

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.691

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-1(82)-7-33

ПЕРСПЕКТИВИ ТА ПРОБЛЕМНІ ПИТАННЯ СТАНОВЛЕННЯ І РОЗВИТКУ ВОДНЕВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

¹Я. В. Дорошенко, ¹М. О. Карпаш, ²С. М. Стецюк, ³Р. М. Бабельський, ⁴В. Б. Воловецький

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42157,
e-mail: yaroslav.doroshenko@nung.edu.ua

²УкрНДІгаз; 61125, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел. (057) 7304585,
e-mail: stetsyuk.sergey@ndigas.com.ua

³ТОВ «Оператор ГТС України»; 03065, м. Київ, проспект Любомира Гузара, 44,
тел. (044) 2397843, e-mail: babelskiy-rm@tsoua.com

⁴Науково-дослідний інститут транспорту газу; 61004, м. Харків, вул. Конєва, 16,
тел. (057) 3414906, e-mail: volovetckiy-vb@utg.ua

Сформовано бачення ролі водню в декарбонізації економіки України, забезпеченні стабільності та підвищенні гнучкості усієї енергетичної системи, розвитку відновлюваної енергетики. Обґрунтована доцільність трансформації газової галузі в напрямку водневої енергетики, доцільність її лідерства у процесі побудови водневої економіки. Визначено чинники, які будуть сприяти здійсненню такої трансформації. Розглянуто одні з найважливіших у світі пілотних проектів, які закладуть основи і дадуть старт світовій водневій енергетиці. Наведено дані провідних світових аналітиків щодо поточного стану водневої економіки та прогнози щодо її зростання. Розглянуто можливості України щодо становлення та розвитку водневої енергетики та визначено чинники, які створюють гостру необхідність дій в цьому напрямку. Описано проблемні питання старту водневої енергетики та дано рекомендації, як їх вирішити. Рекомендовано заходи, які треба здійснити, щоб скористатись вікном можливостей з експорту водню та зберігання вуглекислого газу, який буде отриманий під час виробництва низьковуглецевого водню як в Україні, так в Європейському Союзі. Наведено рекомендації щодо ключових напрямків виконання науково-дослідної роботи, розвитку освіти, щоб трансформувати газову галузь України в напрямку водневої енергетики. Розглянуто існуючі технології виробництва водню, їх позитивні, негативні сторони, можливості щодо ефективного розгортання. Порівняно різні технології виробництва водню, зроблено прогноз щодо їх перспектив. Розглянуто види транспорту водню серед яких акцент зроблено на трубопровідний транспорт. Зазначено яким критеріям повинна відповідати трубопровідна система, щоб транспортування водню було максимально ефективним. Обґрунтовано доцільність для транспортування газоводневих сумішей, чистого водню застосовувати газову інфраструктуру. Розглянуто вплив додавання водню в природний газ на якість газової суміші, режимні параметри транспортування, герметичність трубопроводів, компримування, редукування газової суміші, її підземне зберігання, безпеку та довговічність трубопроводів.

Ключові слова: декарбонізація, вуглецева нейтральність, енергетика, водень, природний газ, трансформація, інфраструктура, виробництво, транспортування, зберігання, використання.

Сформовано видення ролі водороду в декарбонізації економіки України, забезпеченні стабільності та підвищенні гнучості всієї енергетическої системи, розвитку відновлюваної енергетики. Обоснована цілесобразність трансформації газової отрасли в напрямленні водородної енергетики, цілесобразність її лідерства в процесі побудови водородної економіки. Визначені фактори, які будуть сприяти такій трансформації. Розглянуті одні з найважливіших в світі пілотних проектів, які закладуть основи і старт світової водородної енергетики. Приведені дані провідних світових аналітиків стосовно поточного стану водородної економіки і прогнозу її зростання. Розглянуті можливості України по становленню і розвитку водородної енергетики і визначені фактори, що створюють гостру необхідність дій в цьому напрямленні. Описані проблемні питання старту водородної енергетики і дані рекомендації, як їх вирішити. Рекомендуються заходи, які необхідно здійснювати, щоб використати вікно можливостей по експорту водороду і зберіганню вуглекислого газу, отриманого при виробництві низьковуглецевого водороду як в Україні, так і в Європейському Союзі. Приведені рекомендації по ключовим напрямкам виконання науково-дослідницької роботи, розвитку освіти, щоб трансформувати газову отрасль України в напрямленні водородної енергетики. Розглянуті існуючі технології виробництва водороду, їх позитивні, негативні сторони, можливості ефективного розгортання. Виконано порівняння різних технологій виробництва водороду, зроблено прогноз по їх перспективам. Розглянуті види транспорту водороду, серед яких акцент зроблено на трубопровідний транспорт. Вказано, яким критеріям повинна відповідати трубопровідна система, щоб виробництво, транспортування водороду було максимально ефективною. Обосновано цілесобразність транспортування газуводородних сумішей, чистого водороду газовою інфраструктурою. Розглянуто вплив додавання водороду в природний газ на якість газової суміші, режимні параметри транспортування, герметичність трубопроводів, компримування, зменшення газової суміші, її підземне зберігання, безпека і довговічність трубопроводів.

Ключові слова: декарбонізація, вуглецева нейтральність, енергетика, водень, природний газ, трансформація, інфраструктура, виробництво, транспортування, зберігання, використання.

The role of hydrogen in the decarbonization of Ukraine's economy, ensuring stability and increasing the flexibility of the entire energy system and the development of renewable energy has been established. The expediency of gas industry transformation in the direction of hydrogen energy and the expediency of its leadership in the process of building a hydrogen economy have been substantiated. Factors that will contribute to such a transformation have been identified. Some of the most important pilot projects in the world have been considered. They will lay the foundations and launch the world's hydrogen energy. The data on the current state of the hydrogen economy and forecasts of its growth provided by leading world analysts have been given. Ukraine's capabilities in the formation and development of hydrogen energy have been considered and the factors that create an urgent need for action in this direction have been identified. Problematic issues of hydrogen energy launch are described and recommendations for their solution are given. It is recommended to bring in measures to take advantage of the window of opportunities for hydrogen export and carbon dioxide storage, which will be obtained during the production of low-carbon hydrogen in both Ukraine and the European Union. Recommendations on key areas of research and development of education for the transformation of Ukraine's gas industry in the direction of hydrogen energy have been provided. The existing technologies of hydrogen production, their positive and negative sides and opportunities for effective deployment have been considered. Different technologies of hydrogen production have been compared and a forecast on their prospects has been made. Types of hydrogen transport have been considered, among which the emphasis is put on pipeline transport. It is indicated which criteria the pipeline system must meet in order for the production and transportation of hydrogen to be as efficient as possible. The expediency of using gas infrastructure for transportation of gas-hydrogen mixtures and pure hydrogen has been substantiated. The influence of adding hydrogen to natural gas on the quality of the gas mixture, transport parameters, tightness of pipelines, compression, reduction of the gas mixture, its underground storage, safety and durability of pipelines have been considered.

Keywords: decarbonization, carbon neutrality, energy, hydrogen, natural gas, transformation, infrastructure, production, transportation, storage, use.

Вступ

Водень є перспективним енергоносієм без шкідливих викидів в атмосферу, доступний для виробництва в необмеженій кількості у всьому світі з різних матеріалів, його можна транспортувати та зберігати, перетворити на тепло або електроенергію, використовувати в усіх видах транспорту, різних виробництвах. Також є перспективи з видобування водню. Тому все більше міжнародних організацій, урядів держав, провідних світових компаній прикладають зна-

чних зусиль щоб перейти від видобування, використання викопних джерел енергії (вугілля, нафти, газу тощо) до водню, що є одним з шляхів досягнення кліматичної нейтральності, декарбонізації світової економіки. Водень має значний потенціал стати товаром, який буде торгуватись в усьому світі з великим імпортом та експортом. Ці чинники призведуть до все більшої ролі водню в геополітиці, переформування енергетичних ринків. Сформується нові сильні гравці на енергетичних ринках та

стануть слабшими або й взагалі зникнуть сильні гравці сьогодення.

Щоб утримати зростання середньої світової температури на рівні нижче $+2^{\circ}\text{C}$ від доіндустріального рівня та виконати свої зобов'язання в рамках Паризької угоди, усі розвинені держави визначили цілі щодо обсягу (відсотку) скорочення викидів парникових газів у короткостроковій перспективі до 2030 року та прагнуть досягти нульових викидів у довгостроковій перспективі до 2050 року. Так, для прикладу, до 2030 року Європейський Союз прагне скоротити викиди парникових газів мінімум на 50 % і до 55 %, Канада – на 30 %, Японія – на 26 %. Досягти таких цілей надзвичайно складно, оскільки гальмувати цей процес будуть економічний розвиток та приріст населення. Щоб все ж таки досягти таких зменшень викидів парникових газів у своїх Національних водневих стратегіях розвинені країни встановили водень одним із головних інструментів. Планується, що у довгостроковій перспективі економіка більшості розвинених країн буде живитись, в основному, електроенергією і виробленими із відновлюваних джерел енергії воднем.

Що ж до України, то у липні 2021 року уряд затвердив оновлений Національний внесок України до Паризької угоди, згідно з яким кліматичною метою нашої держави є скоротити до 2030 року викиди парникових газів до рівня 35 % порівняно з 1990 роком, що є свідченням того, що в нашій країні декарбонізація економіки є важливим орієнтиром в економічному розвитку на наступне десятиліття. На кліматичній конференції країн-учасниць Паризького договору та майже усіх учасників G20 у Глазго у листопаді 2021 року Україна приєдналася до глобальної ініціативи зі скорочення викидів метану "Global Methane Pledge". Така ініціатива започаткована ЄС і США і спрямована на досягнення скорочення викидів метану і посилення міжнародної співпраці у цьому напрямку. [1] Також у Глазго 140 країн поставили ціль досягнення вуглецевої нейтральності. Розвинуті країни до 2050 року, країни, що розвиваються, зокрема Україна, а також Китай (до 2060 року), Індія (до 2070 року). Передбачається якщо ці обов'язки будуть виконані то середня температура на Землі до кінця століття підніметься до $+1,8^{\circ}\text{C}$ – $+2,4^{\circ}\text{C}$ (на сьогодні вона складає $+1,1^{\circ}\text{C}$). Також у Глазго прийнято рішення щодо обмеження використання вугілля, на яке припадає наближено 40 % викидів CO_2 , та припинення субсидування видобування викопного палива. Європейський Союз підтвердив, що буде слідувати зеленому курсу та введе у най-

ближчому майбутньому СВМ (механізми прикордонного вуглецевого коригування), США та Велика Британія розглядають можливість впровадження такого ж типу обмежень. СВМ – це своєрідний еквівалент платежу за парникові викиди, яку виробники певних товарів будуть платити у межах Європейської торгівлі викидами (ЄСТВ). Ставка СВМ буде варіюватися та прив'язуватись до нинішньої вартості квоти на викиди в ЄСТВ, яка сьогодні уже перевищила 60 євро за тону. На початковому етапі СВМ буде накладено на такі товари як сталь, чавун, цемент, мінеральні добрива, електроенергію, алюміній. У випадку введення СВМ за підрахунками UBTA (Ukrainian Business & Trade Association) при чинній ставці ЄСТВ додаткові витрати українських експортерів будуть:

- у металургії – не менше ніж 500 млн євро на рік;
- цементна галузь – 30-50 млн євро на рік;
- виробництво добрив – до 20 млн євро на рік.

Також треба враховувати негативний ефект втрати частки на європейському ринку для наших виробників, які зіткнуться у процесі експорту із складними бюрократичними бар'єрами у розрахунках, верифікації та декларуванні викидів на своїх підприємствах. [2]

Для того, щоб декарбонізувати економіку України, водень повинен бути доступним і безпечним та повинен бути попит на нього. Потрібні дешеві і продуктивні технології виробництва водню, розвинена воднева інфраструктура, ринок водню або інтегрування водню в газовий ринок, ефективні і безпечні технології використання водню в усіх можливих сферах (побутове споживання, усі види транспорту, різноманітні виробничі процеси (металургія, цементна галузь, виробництво добрив, хімія тощо), генерування електроенергії), можливості експорту водню. При цьому доцільно водневу інфраструктуру максимально інтегрувати з електричною системою України. Така синергія дасть змогу забезпечити більшу стабільність, гнучкість енергетичної системи загалом, зберігати надлишки електроенергії протягом тривалого терміну, забезпечити можливість розвитку нестайливих відновлюваних джерел енергії.

