 3 (9). P. 24-29. DOI: 10.15587/1729-4061.2016.71969.

29. Asadauskas S.J., Griguceviien A., Leinartas K., Brainskien D. Application of three-electrode electrolytic cell to evaluate thin films of vegetable and mineral oils. *Tribology International*. 2011. 44 (5). P. 557-564. DOI: 10.1016/j.triboint.2010.09.010.

30. Hurey I.V., Pashechko M.I. Electrochemical characteristics by secondary structures under the friction slip carbon steels after frictional hardening. *Trenie i Iznos*. 2000. 21 (2). P. 192-196.

31. Petryna D.Yu., Kozak O.L., Shulyar B.R., Petryna Yu.D., Hredil M.I. Influence of alloying by rare-earth metals on the mechanical properties of 17gls pipe steel. *Materials Science*. 2013. 48 (5). P. 575-581. DOI: 10.1007/s11003-013-9540-3.

32. Bazaluk O., Velychkovych A., Ropyak L., Pashechko M., Pryhorovska T., Lozynskyi V. Influence of heavy weight drill pipe material and drill bit manufacturing errors on stress state of steel blades. *Energies*. 2021. 14 (14). art. no. 4198. DOI: 10.3390/en14144198.

33. Kopei V., Onysko O., Kusyi Y., Vriukalo V., Lukan T. Investigation of the Influence of tapered Thread Pitch Deviation on the Drill-String Tool-Joint Fatigue Life. *Lecture Notes in Networks and Systems*. 2022. 472 LNNS. P. 144-154. DOI: 10.1007/978-3-031-05230-9_17.

34. Pryhorovska T., Ropyak L. Machining Error Influence on Stress State of Conical Thread Joint Details. *Proceedings of the International Conference on Advanced Optoelectronics and Lasers, CAOL, 2019-September*. 2019. art. no. 9019544. P. 493-497. DOI: 10.1109/CAOL46282.2019.9019544.

35. Levchuk K.H., Radchenko T.M., Tatarenko V.A. High-temperature entropy effects in the tetragonality of the ordering interstitial-substitutional solution based on the body-centred tetragonal metal. *Metallofizika i Noveishie Tekhnologii*. 2021. 43 (1). P. 1-26. DOI: 10.15407/mfint.43.01.0001.

36. Melnyk J.M., Radchenko T.M., Tatarenko V.A. Semi-empirical parameterization of interatomic interactions, which is based on statistical-thermodynamic analysis of data on phase equilibriums in B.C.C.-Fe-Co alloy. I. Primary ordering. *Metallofizika i Noveishie Tekhnologii*. 2010. 32 (9). P. 1191-1212.

37. Solomenko A.G., Balabai R.M., Radchenko T.M., Tatarenko V.A. Functionalization of quasi-two-dimensional materials: chemical and strain-induced modifications. *Progress in Physics of Metals*. 2022. 23 (2). P. 147-238. DOI: 10.15407/ufm.23.02.147.

38. Melnick O.B., Soolshenko V.K. Levchuk, K.H. Thermodynamic prediction of phase composition of transition metals high-entropy alloys. *Metallofizika i Noveishie Tekhnologii*. 2020. 42 (10). P. 1387-1400. DOI: 10.15407/mfint.42.10.1387.

39. Shatskyi I.P., Makoviichuk M.V., Shcherbii A.B. Influence of Flexible Coating on the Limit Equilibrium of a Spherical Shell with Meridional Crack. *Materials Science*. 2020. 55 (4). P. 484-491. DOI: 10.1007/s11003-020-00329-w.

40. Abdalla K., Zuhailawati H. Corrosion performance and morphological analysis of activated zinc phosphate coating formed on steel surface. *Anti-Corrosion Methods and Materials*. 2021. 68 (6). P. 555-563. DOI: 10.1108/ACMM-03-2021-2462.

41. Marek A. Hot dip Zn-5Al coatings with improved corrosion resistance of reinforcement steel. *Metalurgija*. 2022. 61 (2). P. 389-391.