Ці, а також цілий ряд інших причин, обумовлюють особливу актуальність накопичення знань щодо виробництва, транспортування, зберігання та використання водню, шляхів його синергії з електричними системами, що дасть змогу отримати розуміння та визначити, як діяти, щоб розгорнути пілотні демонстраційні

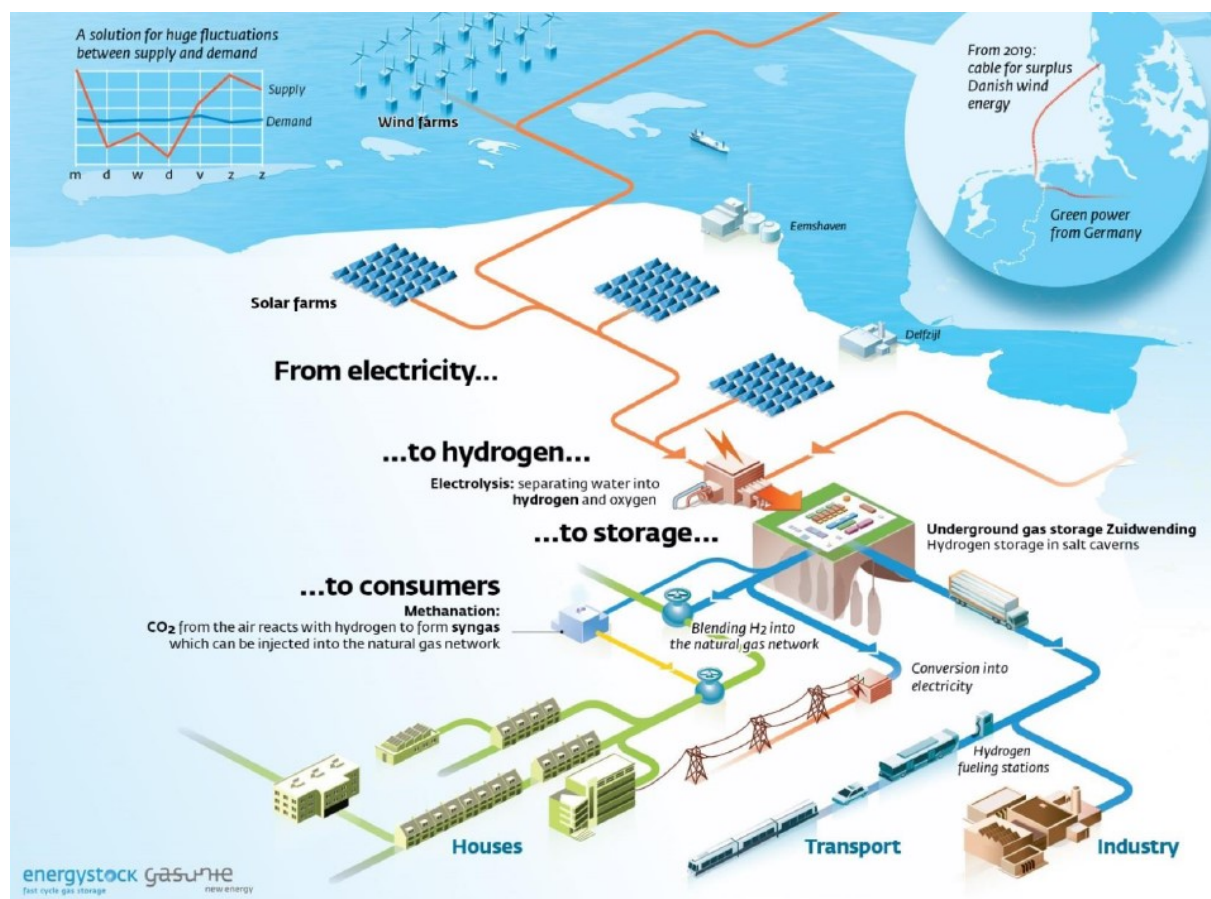


Рисунок 1 – Водневий хаб на півночі Нідерландів [11, 12]

проекти, які дадуть можливість отримати уміння, навички поводження з воднем, залучити іноземні інвестиції. Тоді треба масштабувати успішні проекти.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Для того, щоб мати розуміння, як буде відбуватись початок становлення і розвитку світової водневої енергетики, треба проаналізувати розроблені урядами багатьох провідних держав Національні водневі стратегії [3-9], плани великої кількості провідних світових компаній щодо водню. Так, для прикладу, консорціум нідерландських компаній Gasunie, Groningen Seaports і Shell Nederland, до якого в грудні 2020 року приєдналися норвезька Equinor і німецька RWE, спільними зусиллями мають намір створити в Північному морі вітропарк North₂ для живлення великої електролізної установки, яка буде побудована в нідерландському порту Емшавен для виробництва зеленого водню (рис. 1). Електростанція запрацює в 2027 році, після чого буде поступово розширюватися. Її початкова потужність складе 1 ГВт, в 2030-му вона повинна досягти 4 ГВт, а до 2040-го – 10 ГВт. У результаті North₂ вийде на виробництво 1 млн

тон зеленого водню на рік. Для транспортування і зберігання виробленого водню планується використовувати існуючу інфраструктуру газопроводу Gasunie. Споживачами будуть промислові кластери в Нідерландах і Німеччині, транспорт, газові турбіни, які будуть генерувати електроенергію, та житловий сектор (рис. 1). [10]

Нафтогазова компанія British Petroleum планує великий проект з виробництва зеленого водню в Тіссіді на північному сході Англії, який буде розроблятися в кілька етапів, починаючи з близько 60 МВт потужностей з виробництва водню 2025 року і досягне 500 МВт до 2030 року. Очікується прийняття остаточного інвестиційного рішення щодо проекту, який отримав назву HyGreen Teesside, у 2023 році. [13] Також British Petroleum у Тіссіді планує побудувати завод з виробництва синього водню потужністю 1 ГВт (проект H2Teesside). Інвестиційне рішення буде прийнято у 2024 році, а виробництво розпочнеться в 2027 році. ВР заявила, що водень, вироблений на об'єкті H2Teesside, може, серед іншого, забезпечувати енергією житловий сектор і промисловість та використовуватися як паливо для транспорту. Остаточне інвестиційне рішення щодо цього

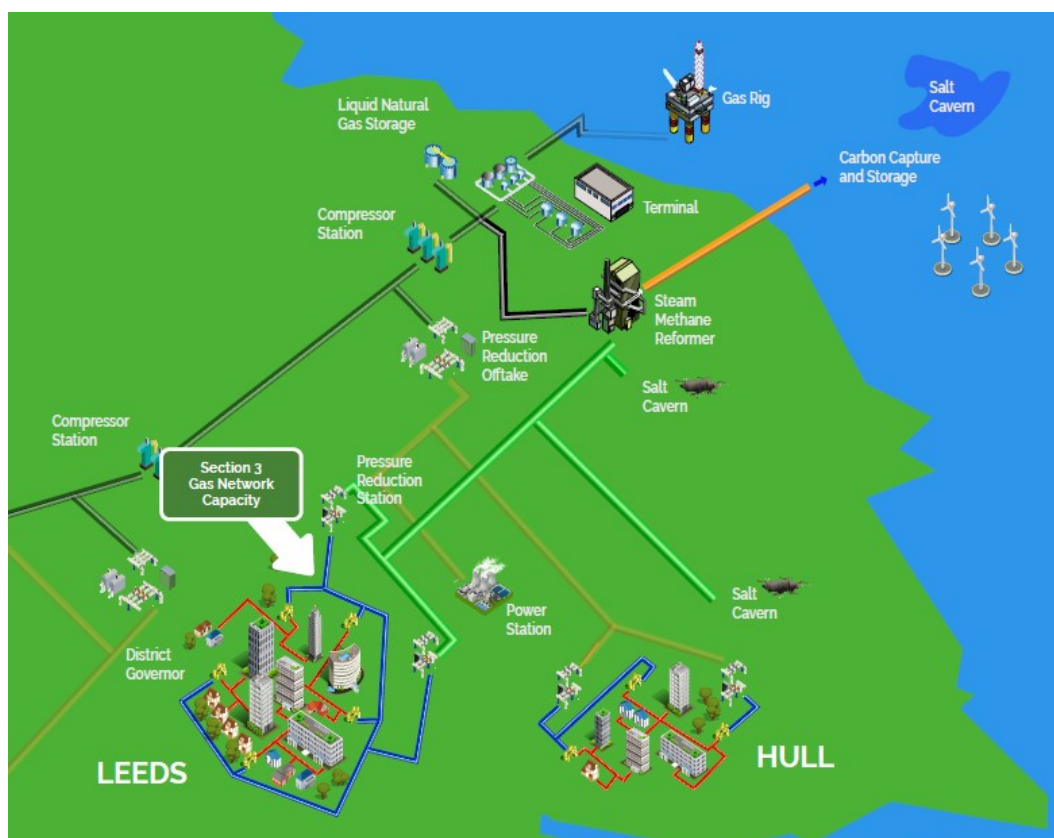


Рисунок 2 – Схема постачання міста Лідс воднем [17]

проекту буде прийнято у 2024 році [14]. Уряд Великобританії хоче до 2030 року мати 5 ГВт потужностей з виробництва низьковуглецевого водню [6].

В Іспанії американська енергетична компанія Cummins у співпраці з іспанським виробником та постачальником електроенергії Iberdrola побудує великий електролізний завод для виробництва водню потужністю 500 МВт із можливим розширенням до більш ніж 1 ГВт та вартістю 50 млн євро [15].

Норвезький нафтогазовий концерн Equinor та британська енергетична компанія SSE Thermal планують спільну побудову двох перших електростанцій на водню у британському регіоні Хамбер. Одна буде працювати на низьковуглецевому водню, виробленому з природного газу, а друга буде першою в світі великою електростанцією, яка буде працювати на зеленому водні [16].

Газову мережу Лідса, одного з найбільших міст Великобританії, заплановано перевести на 100 % низьковуглецевого водню до 2028 року (проект H21 Leeds City Gate). Водень буде вироблятися паровим риформінгом з природного газу і зберігатися у соляних покладах. Вуглекислий газ також буде зберігатися у соляних покладах тільки на дні моря (рис. 2) [17]. У Франції планується додавати до 20 % водню вироб-

леного з відновлюваної електроенергії в природний газ газової мережі міста Дюнкерк (проект GRHYD) [18, 19]. Такий ж обсяг водню в проекті HyDeploy передбачено додавати в природний газ газорозподільної мережі Кільського університету, який має найбільше університетське містечко у Великобританії [20, 21].

Плани виробництва водню з електроенергії ядерних міні-реакторів має компанія NuScale Power (США) [22]. Шведський консорціум H₂ Green Steel оголосив про плани відкрити завод із виробництва сталі в 2024 р., де буде використовуватися зелений водень. Це буде перше велике сталеплавильне підприємство, що не використовує викопне паливо [23]. Німецький концерн Siemens має намір інтегрувати технології вітряної турбіни і електролізера, щоб отримати турбіну, яка буде виробляти водень одразу ж біля турбіни [24]. Французький авіабудівний концерн Airbus в вересні 2020 року оголосив про проект ZEROe. До 2035 року планується створити сімейство пасажирських літаків з двигунами, що працюють на водні [25]. В Японії компанія Kawasaki співпрацює з компанією Shell над розробкою та запуском першого в світі транспортного судна для транспортування зрідженого водню [26]. Норвезька TECO Maritime Group в лютому 2021 р. оголосила про будівництво першої гігафабрики для забезпе-

чення судноплавної промисловості стабільними поставками зеленого водню і планує забезпечити більшу частину попиту європейського судноплавства [27]. В Австрії, Німеччині, Франції відбулися тестування французьких поїздів Alstom на водневих паливних елементах [28], а в Англії – HydroFLEX [29]. Японська корпорація Toyota вивела на ринок друге покоління автомобілів Toyota Mirai на водневих паливних елементах [30] та оголосила про початок випробувань двигуна внутрішнього згоряння (звичайного поршневого двигуна), що працює на водні [31].

Що ж до України, то компанія ДТЕК підписала угоду з Siemens Energy про пілотний проєкт з виготовлення зеленого водню. На Маріупольському металургійному комбінаті буде встановлено електролізер потужністю 8,5 МВт, вартість якого становить 25 млн євро. Зелений водень буде використовуватись для виробництва сталі з низьким викидом CO₂ [32]. Тести воднем пройшли п'ять моделей шафових газорегулюючих пунктів, виготовлених на заводах RGC Production у Львові та Дніпрі. Запуск такого обладнання в серію в перспективі дозволить експлуатувати газові мережі з доданням до природного газу 20 % водню. Також RGC Production планує почати випуск вузлів обліку газу та газорегуляторних пунктів блочного типу, які зможуть працювати з воднем [33].

За даним Hydrogen Council на сьогодні понад 30 країн мають водневі дорожні карти та заплановано і починають реалізуватись 228 великомасштабних водневих проєктів, оголошених по всьому ланцюжку створення вартості, з яких 85 % в Європі, Азії та Австралії. Якщо всі проєкти будуть реалізовані, загальні інвестиції досягнуть понад 300 мільярдів доларів до 2030 року, включно з 80 мільярдами доларів, які можна вважати такими, що мають остаточне інвестиційне рішення, або знаходяться в стадії будівництва, введені в експлуатацію або експлуатуються. Уряди усього світу виділили на згадані вище потреби понад 70 мільярдів доларів [34].

Прогнозується, що найближчим часом частка водню, виробленого з відновлюваних джерел електроенергії швидко зростатиме, що призведе до суттєвого зростання відновлюваної енергетики. Для прикладу у Європейському Союзі виробництво водню буде в основному базуватися на сонячній фотоелектричній базі в Іспанії та Італії та на основі офшорного вітру на Північному та Балтійському морях. Виробництво водню з відновлюваних джерел енергії та інтеграція його з існуючою газовою, елект-

ричною інфраструктурою, буде шляхом до розвитку водневої енергетики [35].

Формулювання цілей статті

Формування обізнаності для набування розуміння, як діяти, щоб трансформувати газову галузь України в напрямку водневої енергетики, формувати навички безпечного та ефективного виробництва, транспортування, зберігання та використання водню, забезпечити соціальне сприйняття водню. Розгляд технічних проблем, які можуть виникати під час переведення газової інфраструктури на транспортування газозводневих сумішей, чистого водню.

Виклад основного матеріалу

1. Виробництво водню

Водень у основному є зв'язаний з іншими елементами і міститься, для прикладу, у воді, метані тощо. Тому його треба вилучати з різних речовин, інших газів. Водень можна виробляти електродією із використанням електроенергії, отриманої від відновлюваних джерел. Це вітер (як на суші, так і в морі), сонце тощо та гідро чи атомних електростанцій. Також його можна виробляти з різних первинних ресурсів через термохімічну переробку природного газу, газифікацію вугілля, з вуглецем або без нього, біомаси (лісове господарство (залишки), солома тощо), з муніципальних відходів, у тому числі і пластмас. Ще водень отримують як побічний продукт різних промислових процесів. Виробництво водню може бути великомасштабне (централізоване виробництво) або розподілене на невеликих об'єктах поблизу або в місці його використання.

Залежно від технології виробництва водень умовно поділяють на кольори.

Зелений водень виробляється електродією води, якщо електроенергія для електродіозу застосовується виключно з відновлюваних джерел, що не містять викидів CO₂ (а в деяких випадках через інші шляхи, засновані на біоенергетиці, такі як біометан, риформінг або газифікація твердої біомаси). Вода розщеплюється на кисень і молекули водню електричним струмом. Для виробництва однієї тони водню потрібно наближено 55 МВт-год електроенергії. Потрібно наближено 9 л води для отримання 1 кг водню. Побічними продуктами є тепло і 8 кг кисню, який може збиратися та використовуватись в медичних цілях або в різних галузях промисловості [8]. Додатковою перевагою цієї технології є можливість отримання дуже високої чистоти водню (щонайменше 99,999 %, так званий водень 5,0) і він може бути використа-

ний будь-де без додаткового очищення [5]. На сьогодні в Європейському Союзі є понад 300 електролізерів, за допомогою яких виробляється менше 4 % від загального виробництва водню [3]. Одними з причин, чому на сьогодні виробляється така мала кількість зеленого водню, є висока вартість електролізерів, мала їх продуктивність та попит на електроенергію з відновлюваних джерел. Так, електролізер потужністю 1 МВт виробляє близько 200 м³ водню за годину, що становить тільки 480000 м³ за безперервну 100-денну роботу. На сьогодні така технологія є найефективнішою в регіонах, де є надлишок електроенергії з відновлюваних джерел і тоді виробництво водню дає змогу довгострокового зберігання енергії. Що стосується України, то уже сьогодні, коли частка енергії з відновлюваних джерел перевищила 10 %, енергетична система України не готова прийняти увесь обсяг енергії з відновлювальних джерел у пікові години генерування [36]. Електролізери на сьогодні є масштабовані, і багато виробників розробили їх контейнерними, що забезпечує легкість встановлення. З часом зелений водень буде ставати все більш економічно життєздатним через постійне зниження витрат на відновлювані джерела енергії та електролізери. Продаж кисню та використання відпрацьованого тепла може допомогти зменшити витрати виробництва.

Жовтий (або фіолетовий) водень виробляється електролізом води, якщо електроенергія для електролізу подається від ядерних реакторів. Великі реактори атомних електростанцій доцільні для великомасштабного централізованого виробництва водню в непіковий період навантаження на електросистему. Малі модульні реактори є ще однією екологічно чистою перспективою для виробництва водню і більше будуть доцільні для розподіленого його виробництва. З 1 ГВт атомної потужності можна виробити наближено 41000 тон водню протягом року. При цьому 70 % часу атомна станція працює на виробництво електроенергії, 26 % часу – на виробництво водню і 4 % часу відбувається простій на технічне обслуговування [37].

Синій водень виробляється з викопного палива (переважно природного газу, вугілля, сирого бітуму) паровим риформінгом (SMR) без викидів CO₂ в атмосферу. CO₂ відокремлюється і захоплюється та зберігається (технологія CCS) або захоплюється та використовується (технологія CCU). Такий водень відносять до низьковуглецевого викопного палива. При паровому риформінгу природний газ, який складається переважно з метану, реагує з парою під

високим тиском і при високій температурі. Природний газ використовується і як сировина, і як паливо для отримання пари. У цій реакції метан з'єднується з парою (з утворенням синтетичного газу, що складається з CO₂, CO і H₂). Синтетичний газ розділяють на складові, у тому числі водень. Хоча паровий риформінг найчастіше виконується з природним газом, він також може бути здійснений з більш важкими видами палива, такими як нафта та нафтовий бітум. Паровий риформінг метану в даний час вважається практичнішим, ніж газифікація вугілля. Порівняно з електролізом води обсяг виробництва паровим риформінгом значно більший. Великий завод парового риформінгу може виробляти наближено 120-240 тон водню за добу. Для порівняння, електролізер фірми Nel ASA може виробляти до 8 тон водню на добу [8]. На ціну водню, який виробляється з викопного палива, впливає ціна на природний газ та ціна на довгострокове зберігання CO₂. Проте CO₂ можна зберігати в пористих осадових породах, у тому числі виснажених газових, нафтових родовищах, глибоких соляних пластах, соляних печерах і виробках, у вугільних пластах. На сьогодні в багатьох державах розглядається континентальний шельф моря як потенційно можливе сховище CO₂. Синій водень є найкращим варіантом у коротко- та середньостроковій перспективі, і дає змогу прокласти шлях до зеленого водню у довгостроковій перспективі. Причинами цього є те, що на сьогодні поширений та ефективний розвиток зеленого водню вимагає великої кількості відновлюваної електроенергії, що є проблемою в коротко- та середньостроковій перспективі, так як відновлювані джерела також потрібні для декарбонізації існуючого попиту на електроенергію. CO₂ від місць виробництва синього водню до місць довгострокового зберігання треба транспортувати у великих кількостях. Для цього може застосовуватись автомобільний, морський транспорт або трубопроводи. Найдешевшим транспортом CO₂ у великих кількостях є трубопровідний.

Сірий (або коричневий/чорний) водень виробляється паровим риформінгом із викопного палива (переважно природного газу та газифікованого вугілля) із викиданням CO₂ у процесі виробництва в атмосферу. Для отримання однієї тони водню з метану в атмосферу викидається дев'ять тон CO₂. Ціна сірого водню на сьогодні є найнижчою, але з часом буде збільшуватись через зростання цін на дозволи на викиди CO₂.

Бірюзовий водень виробляється шляхом термічного розщеплення метану (піроліз метану), де побічним продуктом є твердий вуглець, а не CO_2 . Піроліз метану є новітньою технологією і на сьогодні ще мало відпрацьованою. Для вуглецевої нейтральності процесу тепло для реактора високої температури повинно вироблятися з відновлюваних джерел або нейтральних до викидів вуглецю енергетичних джерел [4].

Також існує золотий водень або його ще називають "святим граалем чистої енергії" [38]. Це водень, який утворюється природним чином у глибинах земної кори. Родовища газоподібного водню можуть утворюватися в результаті ряду внутрішніх процесів у земних надрах і руху газу до дрібніших осадових порід, таких як вапняк і пісковик, до місць з наявними пустотами. Якщо ці резервуари вдасться відстежити, а золотий водень видобувати чистим і безпечним способом, то це буде надзвичайно стійка та прийнятна форма зеленої енергії [39]. Так, в Іспанії менше ніж за 100 км від Сарагоси було виявлено величезну кількість водню на декількох тисячах метрів під поверхнею землі. Таке родовище може зробити Іспанію першим справжнім виробником золотого водню в глобальному та комерційному масштабі [40].

Також водень можна виробляти з біомаси шляхом її газифікації, що є відновлюваним і вуглецево-нейтральним та життєздатним шляхом виробництва. Для газифікації біомаси застосовують високотемпературну пару і кисень з повітря, що дає змогу розщепити без згоряння біомасу на водень та інші продукти. Для цього сировиною можуть бути будь-які відновлювані органічні ресурси – сільськогосподарські або лісові відходи тощо. Рослини споживають CO_2 , а тому виділення CO_2 під час такого виробництва вважається вуглецево-нейтральним. За допомогою паровому риформінгу водень також можна отримати з біогазу.

При паровому риформінгу, використовуюється газ, а для електролізу – електрика. Різні тенденції цін на газ і електроенергію можуть призвести до різних тенденцій витрат на виробництво водню в майбутньому. Інші чинники, які впливають, це тенденції вартості зберігання CO_2 та вартості електролізерів, доступ до інфраструктури природного газу. У деяких випадках на вартість може впливати велика віддаль між виробниками та споживачами, що може призвести до збільшення транспортних витрат. Також може бути необхідно зберігати водень. Будь-яке великомасштабне виробництво водню електролізом потребує доступу до великих об-

сягів відновлюваної енергії. Для менших обсягів водню, розподіленого між кількома кінцевими споживачами, наприклад, для транспортних засобів або суден, електроліз може бути дешевшим, з точки зору ланцюга створення вартості. Електролізні установки також мають ту перевагу, що вони є модульними, що дає змогу їх відносно легко масштабувати та налаштовувати відповідно до попиту. Тобто який метод виробництва має найменші загальні витрати, буде залежати від географічного розташування, наявної інфраструктури, передбачуваного попиту і ціни на електроенергію та газ. За оцінками, вартість виробництва зеленого водню може впасти на 30 відсотків до 2030 року в результаті падіння витрат на відновлювані джерела енергії та розширення виробничих потужностей.

На сьогодні щорічно у всьому світі використовується близько 70 мільйонів тон водню, в основному в хімічній промисловості та нафтопереробці. Основна маса водню у всьому світі виробляється з природного газу (76 %), 23 % – з вугілля. Усе це супроводжується значними викидами вуглекислого газу в атмосферу. У глобальному масштабі це наближено 830 мільйонів тон CO_2 на рік, що наближено еквівалентне загальній кількості парникових газів, які викидає, для прикладу, Німеччина за рік, яка має одну з найпотужніших економік у світі. Тільки 1 % водню в світі виробляється електролізом води. У Європі на сьогодні наближено 90 % водню виробляється з природного газу в основному без зберігання CO_2 [8].

2. Транспортування водню

Транспортувати водень від місць виробництва до місць споживання можна трубопроводами, а також у вигляді газу в цистернах високого тиску, як зріджений газ у термоізольованих цистернах, як водень перероблений в метанол або аміак у рідкій формі або хімічно розчинений у середовищі-носії з використанням так званого "рідкого органічного водню". Аміак може містити понад 17 % водню. Газоподібний водень перетворюється в рідку форму у разі його охолодження до -253°C .

Якщо в регіоні є постійний попит на водень, найдешевшим видом його транспортування є трубопровідний транспорт. Якщо попит не постійний, дешевше використовувати вантажівки, залізничні цистерни. Для транспортування на дуже великі віддалі (понад кілька тисяч кілометрів), міжконтинентального транспортування зручнішим є морський транспорт, а водень доцільно зріджувати.

2.1. Трубопровідний транспорт водню

Найкращою та найекономічнішою основою для початку розвитку водневої інфраструктури є розгалужена газотранспортна система, на зразок української, яка інтегрована з міжнародними енергетичними ринками та поєднана з розгалуженими газовими мережами, сховищами газу, які в довгостроковій перспективі можна буде перетворити на сховища водню, газовими родовищами (у тому числі виснаженими). Така газова інфраструктура може бути ефективно використана для транспортування водню як внутрішнім споживачам, так і на експорт та накопичення великої кількості енергії трансформованої в водень. Також в короткостроковій і середньостроковій перспективі для транспортування і зберігання CO₂, отриманого в результаті виробництва синього водню як внутрішніми виробниками, так і зарубіжними.

У разі транспортування водню трубопроводом можна досягти передавання дуже великої кількості енергії. Лінії електропередачі є важливими для транспортування відновлюваної енергії між країнами, але магістральний трубопровід може передавати до десяти разів більше енергії, ніж подвійна лінія електропередач на 380 кіловольт потужністю 1,5 ГВт [8].

Газова інфраструктура спроектована та побудована для транспортування природного газу і не може бути використана для транспортування чистого водню без модифікації, заміни окремих компонентів, змін в її експлуатації та технічному обслуговуванні. Причинами цього є густина водню, його теплотворна здатність, енергія займання, межі вибуховості в повітрі, швидкість горіння та висота полум'я. Навіть додавання незначного відсотка водню до природного газу матиме вплив на горіння, дифузію в стінку труби і, як наслідок, на механічні властивості сталі.

Поточні оцінки експертів свідчать, що капітальні витрати на перебудову існуючих газопроводів становлять 10-25 % від вартості будівництва нових трубопроводів для транспортування водню. Крім того, для будівництва нової інфраструктури для водню треба багато часу, що значно уповільнить темпи декарбонізації економіки, зменшить конкурентні можливості України щодо експорту водню оскільки за час будівництва нової інфраструктури для водню Європейські ринки можуть бути зайняті іншими країнами. Тому найдешевше і найдоцільніше діяти в напрямку переведення існуючої газової інфраструктури спочатку на транспортування газоводневих сумішей, а згодом чистого водню. Щоб перейти до 100 % водню, більша

частина системи транспортування та частина системи розподілу природного газу потребуватиме значного оновлення, більшість приладів споживання треба замінити. Також додавання водню до природного газу, транспортування газопроводами чистого водню матиме вплив на ефективність чинних стандартів та норм. тож їх треба оновлювати, розробляти нові. Очевидно, що для транспортування і зберігання водню потрібне розроблення нової нормативної бази.

В Україні розвинена інфраструктура для транспортування природного газу та його розподілу (розгалужені газові мережі), яка може бути надзвичайно важливою у постачанні водню споживачам. Такі мережі є доступними, соціально прийнятими та можуть бути поступово переведені на роботу з воднем у разі вкладання невеликих інвестицій. Європейський водневий альянс презентував перше дослідження готовності розподільних мереж до транспортування водню в 16 країнах ЄС. Дослідження показує, що 96 % від загальної протяжності мереж країн Європи готові до транспортування водню, окрім обладнання. До уваги не бралися газорозподільні мережі України та Польщі, де ще тривають дослідження [41].

Доцільно у коротко- і середньостроковій перспективі природний газ у мережах перевести на суміш природного газу, водню та біометану, що буде підготовкою до транспортування чистого водню в довгостроковій перспективі. Зелений водень, вироблений з надлишків відновлюваної електроенергії і доданий в мережу природного газу, називають доданою потужністю до газу (P2G).

Хоча змішування водню з природним газом, як очікується, буде перехідним рішенням, воно має численні переваги, які мають значення в контексті водневої стратегії:

- у коротко- та середньостроковій перспективі дасть змогу досягти скорочення викидів парникових газів за незначні витрати;
- дасть змогу нарощувати потужності з виробництва водню, що сприятиме позитивному розвитку водневого бізнесу;
- підвищить загальносистемну стійкість енергетики шляхом інтеграції надлишку відновлюваної електроенергії, що зменшує перевантаження електромереж та дасть змогу розвиватись зеленій енергетиці;
- надасть швидкий та економічно ефективний доступ до ринку для децентралізованих виробників водню, які будуть розмішувати свої підприємства у районах розташування потужних відновлюваних джерел енергії, але віддалених від центрів споживання.