42. Ahmadi M., Salgin B., Kooi B. J., Pei Y. Outstanding cracking resistance in Mg-alloyed zinc coatings achieved via crystallographic texture control. *Scripta Materialia*. 2022. 210. art. no. 114453. DOI: 10.1016/j.scriptamat.2021.114453.

43. Hasanpour P., Salehikahrizangi P., Raeissi K., Santamaria M., Calabrese L., Proverbio E. Dual Ni/Ni-Co electrodeposited coatings for improved erosion-corrosion behaviour. *Surface and Coatings Technology*. 2019. 368. P. 147-161. DOI: 10.1016/j.surfcoat.2019.02.061.

44. Ropyak L., Ostapovych V. Optimization of process parameters of chrome plating for providing quality indicators of reciprocating pumps parts. *Eastern-European Journal of*

Enterprise Technologies. 2016. 2 (5). P. 50-62. DOI: 10.15587/1729-4061.2016.65719.

45. Bazaluk O., Dubei O., Ropyak L., Shovkoplias M., Pryhorovska T., Lozynskyi V. Strategy of compatible use of jet and plunger pump with chrome parts in oil well. *Energies*. 2022. 15 (1). art. no. 83. DOI: 10.3390/en15010083.

46. Dubei O.Ya., Tutko T.F., Ropyak L.Ya., Shovkoplias M.V. Development of Analytical Model of Threaded Connection of Tubular Parts of Chrome-Plated Metal Structures. *Metallofizika i Noveishie Tekhnologii*. 2022. 44 (2). P. 251-272. DOI: 10.15407/mfint.44.02.0251.

47. Zhachkin S.Y., Penkov N.A., Belyaev R.V., Kirgintsev M. V. Thermophysical parameters of the process to obtain the required microgeometry of composite electroplating coatings based on chromium. *Materials Today: Proceedings*. 2021. 38 (4). P. 1760-1763 DOI: 10.1016/j.matpr.2020.08.255.

48. Prysyzhnyuk P., Ivanov O., Matvienkiv O., Marynenko S., Korol O., Koval I. Impact and abrasion wear resistance of the hardfacings based on high-manganese steel reinforced with multicomponent carbides of Ti-Nb-Mo-V-C system. *Procedia Structural Integrity*. 2022. 36. P. 130-136. DOI: 10.1016/j.prostr.2022.01.014.

49. Ivanov O., Prysyzhnyuk P., Lutsak D., Matvienkiv O., Aulin V. Improvement of Abrasion Resistance of Production Equipment Wear Parts by Hardfacing with Flux-Cored Wires Containing Boron Carbide/Metal Powder Reaction Mixtures. *Management Systems in Production Engineering*. 2020. 28 (3). P. 178-183. DOI: 10.2478/mspe-2020-0026.

50. Bembenek M., Prysyzhnyuk P., Shihab T., Machnik R., Ivanov O., Ropyak L. Microstructure and Wear Characterization of the Fe-Mo-B-C—Based Hardfacing Alloys Deposited by Flux-Cored Arc Welding. *Materials*. 2022. 15 (14). art. no. 5074. DOI: 10.3390/ma15145074.

51. Velychkovych A.S., Andrusyak A.V., Pryhorovska T.O., Ropyak L.Y. Analytical model of oil pipeline overground transitions, laid in mountain areas. *Oil and Gas Science and Technology*. 2019. 74. art. no. 2019039. DOI: 10.2516/ogst/2019039.

52. Ropyak L.Y., Velychkovych A.S., Vytvytskyi V.S., Shovkoplias M.V. Analytical study of "crosshead - Slide rail" wear effect on pump rod stress state. *Journal of Physics: Conference Series*. 2021. 1741 (1). art. no. 012039. DOI: 10.1088/1742-6596/1741/1/012039.

53. Levchuk K.G., Moisyshyn V.M., Tsidylo I.V. Influence of mechanical properties of a material on dynamics of the stuck drilling pipes. *Metallofizika i Noveishie Tekhnologii*. 2016. 38 (12). P. 1655-1668. DOI: 10.15407/mfint.38.12.1655.