Максимальний відсоток водню, який можна додавати до природного газу для забезпечення ефективних показників його використання, залежить від типу та стану технічних засобів для споживання та технічного стану газової мережі. Доцільним є розроблення для операторів методології, яка дасть змогу оцінювати ризики, які будуть виникати через додавання водню до газових мереж та визначати відсоток водню, який можна додати до природного газу газової мережі без негативних впливів на безпеку та ефективність споживання, герметичність і довговічність трубопроводів. На сьогодні у різних країнах у нормативних документах встановлено різний мінімальний і максимальний вміст водню у природному газі. В США встановлено обмеження вмісту водню в природному газі від 5 % до 15 %. Кілька європейських країн встановили обмеження вмісту водню в трубопроводних системах природного газу від 0,1 % до 12 % [42]. У стандартах Німеччини встановлено обмеження вмісту водню в природному газі до 5 %, з потенціалом збільшення до 20 % [43].

За результатами нещодавніх досліджень, виконаних РГК України, встановлено, що якщо вміст водню в природному газі становить до 20 %, то вплив на процеси транспортування, обліку та спалювання такої суміші практично відсутній. Причому усі газові прилади, які тестували, можуть працювати із сумішшю, у якій до 30 % водню. Деякі з них з певними обмеженнями можуть працювати, коли вміст водню становить до 50 %. Єдиним обладнанням, яке не витримало тестування на роботу з воднем, були конвектори. У такому обладнанні виникали проблеми з утворенням великої кількості вологості в камері згоряння [33].

Частка водню в природному газі 20 % дає змогу зменшити викиди вуглекислого газу під час спалювання суміші на 7-8 % [44].

Змішування природного газу з воднем має сенс, коли обсяги виробництва водню невеликі. Коли обсяги водню збільшаться, тоді як обсяги транспортування газу зменшаться, необхідний буде трубопровідний транспорт водню, який спочатку з'єднає промислові кластери, а пізніше з'явиться регіональна, а далі національна воднева інфраструктура.

Додавання водню до природного газу впливає на фізичні та хімічні властивості суміші, та може вплинути на:

- якість газової суміші;
- режимні параметри транспортування;
- герметичність трубопроводів;
- компримування;
- редукування;

- підземне зберігання;
- безпеку транспортування, розподілу, споживання;
- довговічність трубопроводів.

2.1.1. Якість газозводневої суміші

Водень є чудовим паливом за своїми енергетичними характеристиками і екологічно нешкідливим. Під час згоряння водень виділяє тільки водяну пару.

Додавання водню до природного газу суттєво погіршує енергетичні характеристики і теплотворну здатність природного газу, тому газозводневі суміші можуть бути ефективними тільки коли водень отримується в результаті перетворення надлишкової електроенергії, виробленої відновлюваними джерелами. Тоді збитки будуть меншими за ті, які були б у результаті втрати надлишкової електроенергії. Якщо ж воднем буде замінено природний газ, то обсяг водню, який буде надходити до кінцевого споживача, повинен задовольняти необхідним йому енергетичним потребам.

Для визначення чи здатний водень переносити в трубопроводі енергію, еквівалентну природному газу, потрібне пояснення двох термінів:

- вища теплотворна здатність (HHV) (відома як загальна теплотворна здатність або валова енергія) визначається як кількість теплоти, що виділяється певною кількістю палива після згоряння і повернення продуктів згоряння до температури 25 °C;

- нижче значення нагрівання палива (CV або LHV) (також відоме як чиста теплотворна здатність) визначається як кількість теплоти, що виділяється певною кількістю палива після згоряння і повернення продуктів згоряння до температури 150 °C.

Ефективність спалювання газозводневих сумішей залежить від якості місцевого природного газу (діапазон і поточне значення індексу Воббе) та від того, наскільки якісно відрегульована побутова техніка.

Індекс Воббе є основним показником горіння газу

$$W = \frac{H_S}{\sqrt{d}}, \quad (1)$$

де W – індекс Воббе, МДж/м³;

H_S – вища теплотворна здатність, МДж/м³;

d – відносна густина газу за повітрям [45].

Для сумішей водень-природний газ індекс Воббе рівний

$$W = \frac{H_{S,C}}{\sqrt{d_C}} = \frac{H_{S,ПГ} + H_{S,B}}{\sqrt{d_{ПГ} + d_B}}, \quad (2)$$

де $H_{s,c}$ – вища теплотворна здатність суміші;
 $H_{s,пг}$ – вища теплотворна здатність природного газу (таблиця 1.1);
 $H_{s,в}$ – вища теплотворна здатність водню (таблиця 1.1);
 d_c – відносна густина суміші за повітрям;
 $d_{пг}$ – відносна густина природного газу за повітрям (таблиця 1);
 d_v – відносна густина водню за повітрям (таблиця 1).

Таблиця 1 – Порівняння фізичних властивостей водню і природного газу

Газ	H_s , МДж/м ³	Густина, кг/м ³	Відносна густина за повітрям
Водень	13	0,084	0,07
Природний газ	40	0,65	0,55

Індекс Воббе є мірою взаємозамінності газів і вказує на вплив зміни складу газу на споживання тепла побутовою технікою у разі постійного подавання газу під тиском. Чим більший індекс Воббе, тим більша теплова цінність газу, який буде протікати через отвір заданого діаметру за певний проміжок часу. Теплотворна здатність суміші та індекс Воббе є функцією вмісту водню в природному газі.

Індекс Воббе особливо корисний для порівняння газоподібних паливних сумішей і його застосовують для побутової техніки у разі взаємозаміни природних газів, а також у разі змішування водню і природного газу.

Розглянувши рівняння (1) та (2), наведені в таблиці 1 значення вищих теплотворних здатностей, можна зробити висновок, що для задоволення тієї ж самої потреби в енергії обсяг транспортованого водню повинен втричі перевищувати обсяг природного газу. Вища теплотворна здатність природного газу складає 40 МДж/м³, що наближено втричі більше за теплотворну здатність водню, яка складає 13 МДж/м³, тому у разі однакового тиску потрібен трикратний об'єм водню щоб кількість енергії була однаковою. Однак, густина природного газу наближено в дев'ять разів більша, ніж водню, а отже, якщо витрата водню буде втричі більша, ніж природного газу падіння тиску природного газу та водню в трубопроводі буде наближено однаковим.

Якщо вміст водню в природному газі більший 20 %, вища теплотворна здатність є меншою 35 МДж/м³. Таким чином, природний газ втрачає свою теплотворну здатність (нижче значень, встановлених нормами та стандарта-

ми), хоча індекс Воббе залишається в межах норми. Отже, додавання водню до природного газу стане причиною значної зміни якості газу, який будуть споживати споживачі [46].

Ще однією проблемою є те, що все більше великих газових мереж різної конфігурації під'єднуються до кількох точок входу. Наслідком цього є те, що в розподільних мережах можуть виникати різні газові суміші, які мають різну якість. Тому потрібне створення пунктів визначення якості газу. У такому випадку на вході в газову мережу пункти визначення якості газу є не раціональним. Доцільним є створення пунктів визначення якості газу на місцевому рівні розподілу. Також важливим є вибір місця закачування водню в газову мережу, якою транспортується природний газ. Вибір місця закачування водню матиме значний вплив на те, як гази різної якості змішуються і розподіляються всередині мережі. Оператори газових мереж повинні визначати найкраще обґрунтоване технічне та економічне рішення для закачування.

Коли водень закачувати в мережу природного газу, буде погіршуватись якість газової суміші. Тому об'єм водню, який потрібно закачати, обмежується витратою природного газу. Чим більша витрата природного газу, тим більша витрата водню можлива. У будь-який момент часу треба переконатися, що коли водень закачується в природний газ, теплотворна здатність та інші параметри якості газодневої суміші повинні бути в межах специфікації якості газу мережі [47].

Різні якості газів не тільки впливають на теплотворну здатність, а і на коефіцієнт стиску суміші, який потрібний для перетворення обсягів вимірювання витрати газової суміші в умовах експлуатації до нормальних умов. Також треба враховувати, що вплив якості газу на коефіцієнт стисливості зростає, зі збільшенням тиску.

Споживання газодневої суміші треба тарифікувати, як споживання енергії. На відміну від електроенергії, споживання енергії газу не вимірюється безпосередньо. Енергія визначається з урахуванням об'єму газу та його енергетичного вмісту

$$E = V \cdot H_{s,c}, \quad (3)$$

де V – об'єм газової суміші, який вимірюється за умов експлуатації. Цей об'єм треба привести до нормальних умов.

Також треба привести до нормальних умов вищу теплотворну здатність суміші $H_{s,c}$. Вимірювання теплотворної здатності у будь-якій точці неможливе з технічної та економічної

причин. Таким чином, найдоцільнішим є визначення репрезентативної теплотворної здатності для певної кількості споживачів. Репрезентативну теплотворну здатність треба визначати за теплотворними здатностями, визначеними у відповідних місцях газової мережі, наприклад точках входу.

На репрезентативну теплотворну здатність впливає один або кілька з наведених нижче чинників:

- змінність якості газової суміші у кожній точці вимірювання, яка буде залежати від обсягів газів (природного газу та водню) у кожній точці закачування, а також змінність у структурі мережі та обсягів споживання різних споживачів;

- метрологічна точність. Для репрезентативного визначення теплотворної здатності потрібна точність метрології, наприклад, витратоміри;

- інтервал часу між вимірюваннями. Обладнання, яке використовується для визначення якості газової суміші (зазвичай це газові хроматографи), бере зразки та виконує аналіз кожні кілька хвилин;

- час транзиту. Час проходження газової суміші від місця відбору проб до лічильника споживача;

- розрахункові періоди. Розрахункові періоди можуть бути щоденними, щомісячними або щорічними. Для кожного періоду має бути визначено репрезентативну теплотворну здатність.

У разі будь-якого нового під'єднання водню до газової мережі треба оцінювати його вплив на усю мережу. Операторам мереж треба активно збирати інформацію про проекти закачування водню, які будуть розроблені, щоб передбачити його вплив на газову мережу. Для оцінювання запиту на під'єднання потрібен обмін інформацією між виробником водню та оператором мережі, наприклад, витрата, тиск, параметри якості газу, забруднення, чи буде виробництво безперервне чи ні. Треба мати багато інформації, а саме:

- знання про конфігурацію та роботу мережі;
- аналіз газової суміші, знання її характеристик та впливу на побутову техніку споживача;

- визначення величини спожитої енергії та функціонування системи виставлення рахунків, із урахуванням теплотворної здатності газової суміші;

- навички управління проектами для проведення економічної оцінки та вибору найкращого рішення, яке буде прийнято в кожному випадку.

Отримання детальних відомостей про поведінку мережі (витрату, тиск і споживання) вимагає часу, технічних знань та фінансових можливостей. Оператор мережі повинен розвивати ці знання заздалегідь, оскільки потрібно буде оцінити кожен запит. Оцінювання майже всіх описаних випадків використання вимагає програмного забезпечення для моделювання роботи мережі та обчислювальних моделей для конкретної мережі. Слід своєчасно приділяти увагу інформаційним системам, де містяться вхідні дані:

- ГІС із сучасною топологією мережі (розташування точок нагнітання, діаметри труб, місця розташування кранів) та стан (наприклад, забруднення труби, що дуже поширено у старих мережах та впливає на пропускну здатність труб), налаштування клапанів та регуляторів;

- система управління даними про спожиту енергію та система розрахунків;

- треба встановити інтерфейси між різними системами програмного забезпечення [47].

Також потрібні стандарти, які будуть ставити вимоги до якості водню, газозводневих сумішей. Якщо в газову мережу буде додаватись біогаз, то до якості цього газу і мультигазової суміші.

2.1.2. Режимні параметри транспортування

На сьогодні питання транспортування суміші водню з природним газом, чистого водню є не достатньо вивченим. Водень має свої особливі фізико-хімічні властивості, що потребує відповідних математичних моделей, робить трубопровідне транспортування цього газу суттєво відмінним, набагато складнішим за транспортування природного газу. На сьогодні не існує перевірених алгоритмів розрахунку параметрів транспортування суміші природного газу і водню трубопроводами.

Оскільки, енергетичні характеристики водню наближено втричі гірші, ніж природного газу, у разі якщо у трубопроводах однакового діаметра однаковий перепад тиску, то для задоволення енергетичних потреб споживача потрібна набагато більша витрата водню. Густина водню наближено в дев'ять разів менша за густину природного газу. Тоді при однаковому діаметрі трубопроводу і перепаді тиску швидкість потоку і об'ємна витрата водню будуть утричі більшими за швидкість і об'ємну витрату природного газу. Тому той самий трубопровід може транспортувати утричі більше водню за однакового тиску. У такому випадку кількість транспортованої енергії буде на небагато

менша, ніж у разі транспортування природного газу [8].

Коефіцієнт стиску водню збільшується із збільшенням тиску в трубопроводі, на відміну від природного газу, для якого він із збільшенням тиску спочатку зменшується, після чого починає зростати. Із збільшенням вмісту водню у природному газі коефіцієнт стиску суміші збільшується, а відносна густина зменшується, оскільки водень – дуже легкий газ, то він впливає на густину всієї суміші, і, як наслідок, на параметри транспортування.

В'язкість водню значно менша, ніж інших компонентів природного газу, тому вона суттєво впливає на величину падіння тиску вздовж трубопроводу. При цьому треба враховувати турбулентний характер потоку в трубопроводі. Додавання водню до природного газу призводить до зменшення втрат тиску вздовж трубопроводу, що дає змогу транспортувати суміш на більші віддалі. Так, додавання 5 % водню до природного газу дає змогу збільшити тиск на 12 % на вході компресорних станцій при відстані 100 км між ними [46]. Зменшення втрат тиску під час транспортування газозводневої суміші трубопроводом має важливе значення, оскільки вартість компримування впливає на ефективність транспортування цієї суміші. Також збільшення віддалі, на яку можна транспортувати суміш природного газу з воднем, чистий водень порівняно з віддаллю, на яку можна транспортувати природний газ, вирішує проблему газових мереж, в яких тиск на вході у споживачів менший проектного (таке відбувається тому, що мережі з часом розвиваються, додаються нові споживачі, оскільки будуються нові будинки, і тиск на вході споживачів може не відповідати проектному).

Збільшення швидкості потоку водню у трубопроводах порівняно з швидкістю природного газу призведе до зростання опору потоку. Таке зростання опору потоку частково компенсується різницею в'язкості між воднем та природним газом.

Також позитивним є те, що чим більша частка водню в природному газі, тим менший діаметр труби може бути при однаковій об'ємній витраті суміші. Наближено 80 % газових мереж є зношені і треба виконувати часткову заміну труб газових мереж. Одними з найкращих технологій ремонту трубопроводів газових мереж, особливо в містах, є безтраншейні технології, коли в стару металеву трубу протягується нова поліетиленова. У результаті діаметр нової труби буде меншим діаметра старої.

2.1.3. Герметичність трубопроводів

Водень є одним з найскладніших газів щодо запобігання витоків, оскільки є елементом з найменшим розміром молекул, а отже, є більша імовірність витоків порівняно із природним газом.

Є три основні причини втрати водню під час його трубопровідного транспортування:

- проникнення водню крізь стінку труби;
- негерметичності роз'ємних з'єднань;
- негерметичність перекривальної арматури.

Дифузія водню в стінку труби в чотири рази швидша, ніж природного газу. Тому у разі транспортування газозводневих сумішей, чистого водню операторам доцільно оцінювати фоновий рівень витоків з трубопроводів (через незначні дефекти в трубопроводах або через проникнення водню крізь матеріал труби), що повинно бути частиною керування герметичністю.

За результатами експериментальних досліджень фоновий рівень витоків із трубопроводів було встановлено, що втрати водню в 3-3,5 разів більші від обсягу втрат природного газу. Оскільки теплота згоряння водню наближено в 3 рази менша, ніж природного газу, то енергетичні втрати є наближено однакові. Розрахунковий об'ємний обсяг втрат водню через дифузію в стінку труби є менший 0,001 % від загального річного обсягу транспортування трубопроводом. Такий малий загальний обсяг втрат водню не є загрозою, з точки зору безпеки. Також було встановлено, що додавання водню до природного газу призводить до незначного зниження рівня викидів в атмосферу метану, що зменшує негативний вплив таких викидів на довкілля [48].

Проблематика негерметичності роз'ємних з'єднань трубопроводів теж обумовлена тим, що розмір молекули водню менший ніж природного газу (метану і домішок). Тому у разі переведення газової інфраструктури на транспортування газозводневих сумішей, чистого водню одним з основних моментів буде рішення про перехід на мінімальну кількість роз'ємних з'єднань. Доцільним є видалення фланцевих та різьбових з'єднань. Якщо цього не вдасться виконати, роз'ємні з'єднання треба встановити таким чином, щоб забезпечити доступ для огляду та технічного обслуговування (наприклад у колодязях у місцях підземного прокладання трубопроводів).

Фланцеві з'єднання допустимі тільки там, де зварні з'єднання не є доцільними. Прокладки таких з'єднань повинні відповідати розрахунковим тискам і температурам, бути сумісними з

воднем, стійкі до витоків і вогню через можливість загоряння водню у разі його витікання. При вищих тисках є кращими заповнені спіралеподібні сталеві прокладки, при менших тисках – композитні на основі графіту.

Різьбові з'єднання допустимі тільки там, де зварні та фланцеві не є доцільними. Герметик таких з'єднань повинен бути сумісним з воднем і бути стійким до температури, щоб зменшити ризик витоків під час пожежі.

Що стосується поліетиленових труб, то дифузія водню в стінку такої труби в п'ять разів більша дифузії природного газу, проте це не є багато з огляду на невеликий енергетичний вміст водню. За результатами експериментальних досліджень фоновому рівню витоків було встановлено, що щорічні втрати водню крізь стінку труб становлять 0,001–0,005 % від загального обсягу транспортування. Це стосується поліетилену та полівінілхлориду [48].

Полімерні матеріали газопровідних труб мають велику пористість, а тому непридатні для трубопроводів, призначених для транспортування водню під високим тиском.

Пластмаси по-різному поведуться в присутності водню. Більшість еластомерів сумісні з воднем.

Оскільки водень більше схильний до витоків, ніж інші гази, особливо важливо періодично обстежувати трубопроводи, якими він транспортується (від 1 до 4 разів на рік, залежно від густоти населення в районі проходження газопроводу). Особливо слід звертати увагу на з'єднання, перекривальну арматуру, клапани, технологічне обладнання тощо.

2.1.4. Компримування

Густина водню досить мала, тому треба стискати його до високого тиску, щоб збільшити об'ємну витрату. Якщо об'ємну витрату не збільшувати, подавання енергії неефективне, оскільки енергетичні характеристики водню гірші, ніж природного газу. Щоб збільшити тиск, потрібно витратити більші зусилля на компримування водню. Погляди на те, як ці більші зусилля, необхідні для компримування, впливають на придатність існуючих типів компресорів для транспортування водню, різняться між операторами газопроводів та виробниками компресорів. Тоді, як оператори бачать потенційні можливості модернізації існуючих компресорних станцій, за результатами інших досліджень встановлено, що існуючі компресорні станції можуть бути непридатними для транспортування не тільки водню, а й навіть значних обсягів водню у природному газі.

Режим роботи відцентрових компресорів залежить від об'ємної витрати газу. Необхідна велика об'ємна витрата водню є проблемою, для вирішення якої треба або збільшувати швидкість обертання робочого колеса компресорів у кілька разів, що призведе до проблем з міцністю матеріалу компресорів, герметичністю, довговічністю трубопроводів, або робити більшу кількість компресорних станцій вздовж трубопроводу. Збільшення швидкості обертання робочого колеса компресорів обмежено, тому компресори існуючої газотранспортної системи непридатні для транспортування водню в тому ж енергетичному обсязі, що транспортується природний газ [49].

На роботу поршневих компресорів тип газу не впливає.

Для прикладу висновком недавніх досліджень у Нідерландах є те, що газопроводи цієї країни придатні для транспортування водню, але треба замінити компресори та прокладки у фланцях.

Щоб забезпечити оптимальне використання трубопроводів із високою густиною транспортної енергії для компримування водню, потрібні компресори більшої потужності, ніж для природного газу. У коротко- та середньостроковій перспективі при невеликих потребах водню достатньо поршневих компресорів. У поршневому компресорі газ стискається з високим ККД в циліндрах. Економічно вигідної транспортної потужності можна досягнути збільшенням кількості циліндрів і потужності привода, а також паралельним підключенням компресорів.

У довгостроковій перспективі, для загальнонаціонального переходу на водень з транспортними вимогами біля гігавату, потрібні будуть турбокомпресори, але їх треба оптимізувати для водню. Такі турбокомпресори будуть доступні через кілька років. Для прикладу, у газотранспортній системі Німеччини переважають турбокомпресори з одним або двома робочими колесами. Ці компресори працюють із газовими турбінами або двигунами з потужністю привода до 30 МВт. До наближено 10 % водню в природному газі такі компресори можуть працювати без значних змін. Корпус компресора може витримувати до 40 % водню в природному газі, однак робочі колеса та передачі повинні бути відрегульовані. Якщо обсяг водню більше 40 %, компресори повинні бути замінені [50].

У нафтохімічному секторі турбокомпресори для багатих воднем синтез-газів застосовують багато десятиліть. Технологія доступна,

але її ефективність у даний час нижча за ефективність поршневих компресорів. Потрібно багато робочих коліс для досягнення прийняттого ступеня стиснення. Тому для майбутніх великих масштабів застосування водню турбокомпресори треба оптимізувати. За результатами досліджень встановлено, що треба збільшити периферійну швидкість робочих коліс до понад 700 м/с через низьку молярну масу водню, щоб досягти ступеня стиснення наближено 1,3 на одне робоче колесо. Щоб це здійснити, треба втричі підвищити швидкість обертання робочих коліс. Для цього потрібні нові матеріали робочого колеса, які витримують великі відцентрові сили.

Компресори, які працюють на газових турбінах (отримують енергію приводу від спалювання газу, який транспортується безпосередньо трубопроводом), повинні бути адаптовані до обсягу доданого водню в природному газі чи чистого водню. Найпоширеніші газові турбіни Siemens Energy для трубопроводів уже сьогодні можуть спалювати значну кількість водню у паливі. Якщо компресори працюють на електроприводі, серйозні зміни в двигунах не потрібні. Щонайбільше, швидкість обертання робочих коліс повинна бути відрегульована та перевірена безпека у разі роботи з воднем [51].

На сьогодні розглядаються різні підходи до проектування водневих трубопроводних систем:

- відносно невеликі компресорні станції, розміщені з інтервалом 100 км;
- більші компресорні станції, розміщені з інтервалом 600 км.

Попередні розрахунки свідчать, що обидва підходи ведуть до того ж порядку величини витрат на 100 км транспортування, хоча детально аналіз складних компромісів між капітальовкладеннями та операційними витратами для різних параметрів трубопроводів і місць їх розташування ще не виконано [52].

Для компресорів на природний газ – потреба в енергії для транспортування продукту на кожні 150 км довжини трубопроводу становить наближено 0,3 % від вмісту енергії у транспортованому природному газі. Однак, для чистого водню енергія компримування становить майже 1,3 % від вмісту енергії у транспортованому водні для такої ж довжини трубопроводу.

2.1.5. Редукування

Природний газ охолоджується при розширенні (ефект Джоуля-Томсона), а для водню спостерігається протилежний ефект. Існує певна невизначеність чи потрібне буде його охо-

лодження після зниження тиску. Зростання температури, ймовірно, буде незначним, однак, так як потрібна значна об'ємна витрата водню, оскільки, він має менший об'ємний енергетичний вміст, ніж природний газ, то збільшення температури може бути суттєвим. Через цю ж причину витратоміри газорозподільних станцій можуть бути не придатними для вимірювання витрати водню. Також потрібне розроблення і виробництво лічильників водню для споживачів.

2.1.6. Зберігання

Потреба в зберіганні певного обсягу водню може виникнути перед транспортуванням, під час транспортування або в місці використання.

Серед усіх палив водень має найбільшу енергію на одиницю маси, але його густина найменша тому він має незначну енергію на одиницю об'єму. Тому, щоб зберігання водню було економічно вигідним, його треба зберігати під високим тиском.

Найдоцільніший тип сховища буде залежати від ряду чинників, таких як обсяг водню, сфера використання, географічні та геологічні можливості. Наприклад, для турбіни потужністю 500 МВт, яка працює на водні, потрібно наближено 500–600 тонн водню на добу, ще понад 1000 тонн потрібно мати про запас на два дні її роботи.

У незначних обсягах газоподібний водень можна зберігати в герметичних резервуарах, які можуть бути металеві або міцні та легкі композитні ємності під тиском. Прикладом такого зберігання можуть бути автомобілі на водні, резервуари газоподібного водню на заправних станціях, а також у різних хімічних та стаціонарних енергетичних установках. Зниження температури до холодної або криогенної може значно збільшити густину водню. Наприклад, при 15°C і тиску 70 МПа водень має густину 40 кг/м³, при -150°C і 70 МПа його густина 67 кг/м³ і при -253°C і 0,1 МПа (коли водень є рідиною) його густина 71 кг/м³. У рідкому вигляді водень можна зберігати при надзвичайно низькій криогенній температурі в резервуарах із подвійними стінками. Такі резервуари є комерційно доступними і сьогодні застосовуються для промислового зберігання та транспортування водню [53].

Довготривало великі обсяги водню можна зберігати у великих геологічних сховищах – виснажених родовищах природного газу або нафти, соляних пластах, печерах, шахтах та в резервуарах з твердих порід.

Підземні сховища газу призначені для зберігання природного газу тому, щоб підтвердити можливість і доцільність закачування і зберігання газоводневих сумішей, чистого водню у всіх типах таких сховищ потрібні дослідження. Що стосується зберігання в пористих породах, таких як водоносні горизонти або колишні газові чи нафтові родовища, то в них мають місце явища розчинення водню у воді, що потребує додаткових досліджень. Газоподібний водень буде розчинятися до досягнення рівноваги між водною (нафтою) та газовою фазами. Тому розчинення стане важливішим на початку експлуатаційного періоду. Також проблемою є можливість хімічна/біологічна реакція в пористих пластах, яка вже спостерігалася в деяких колишніх сховищах газу. Потенційні ризики пов'язані зі споживанням водню мікроорганізмами, що призводить до утворення H_2S , розвиток біоплівки поблизу свердловин і закупорення пор (у гіршому випадку).

Також, щоб закачувати водень в існуючі підземні сховища газу, треба виконати наступне:

- обстежити усі встановлені матеріали, ущільнення та компоненти;
- визначити максимально допустиму концентрацію водню для газових турбін;
- оцінити наслідки процесу зневоднення;
- перевірити герметичність;
- визначити необхідність модернізації, будови свердловин;
- оцінити експлуатаційні характеристики та енергоємність накопичувача (об'єм робочого газу, профіль вилучення/швидкість закачування).

Останнім часом з'явилися проекти та концепції з будівництва сховищ для зберігання водню в соляних пластах, соляних печерах (для прикладу проект постачання воднем міста Лідс (рис. 2)). На основі огляду дослідницьких програм та результатів експериментів можна зробити висновок, що соляні печери від природи більш сумісні з зберіганням водню, ніж підземні сховища газу. Лабораторні вимірювання підтверджують цілісність шару солі до водню. Жодних проблем з експлуатацією не було зареєстровано під час експлуатації сховищ чистого водню або сховищ природного газу в соляних печерах. Більше того, гелій, структура атомів якого дуже схожа до структури водню, зберігається у соляних печерах уже давно. Утримування його в шарі солі не вважається проблематичним. [54] Доцільним є визначення потенціалу України щодо зберігання водню в соляних пластах, печерах, шахтах.

Також великі обсяги водню можна зберігати в трубах магістральних газопроводів, коли

не буде транзиту газу з Росії або обсяги транзиту сильно зменшаться. Уже навіть сьогодні можна вивести значну кількість магістральних газопроводів великого діаметру з експлуатації [55].

2.1.7. Безпека

Навіть невеликі витоки в атмосферу водню, газоводневих сумішей є значним ризиком для безпеки, оскільки властивості водню відрізняються від властивостей природного газу. Водень є газом, який характеризується великою вибухонебезпечністю. Його нижня межа вибуховості в повітрі складає 4 %, а верхня 75 %. Такі межі набагато ширші, ніж у метану. Суміші водню з повітрям надзвичайно легко спалахують. Для цього потрібна енергія запалювання (для прикладу від іскри) всього 0,017 мДж в порівнянні з 0,25 мДж для вуглеводнів. Мінімальна температура займання воднево-повітряних сумішей складає 500 °C. Максимальна швидкість поширення полум'я в повітрі – до 3 м/с. Питома вага водню значно нижча за повітря, тому чистий водень піднімається з швидкістю до 20 м/с, що наближено в 6 разів швидше за метан. Тому розведення водню у повітрі відбувається швидше в 3,8 рази, ніж метану, а вибухонебезпечна зона буде меншого радіусу. Водень не має запаху, у природному та газоподібному стані невидимий, не має смаку та нетоксичний, тому його важко виявити. Водень горить на повітрі блідо-блакитним, майже невидимим полум'ям, що збільшує ризик отримання травм під час його запалювання. Суміші водню та природного газу мають інші властивості, ніж два окремих гази [56]. Усе це вимагає перегляду стандартів безпеки, які чинні в сфері транспортування і споживання природного газу.

Коли витікає водень, він у більшості випадків запалюється. Невеликі витоки призводять до появи невидимого мікро полум'я. Невелике непомітне горіння протягом тривалого часу є можливим джерелом займання. Мікро полум'я можна виявити тепловізійною камерою або за горінням запалених інших матеріалів. Тому виникає питання щодо безпеки, як у закритому просторі, так і поза ним.

У разі додавання водню в обсязі 20 % до природного газу частота вибухів може збільшитись вдвічі. Однак ризик вибуху в газу дуже низький, і навіть у разі такого збільшення ризик залишається в межах загальноприйнятої межі. Додавання від 20 % до 30 % водню до природного газу може загрожувати безпеці транспортування та споживання такої суміші.

Із міркувань безпеки додавання чистого водню до природного газу можливе тільки, якщо якість суміші (максимальний відсоток водню) буде контролюваною, а подавання суміші може бути перерваним (принаймні тимчасово). Також основними вимогами безпеки щодо споживання водню є переобладнання опалювальні та кухонні прилади (для швидшої реалізації цього нові опалювальні та кухонні прилади в продажі повинні бути уже призначені для споживання водню), наявність давачів загазованості в кожному приміщенні, де буде встановлена побутова техніка. Такі давачі повинні бути з виводом на централізований пункт контролю, щоб ті передавали інформацію службам з технічного обслуговування не чекаючи, телефонного дзвінка. Це можуть бути давачі з виходом через GSM-мережі. Також повинні бути віддалені клапани-відсікачі постачання водню в конкретне приміщення.

Вітчизняна побутова техніка та газові турбіни з низьким рівнем готовності особливо чутливі до нестабільного згоряння та в них можуть відбуватись витіки. Полум'я, яке потрапляє в пальник, має тенденцію до спричинення перегріву. У газових турбінах, газових двигунах може відбуватися мимовільне (небажане) займання, що може завдати серйозної шкоди. Тому потрібний ретельний розгляд цих явищ та розуміння, наскільки уся існуюча побутова техніка та газові турбіни, які призначені для природних газів, можуть працювати з домішками водню.

2.1.8. Довговічність трубопроводів

Коли водень перебуває під тиском у трубопроводі, частина його адсорбується на стінці труби і згодом дифундує в сталь, що призводить до насичення стінки воднем і зменшення пластичності та в'язкості сталі. Залежно від марки сталі та умов експлуатації трубопроводу зменшення в'язкості сталі може призводити до зародження та збільшення тріщиноподібних дефектів (таке явище називається водневою крихкістю). У таких випадках довговічність трубопроводу зменшується. Тому фізична готовність газотранспортної системи до транспортування водню залежить від його впливу на використовувані матеріали, особливо сталь, а у стандартах для проєктування нових трубопроводів для водню треба передбачити більші коефіцієнти запасу міцності, ніж ті, що є для газопроводів.

Механізм водневої крихкості залежить від міцності матеріалу, термічної обробки/мікροструктури, прикладених навантажень та темпе-

ратури. Для багатьох сталей існує порогове напруження, нижче якого водневе розтріскування не відбувається. Цей поріг є функцією міцності сталі та обсягу водню в конкретному середовищі. Як правило, порогове напруження зменшується в міру збільшення границі плинності та міцності сталі. Найчастіше воднева крихкість спостерігається у разі дії тривалих навантажень нижче границі плинності матеріалу. Ризик виникнення водневого розтріскування трубопроводів підвищується при більш високих тисках. Згідно з законом Сіверта розчинність водню в сталі пропорційна до квадратного кореня тиску водню. Найінтенсивніше явище водневої крихкості відбувається за кімнатної температури для звичайних металевих матеріалів, таких як феритні сталі і стає менш інтенсивним у разі підвищення температури.

Наявність водню в трубопроводі зменшує пороговий коефіцієнт інтенсивності циклічного напруження, а також тривалість втоми.

Вуглецеві/низьколеговані сталі демонструють деяке погіршення міцності на розрив, пластичності та міцності залежно від рівня міцності сплаву, термічної обробки та тиску водню.

Особливо інтенсивно водень проникає в будь-яку поверхню крізь дефекти стінки, будівельні дефекти або корозійні дефекти, що призводить до втрати пластичності, збільшення темпів зростання існуючих тріщин і ініціації нових тріщин. Це врешті-решт призведе до руйнування трубопроводу.

Важливими чинниками, які впливають на водневу крихкість трубопроводів є:

- дефекти труби, які схожі на тріщини (особливо небезпечними є такі дефекти на внутрішній стінці);

- наявність водню в атомній формі;

- сильні динамічні зміни тиску в трубопроводі (інтенсивність і частота). [51]

Зазвичай ці чинники не накладаються один на інший, що зменшує інтенсивність водневої крихкості трубопроводів:

- тріщиноподібні дефекти є рідкістю;

- під час роботи трубопроводів не відбувається значних змін тиску;

- під час транспортування атомарний водень не утворюється, а транспортується тільки молекулярний водень [8].

Чинниками, які сприяють водневій крихкості, на додаток до попередньо розглянутих, можуть бути тверді місця в сталі, незагартований мартенсит у місцях зварного шва. Також ефект водневої крихкості залежить від кількості доданого до природного газу водню. Додавання

більшого обсягу водню призводить до виникнення більшого його парціального тиску і з часом збільшує концентрацію розчиненого водню у трубопровідній сталі, що сприяє посиленню водневої крихкості.

Водень можна транспортувати під високим тиском трубопроводами з більш м'яких сталей, що зменшує інтенсивність водневої крихкості. Магістральні газопроводи високого тиску з твердих сталей мало придатні для транспорту водню, оскільки високоміцна сталь піддається крихкому руйнуванню.

У твердих трубопровідних сталях магістральних газопроводів водневі пошкодження проявляється у вигляді:

- зниження пластичності та міцності у результаті впливу розтягу та концентрацій напружень;

- прискорення темпів зростання втомних тріщин у місцях дефектів.

Зварні шви більш чутливі, ніж метал труб, до проникнення водню.

Тому для транспортування водню на великій віддалі одним з варіантів є побудова нових магістральних трубопроводів з м'якішої сталі. Також існують рішення для боротьби з водневою крихкістю трубопроводів:

- нанесення покриття на внутрішню стінку для її захисту;

- регулярне обстеження трубопроводу з метою виявлення тріщин;

- підтримування стабільного тиску для запобігання початковому утворенню тріщин.

Що стосується газових мереж, то різні ділянки газових мереж побудовані з труб, виготовлених із різних матеріалів та, як правило, експлуатуються під різним робочим тиском. До того ж, вік та технічний стан труб різних ділянок є різний. У свою чергу, придатність труб для транспортування водню залежить від усіх цих чинників. Також існує невизначеність щодо допустимого тиску, нижче якого трубопроводами можна безпечно транспортувати водень. Він залежить від характеристик сталі труб, її мікроструктури, стану стінки труби, історії напружень, застосовуваного зварювання.

Значна зношеність газових мереж в Україні та воднева крихкість стінки труби вимагає перед переведенням на транспортування газу водневих сумішей виконати модернізацію, реконструкцію газових мереж. У свою чергу, насичення воднем стінки труби ускладнює вибір матеріалу нових труб для реконструкції старих, будівництва нових ділянок трубопроводів.

Такі труби повинні бути виготовлені з сталей із максимальною твердістю наближено

22 HRC (твердість за Роквеллом С) або 250 HB (твердість за Брінеллем). Зона зварювання часто твердіша і сприйнятливіша до крихкості, ніж основний метал. Тому зварні шви також повинні мати таку ж максимальну твердість [56].

Для транспортування чистого водню можуть застосовуватися труби з низьковуглецевої сталі. При цьому на внутрішній поверхні труб не повинно бути дефектів, таких як подряпини, щербини, нагар і корозія.

Вартість нових водневих трубопроводів надзвичайно висока, причому витрати на матеріали складають близько 70 % від вартості будівництва. Тому актуальним на сьогодні є створення нових металевих, неметалевих і композитних матеріалів для реконструкції зношених ділянок газопроводів та розроблення технологій нанесення тонкого захисного покриття на внутрішню стінку трубопроводів.

Початкові проекти з побудови водневої інфраструктури в Німеччині та Нідерландах показали, що діючі газопроводи в цих регіонах не потребують нанесення покриття на внутрішню стінку. У Франції початкові проекти свідчать, що нанесення покриття на внутрішню стінку є оптимальним рішенням і дає можливість експлуатувати водневі трубопроводи під тиском, близьким до тиску, під яким експлуатуються газопроводи. Такі результати показують що універсальних рішень не існує.

Що стосується поліетиленових, полівінілхлоридних та еластомерних труб газових мереж то водень на їх довговічність не впливає. Такі труби придатні для транспортування водню при низьких тисках, хоча існує невизначеність щодо з'єднань труб [57]. Тому зношені ділянки сталевих трубопроводів газових мереж доцільно замінити або безтраншейно реконструювати поліетиленовими трубами.

Дослідження дифузії водню в багатошарові гнучкі композитні труби, показали, що армовані скло- або вуглецевими волокнами труби є перспективною альтернативою сталевим трубам за технічними характеристиками і вартістю. У багатошарову конструкцію можуть бути включені сенсори з дистанційним керуванням для моніторингу технічного стану гнучких композитних трубопроводів у реальному часі.

3. Використання водню

В енергію водень може бути перетворений згорянням або за допомогою паливних елементів. Також існують гібридні енергетичні системи, наприклад, газові турбіни поєднані з високо- або низькотемпературними стаціонарними паливними елементами.

Паливні елементи легко масштабувати, оскільки окремі елементи можна об'єднати разом, щоб забезпечити широкий діапазон потужності. Їх потужність може варіюватися від менше ніж 1 Вт для портативних пристроїв до багатьох мегават для великомасштабного стаціонарного виробництва електроенергії [58].

На сьогодні в світі є широкий спектр можливостей до використання водню в транспортному, енергетичному, промисловому, комунальному та комерційному секторах. Такі можливості постійно зростають та мають значний потенціал для подальшого зростання.

Водень можна використовувати в усіх видах транспорту – легкові і вантажні автомобілі, автобуси і поїзди, судноплавство і авіація. Для використання водню в транспорті можуть застосовуватись як паливні елементи, так і двигуни внутрішнього згоряння. Перевагами паливних елементів перед двигунами внутрішнього згоряння є те, що вони не мають рухомих частин, тихі, не потребують заміни мастила та вимагають мінімального обслуговування [58]. Завдяки високому тиску в баках водень має густину енергії, яка в декілька раз перевищує сьогоденні акумулятори. Тому перевагами водневих транспортних засобів над електричними є більший запас ходу і швидка заправка. Це зумовлює особливу актуальність водню для великогазових вантажівок, які здійснюють перевезення важких вантажів на великі віддалі. Також водень є доцільний у холодному кліматі, його добре застосовувати для великих платформ пасажирських транспортних засобів. Водень дає змогу транспортним засобам працювати без викидів у закритих приміщеннях. Для заправки водневих транспортних засобів треба влаштувати мережу заправних станцій. Серед легкових автомобілів на водневих паливних елементах працюють наступні моделі: Toyota Mirai, Hyundai Nexa, Honda Clarity, Mercedes-Benz GLC F-Cell, BMW Hydrogen Next.

Щодо поїздів, то водень особливо актуальний там, де побудова електрифікованої залізниці або неможлива або занадто дорога. У судноплавстві водень може застосовуватись для живлення силових систем на водневих паливних елементах та допоміжних систем живлення для кораблів. Крім використання водню на різних судах, його можна використовувати і в портах для заправлення вантажівок, виробництва електроенергії, берегового живлення суден у гавані. В авіаційному секторі водень може відігравати важливу роль, оскільки велика щільність енергії водню забезпечує значні переваги в якості авіаційного палива. Паливні

елементи можуть забезпечити енергією бортові системи, знижуючи загальне споживання пального. Також паливні елементи можуть застосовуватись для живлення безпілотних літальних апаратів або дронів [7].

Водень може також бути використаний для виробництва електроенергії (великомасштабного генерування електроенергії, розподіленої електроенергії поза мережею та резервного або аварійного електропостачання). Для цього можна застосовувати газові турбіни або паливні елементи. Особливо доцільні такі генератори при надлишку електричної енергії, що дозволяє керувати навантаженням і зберігати енергію. Це дозволяє розвивати нестабільну відновлювану енергетику. Тоді може бути вироблений водень і зберігатись, а у разі потреби використовуватись для виробництва електроенергії. Особливо таке поєднання доцільне з відновлюваними джерелами електроенергії для живлення віддалених об'єктів, невеликих населених пунктів.

Перевагами виробництва електроенергії з спалюванням водню є:

- можливість спалювати водень і газодневі суміші;
- неперервність подачі палива так як є можливість поєднання зі сховищем водню;
- здатність задовольняти великі потреби в електроенергії;
- можливість змінювати обсяги генерації.

Для великомасштабної генерації доцільні водневі турбіни. Газові турбіни внутрішнього згоряння, які можуть спалювати суміші водню та природного газу, зараз є доступними. Вони можуть працювати з обсягом водню в природному газі до 15 % і виробляти електроенергію, а також забезпечувати тепло для житлового, комерційного та промислового споживання. Щоб спалювати більший обсяг водню потрібні значні модифікації. Турбіни, здатні працювати на 100 % водню на сьогодні розробляються і очікуються до 2030 року.

Водень є перспективним для використання в металургії, оскільки для виробництва сталі використовують вугілля в доменних печах щоб перетворити залізну руду в залізо. Від 7 % до 9 % глобальних світових викидів парникових газів припадає на виробництво сталі. Також енерговитратним виробництвом, де може використовуватись водень, є виробництво цементу. 8 % викидів діоксиду вуглецю в світі припадає на виробництво цементу. Виробництво водню електролізом безпосередньо на великих промислових об'єктах має перевагу додаткової вартості. Наприклад, деякі з виробників можуть ви-

користувати кисень та/або тепло, які отримуються в процесі електролізу. Кисень може поліпшити згоряння в цементних печах [7]. Металургію і цементне виробництво доцільно декарбонізувати в найпершу чергу, оскільки в найближчому майбутньому на їх експортну продукцію буде накладено СВАМ.

Водень, газодневі суміші можна використовувати комунальними підприємствами для виробництва тепла, як котельне паливо, щоб здійснювати централізоване теплопостачання промисловості і населення. Це дасть змогу зменшити викиди опалювальних установок у забудованому середовищі. У побуті водень можна використовувати, як і природний газ, для опалення будинків, а також для приготування їжі.

Також водень використовують в якості хімічної сировини. З водню виробляють аміак, з якого, в свою чергу, виробляють добрива. На сьогодні у всьому світі більше половини виробленого водню витрачається на виробництво аміаку (зазвичай це сірий водень).

Обговорення і рекомендації

В Україні є достатньо перспективні можливості, щоб розвивати водневу енергетику і забезпечувати цим екологічно чистим енергоносієм не тільки внутрішній ринок, а і зробити водень своїм експортним товаром. Є всі природні ресурси, необхідні для отримання водню – це запаси викопного палива, можливості з постійного розвитку вітрової і сонячної енергетики, великі обсяги відновлюваної біомаси, прісна вода. Україна є сильний гравець в атомній енергетиці та має значні гідрогенеруючі потужності.

Різноманітні можливості з використання водню, його екологічна нейтральність підкреслюють надзвичайний потенціал водню. Цей потенціал розуміють в усьому світі, а тому інвестують у технології його виробництва, транспортування, зберігання та використання і такі технології весь час будуть розвиватись і ставати дешевшими. Гострою необхідністю таких інвестицій, швидких дій в напрямку розвитку водневої енергетики є негативні зміни клімату. Такі зміни надзвичайно важко прогнозувати, оскільки це є система, яка більше нагадує хаос, а математичні моделі, які описують такі системи, тільки зароджуються. Крім того, в міру погіршення клімату будуть додаватись багато непередбачуваних чинників. За словами одного з найбільших генії сучасності Ілона Маска, якщо є навіть 1 % імовірності того, що забруднення атмосфери призведе до досягнення кліматом точки біфуркації (точки неперерв-

ня), за якою може зникнути така надзвичайно крихка річ, як свідомість, то для чого ризикувати і продовжувати забруднювати довкілля. Аналізуючи зміни погоди останніх років і їх наслідки, можна прийти до висновків, що така імовірність набагато більша. Також чинником, який зумовлює гостру необхідність діяти в напрямку розвитку водневої енергетики, є взяті багатьма країнами зобов'язання в рамках Паризької угоди скорочення викидів парникових газів у короткостроковій перспективі до 2030 року та досягнення нульових викидів у довгостроковій перспективі до 2050 року розвинені країни, країни, що розвиваються, зокрема Україна, а також Китай до 2060 року, Індія до 2070 року. Імовірно, що залежно від динаміки погіршення клімату та тенденцій розвитку зелених технологій ці роки будуть скориговані в сторону зменшення. Також гострою необхідністю, яка буде спонукати до дій буде платіж за парникові викиди СВАМ, який незабаром буде введений на сталь, чавун, цемент, мінеральні добрива, електроенергію, алюміній. Очевидно, що з часом нинішня вартість квоти на викиди в ЄСТВ, яка сьогодні уже перевищила 60 євро за тону, буде тільки збільшуватись, а перелік товарів буде розширюватись. Ще одним чинником є сучасна вартість природного газу, яка періодично перевищує 2000 доларів за 1000 м³. Такі гострі необхідності є надзвичайно великим стимулом до інновацій, дій і розвитку водневої енергетики.

Проблемою старту водневої енергетики є те, що масове виробництво водню неможливо розпочинати у разі відсутності споживачів водню і водневої інфраструктури. Споживачі водню не з'являться, якщо немає виробників водню, водневої інфраструктури. Це так звана проблема “яйця і курки”. Тому потрібні демонстраційні пілотні водневі проекти з повним ланцюжком, які б дали можливість відпрацювати навички роботи з воднем, продемонстрували потенційним інвесторам, що Україна розпочинає рухатися в напрямку кліматичної нейтральності, забезпечує можливості для розвитку відновлюваних джерел енергії. Такі пілотні проекти будуть одним з аргументів щодо інвестицій.

Демонстраційні пілотні проекти доцільно розпочинати в місцях, де зосереджена промисловість, яка в великих обсягах забруднює довкілля і буде сплачувати платіж за парникові викиди СВАМ. Такий бізнес буде найбільше зацікавлений в доступі до водню. Також потрібно враховувати наявність в цих місцях зелених джерел електроенергії (якщо буде виробля-

тись зелений водень) або наявність інфраструктури для підведення необхідної кількості природного газу (якщо буде вироблятися синій водень) і наявність трубопроводів, які можна було б перевести у трубопроводи для відведення CO₂. Важливим чинником є наявність місць для зберігання як водню, так і CO₂ (у разі виробництва синього водню). Одними з найдоцільніших місць для зберігання водню є глибокі соляні пласти, соляні печери, шахти (щодо підземних сховищ газу то тут ще потрібні дослідження). Місцями для зберігання вуглекислого газу можуть бути соляні пласти, соляні печери, шахти, а також потрібні дослідження щодо зберігання вуглекислого газу у відпрацьованих газових і нафтових родовищ. Також потрібно звертати увагу на наявність газопроводів, які згодом можна було б перевести на транспортування водню і з'єднати ними декілька пілотних проєктів між собою. Це дасть змогу започаткувати регіональну водневу інфраструктуру, яка з часом переросте в національну. Для вибору таких місць треба залучати регіональні місцеві органи виконавчої влади, яким доцільно визначити потенційні можливості кожного регіону щодо розвитку водневої енергетики, оцінити перспективи розвитку вітрових, сонячних джерел енергії тоді у співпраці з газовою галуззю, науково-дослідними інститутами знайти оптимальні рішення з урахуванням наведених вище чинників. Необхідне формування бачення кожного регіону щодо своїх можливостей з урахуванням географії, газової інфраструктури, наявних виробництв зі значним викидом вуглекислого газу, потреб і можливостей зберігання як водню, так і вуглекислого газу (у разі виробництва синього водню). Потрібна розробка регіональних планів розвитку водневої енергетики, де треба визначити конкретні можливості виробництва та використання водню.

Потрібно рухатись в напрямку розвитку водневого транспорту, що дало б можливість зменшити загазованість, особливо у великих містах. Тут також виникає проблема "яйця і курки". Закупівлі автомобілів на водню не буде, оскільки нема мережі заправних станцій. Заправні станції нема змісту будувати, оскільки немає автомобілів, що працюють на водні. Тому також потрібні демонстраційні пілотні проєкти з будівництва заправних станцій на водню, що буде поштовхом для закупівлі автомобілів. Водень для заправної станції можна виробляти на місці мініелектролізною установкою, яка живиться від відновлюваних джерел енергії, або доставляти в автоцистернах з місць централізованого виробництва зеленого чи синього

водню. Доцільно місцевим органам виконавчої влади розглянути питання про закупівлю муніципального транспорту на водні, що б забезпечило роботою перші заправні станції. Сприяти декарбонізації транспорту будуть плани уряду заборонити імпорт і реєстрацію уживаних дизельних авто з 2027 року, а нових і уживаних бензинових і нових дизельних – з 2030 року [59].

Для напрацювання навиків з інтегрування водню в комунальне господарство, теплоенергетику, побут доцільно створювати демонстраційні пілотні проєкти, які б містили повний ланцюжок тільки споживачем був б населений пункт чи місто.

Для розвитку науки, освіти, набування знань, розуміння, яким чином працювати з воднем, доцільні малі демонстраційні пілотні проєкти на базі університетських кампусів, полігонах науково-дослідних інститутів.

Доцільні пілотні проєкти в напрямку переведення власного споживання енергії газовою галуззю на газоводневі суміші, чистий водень.

Напрацювавши навиків поведінки з воднем на пілотних демонстраційних проєктах потрібно їх масштабувати, щоб якомога швидше декарбонізувати українську економіку, побутове споживання енергоносіїв і до 2060 року виконати взяті зобов'язання по Паризькій угоді та стати кліматично нейтральною країною.

Потрібно швидко діяти, поки відкрито вікно можливостей з експорту водню в Європейський Союз. У водневій стратегії Європейського Союзу Україну визначено одним із потенційних партнерів з виробництва та постачання водню. Планується, що Україна повинна зіграти центральну роль у проєкті Green Deal і в середньостроковій перспективі поставити 7,5 ГВт зеленого водню в Європейський Союз [60]. Поряд із цим багато країн розробили експортно орієнтовані Національні водневі стратегії і будуть конкурентами України на Європейському ринку водню. Для прикладу Іспанія вже давно діє і інтенсивно залучає інвесторів до виробництва водню, що дало змогу запланувати і почати реалізовувати перші водневі проєкти.

Коли в Україні буде достатньо для експорту водню виробників цього газу, потрібний буде магістральний трубопровід. Будівництво нового магістрального трубопроводу для транспортування водню є надзвичайно високовартісним, то ж для цього потрібні значні інвестиції. За підрахунками експертів капітальні витрати на перебудову існуючого газопроводу становлять 10-25 % від вартості будівництва нового трубопроводу для транспортування водню.

Крім того, для будівництва нової інфраструктури для водню треба багато часу, що значно уповільнить темпи декарбонізації економіки, зменшить конкурентні можливості щодо експорту водню оскільки за цей час Європейські ринки можуть бути зайняті іншими країнами.

Визначитись із магістральним газопроводом для експорту водню і виконувати підготовку його треба якомога швидше, оскільки під час вибору місць для розгортання великих виробництв водню потрібно враховувати те, якими газопроводами буде транспортуватись вироблений водень до цього магістрального газопроводу. Якщо великомасштабне централізоване виробництво водню буде організовуватись біля атомних електростанцій, потрібно передбачати, яким чином водень транспортувати до вибраного магістрального газопроводу.

Потрібні дослідження впливу молекулярного водню на тверді сталі, з яких виготовлений кожний магістральний газопровід, зварні шви. Якщо буде встановлено, що воднева крихкість є небезпечною і може суттєво вплинути на довговічність, то доцільні розробки щодо матеріалів і ефективних та продуктивних технологій нанесення внутрішньотрубного бар'єрного покриття на стінку трубопроводу. Це можуть бути установки безповітряного розпилення, які здатні розпилювати полімерне покриття на внутрішню стінку газопроводів. Такі технології уже розроблені.

Також існує проблема, що від кожного магістрального газопроводу є відводи на населені пункти, виробничі підприємства і здійснюється їх газопостачання. У разі переведення магістрального газопроводу на водень неможливо буде виконувати таке газопостачання. Щоб вирішити цю проблему, можливі два варіанти. Перевести споживачів цього магістрального газопроводу на споживання водню, що надзвичайно проблематично і в коротко-, середньостроковій перспективі виконати складно. Іншим варіантом може бути вибирання такого маршруту для магістрального транспортування водню, де в одному технологічному коридорі декілька магістральних газопроводів. Тоді відвідні газопроводи до споживачів від магістрального газопроводу, який буде переводитись на водень, можна буде приєднати до газопроводу, яким і надалі буде транспортуватись природний газ.

У коротко- та середньостроковій перспективі при невеликих обсягах транзиту водню доцільно буде виділений газопровід обладнати існуючими в Україні поршневыми компресорами. У довгостроковій перспективі потрібно буде поршневі компресори замінити на оптимізо-

вані для водню турбокомпресори. Прогнозується, що такі турбокомпресори будуть доступні уже через кілька років.

Що ж до зберігання водню, то, щоб визначити, чи підземні сховища газу призначені для зберігання водню, на сьогодні ще потрібні дослідження. Загальновідомо, що найкращим варіантом зберігання водню є глибокі соляні пласти, де вимиванням солі водою влаштовують сховища, і соляні печери та шахти. У соляних покладах також зберігають і природний газ, тому ця технологія відпрацьована. В Україні природний газ зберігають в підземних сховищах, які влаштовані в місцях колишніх газових родовищ, тому соляні поклади не розглядались для зберігання природного газу. Потенціал соляних пластів, соляних печер та шахт в Україні щодо зберігання водню доцільно оцінити.

У коротко- і середньостроковій перспективі найкращим варіантом є виробництво синього водню, оскільки технології виробництва зеленого водню на сьогодні дорогі і малопродуктивні. Із часом вони стануть дешевшими і продуктивнішими, що дасть змогу перейти на виробництво тільки зеленого водню у довгостроковій перспективі. Також розвиток зеленого водню вимагає великої кількості відновлюваної електроенергії, що є проблемою в коротко- та середньостроковій перспективі, так як відновлювані джерела також потрібні для декарбонізації існуючого попиту на електроенергію. Виробництво синього водню дасть змогу максимально швидко відпрацювати навик роботи з воднем і видобути максимальну кількість природного газу до закривання вікна з використання природного газу загалом, коли енергетика повністю перейде на дешеві зелені джерела енергії і зелений водень, який будуть виробляти доступні дешеві та продуктивні електролізні установки. Очевидно, що вікно з використання природного газу почне інтенсивно закриватись в 30-ті роки, коли зелений водень почне набирати великих масштабів. Зелений водень у короткостроковій перспективі буде ефективний тільки там, де є надлишки зеленої енергії, або зелені джерела енергії неможливо під'єднати до загальної електричної мережі.

Потрібно оцінити потенціал України щодо довгострокового зберігання CO₂, який в коротко- і середньостроковій перспективі буде побічним продуктом під час виробництва синього водню. Це можуть бути сховища в соляних пластах, соляні печери, шахти, виснажені, відпрацьовані газові і нафтові родовища. Для визначення можливості масштабного зберігання вуглекислого газу у виснажених, відпрацьова-

них газових і нафтових родовищах ще потрібні дослідження, однак такий тренд сьогодні в світі зароджується особливо щодо морських відпрацьованих родовищ. У разі великих можливостей із зберігання вуглекислого газу і суттєвого зменшення або відсутності транзиту російського газу доцільно буде використати вікно можливостей з зберігання вуглекислого газу, який буде одержуватись в результаті виробництва синього водню в Європейському Союзі. Таке вікно можливостей зараз починає відкриватись і закритись коли енергетика Європи повністю перейде на зелений водень. Такий бізнес сьогодні зароджується в Європейському Союзі і в міру зростання виробництва синього водню буде масштабуватись. Для прикладу, у Національній водневій стратегії Норвегії зазначено, що синій водень більш раціонально виробляти поблизу місць його споживання, а тому Норвегія буде продовжувати експорт природного газу в Європейський Союз і розглядати можливість для транспортування вуглекислого газу з Європейського Союзу. Для такого транспортування CO₂ треба виділити працюючий газопровід, що зменшить експортні можливості Норвегії. Тому щоб не відбулось цього та для участі України в Європейському ринку з зберігання вуглекислого газу у разі малих обсягів транзиту природного газу доцільно розглядати можливість переведення одного з магістральних газопроводів на транспортування вуглекислого газу з Європейського Союзу в Україну і довгострокового його зберігання. Потрібна робота в напрямку розроблення безпечних технологій закачування CO₂ у відпрацьовані, виснажені газові, нафтові родовища, сховища в соляних пластах, соляні печери, шахти до максимально можливого тиску. Складається ситуація, що потрібно так оптимізувати роботу газовидобувного комплексу, щоб до закриття вікна можливостей по природному і вуглекислому газу (повного переходу енергетики на зелені джерела енергії і зелений водень) треба якомога більше видобути і використати природного газу (у тому числі на виробництво синього водню для потреб внутрішнього споживача і на експорт) та закачати у газові родовища вуглекислого газу (в тому числі вуглекислого газу з Європейського Союзу).

Потрібна робота з промисловістю, особливо з експортно орієнтованими виробниками, які будуть сплачувати СВАН в напрямку переорієнтації їхнього виробництва на споживання водню. Для цього треба вивчати світовий досвід використання водню в цих сферах, організовувати міжнародну співпрацю, залучати інвестиції.

У газопостачанні розпочато роботу з розроблення, випробування різноманітного обладнання газових мереж для роботи з газоводневими сумішами і отримано позитивні результати. Також було встановлено, що якщо вміст водню в природному газі становить до 20 %, то вплив на процеси транспортування, обліку та спалювання такої суміші практично відсутній. Трубопроводи газових мереж побудовані з труб із м'якої сталі, яка є стійкою до водневої крихкості. Очевидно, що проблемою є значна зношеність газових мереж. Тому перед переведенням їх на транспортування газоводневих сумішей, чистого водню необхідно буде виконати масштабне обстеження стінки труби і значний обсяг ремонтних робіт. Найефективнішими на сьогодні технологіями обстеження стінки труби є внутрішньотрубні технології, а ремонту, реновації трубопроводів газових мереж – безтраншейні технології. Особливо актуальні такі технології в міста, де багато газопроводів покладені під автодорогами, вимощеними тротуарами, історичними місцями та в інших важкодоступних місцях. Безтраншейними технологіями поліетиленові труби або поліетиленові рукави, які не зазнають негативного впливу водню, протягують або проштовхують у зношені сталеві трубопроводи. Такі технології дали б змогу ефективно вирішити не тільки проблему переведення зношених газових мереж на водень, а й проблему недовантаження газових мереж, оскільки діаметр нової поліетиленової труби є менший старої сталеві. Однак проблема полягає в тому, що в Україні практично не розвинуті такі технології. Це обумовлено тим, що кожна компанія чи газова, чи водоканал або компанія з тепlopостачання самі обстежують і ремонтують свої трубопроводи наявними в них технологіями. Натомість у багатьох країнах Європейського Союзу, США тощо уже давно сформувались вузькоспеціалізовані приватні компанії, які займаються тільки внутрішньотрубною діагностикою або безтраншейним ремонтом чи реновацією трубопроводів, а оператор тієї чи іншої трубопровідної мережі (газ, вода, тепло, каналізація тощо) у разі потреби викликає спеціалістів цієї компанії і здійснює контроль якості виконаних робіт. Натомість в Україні кожна компанія сама виконує роботи і сама контролює свої трубопроводи, що є причиною не тільки відсутності розвитку ефективних технологій, а й впливає на якість робіт.

Для забезпечення безпеки споживання водню необхідно відпрацьовувати можливості з установлення давачів загазованості, які повинні бути встановлені в кожному приміщенні, кла-

панів-відсікачів постачання водню в конкретне приміщення.

Необхідна спільна робота газової галузі і електроенергетичної в напрямку синергії між газовими та електричними мережами, побудови так званих смарт газових мереж, щоб забезпечити більш гнучкі резервні та збалансовані потужності, розвивати відновлювану енергетику. Таку синергію можна реалізувати шляхом виробництва водню з надлишків електроенергії за допомогою електролітичних установок та генерації електроенергії шляхом спалювання водню в газових турбінах або застосуванням водневих паливних елементів.

Доцільною є робота щодо розвідки золотого водню в Україні.

У науці доцільно зосередити дослідження на питаннях впливу змішування водню з природним газом на режимні параметри транспортування суміші, впливу водню на стінку труб і зварні шви, особливо магістральних газопроводів, інші матеріали. Необхідні дослідження щоб визначити можливість зберігання водню в підземних сховищах газу. Потрібні розробки, які б дали змогу зберігати вуглекислий газ у відпрацьованих газових і нафтових родовищах, водень, вуглекислий газ у соляних покладах, соляних печерах, шахтах. Доцільні дослідження впливу додавання водню в природний газ на роботу газових турбін, технологічного обладнання газопроводів, приладів споживання. Необхідні дослідження пов'язані з безпекою, герметичністю трубопроводів. Потрібні розробки дешевих, ефективних і довговічних технологій використання водню в різних галузях промисловості, особливо металургії, цементній галузі, хімічній промисловості тощо.

Необхідний постійний пошук потенціалу щодо виробництва та використання водню в Україні.

У міру розвитку водневої енергетики дослідники, інвестори і виробники будуть показувати нові технічні досягнення, які ще більше будуть прискорювати розвиток водневої енергетики.

Результати наукових досліджень дадуть змогу розвинути нормативну базу, модернізувати існуючі та розробити нові стандарти, які будуть встановлювати вимоги до виробництва, транспортування, зберігання та використання водню, його якості. Якщо в газову мережу буде ще додаватись біогаз то до якості цього газу і мультигазової суміші. Технічно обґрунтовані норми і стандарти будуть основою для безпечного впровадження і комерціалізації водню і пов'язаних з ними технологій.

В освіті необхідне формування інтелектуального середовища, щоб формувати потужну базу знань в сфері водневої енергетики. Потрібно розробити компетентності та кваліфікації, створити водневу освітньо-професійну програму, курси підвищення кваліфікації фахівців газової галузі. Щоб надавати якісну освіту, потрібно розробити навчальні матеріали, в тому числі навчальні матеріали щодо безпечних методів роботи з воднем. Точна та чітка інформація повинна бути доступна кожному, хто цікавиться навчанням, пов'язаним з водневою енергетикою, підвищенням кваліфікації. Потрібне поширення обізнаності про такі можливості. Також потрібне поширення обізнаності про водень серед широкої громадськості, щоб започаткувати розвиток довіри громади до водню, соціальне сприйняття водню, формування розуміння вигоди, необхідності переходити на водневі технології чи то в транспорті чи бізнесі або побуті, знати питання безпеки. Тут не потрібно виключати і студентів, викладачів, працівників галузі тощо. Потрібно підвищити глобальну обізнаність, популяризувати знання і технології щодо побудови водневої енергетики. Тут доцільним є створення пілотних демонстраційних проєктів з повного ланцюжка виробництва і використання водню на базі університетського кампусу. Це дало б змогу наглядно демонструвати переваги водню, безпечність водневих технологій, їх доцільність і кліматичну нейтральність, що б підвищило соціальне сприйняття водню.

Треба формувати розуміння у різних галузях промисловості необхідності переходу на кліматично нейтральні джерела енергії, необхідності пошуку шляхів цього здійснення.

Для старту такої освітньої діяльності, старту університетських водневих наукових досліджень та організації пілотних демонстраційних проєктів потрібна цільова підтримка.

У довгостроковій перспективі доцільно розглядати можливість створення водневих центрів.

Питання побудови водневої енергетики є надзвичайно складне, глобальне і багаторівневе, а тому для його вирішення потрібна надзвичайно тісна співпраця між урядом, газотранспортними, газовидобувними, газорозподільними компаніями, підприємствами, які будуть використовувати водень у великих кількостях, регіональними органами виконавчої влади, науково-дослідними інститутами, освітніми закладами. Також потрібна міжнародна співпраця. Очевидно, що вказівником має бути Національна воднева стратегія, яку вже мають багато

країн. Тоді доцільно буде визначити, які країни мають подібні стратегії (експортно чи імпоротно орієнтовані, або орієнтовані на власний ринок), будуть рухатись в подібному напрямку і максимально налагоджувати співпрацювати з ними. Потрібен обмін набутими знаннями між освітніми закладами, науково-дослідними інститутами та газовими компаніями, споживачами водню, міжнародна співпраця.

Висновки

Найважливішу роль у побудові водневої енергетики повинна відіграти газова галузь України, вона повинна стати лідером цього процесу. Для цього її треба трансформувати в напрямку водневої енергетики. Вона повинна максимально залучатись або й організовувати перші демонстраційні проекти, масштабувати успішні проекти таким чином, щоб створити регіональну, а згодом і національну водневу інфраструктуру, залучатись до виробництва водню, особливо в коротко- і середньостроковій перспективі синього водню для чого в неї є усі ресурси (газ, можливості з зберігання вуглекислого газу), зобов'язана поєднати виробників і споживачів водню, зокрема надати доступ до водню найперше виробникам, які будуть експортувати товари і сплачувати платіж за парникові викиди СВАН, тоді іншому бізнесу, транспортному сектору, комунальним і побутовим споживачам щоб Україна виконала свої зобов'язання в рамках Паризької угоди. Повинна забезпечити транзитні можливості для експорту водню, а також за необхідності і можливості щодо транзиту вуглекислого газу з Європейського Союзу в місця його зберігання в Україні, забезпечити можливості з довгострокового зберігання великих обсягів водню, вуглекислого газу. Чим раніше розпочнеться розгортання процесів з трансформації газової галузі, тим швидше буде досягнуто розуміння технічних проблем, знайдено шляхи їх подолання, розпочато масштабування успішних водневих проектів.

Для швидкої і успішної трансформації газової галузі в напрямку водневої енергетики сприятливими чинниками є наявність в Україні газотранспортних, газовидобувних, газорозподільних компаній, науково-дослідних інститутів, освітніх закладів, розгалуженої газотранспортної системи, яка інтегрована з міжнародними енергетичними ринками та поєднана з розгалуженими газовими мережами, сховищами газу. На сьогодні газотранспортна система має багато резервних можливостей, а тому треба шукати шляхи їх використання. В умовах

сучасності сформувалась нова генерація кваліфікованих фахівців та є достатньо кваліфіковані працівники з значним технічним досвідом в енергетичному секторі, які можуть швидко освоювати навички безпечної роботи з воднем.

Така трансформація буде сприяти швидкому розвитку відновлюваних джерел енергії, забезпечувати максимальну стабільність, гнучкість енергосистеми загалом.

Водень є сучасним світовим енергетичним, екологічним трендом який надзвичайно швидко набуває силу, потужність і масштаби якого сьогодні тільки наближено оцінюють провідні аналітики. Не слідувати за цим потужним трендом викине українську енергетичну систему і певною мірою енергетично залежну економіку на периферію цивілізованості, значно ускладнить або унеможливить виконання затвердженого урядом Національного внеску України до Паризької угоди щодо скорочення викидів парникових газів до рівня 35 % порівняно з 1990 роком до 2030 року і дані Україною в Глазго зобов'язання щодо вуглецевої нейтральності до 2060 року.

Література / References

1. <https://www.epravda.com.ua/news/2021/10/29/679216/>
2. <https://www.eurointegration.com.ua/experts/2021/12/13/7131421/>
3. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe: Brussels, 2020. 24 p.
4. The National Hydrogen Strategy / Federal Ministry for Economic Affairs and Energy of Germany, 2020. 32 p.
5. Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r, 2020. 50 p.
6. UK Hydrogen Strategy: Crown copyright, 2021. 121 p.
7. Hydrogen strategy for Canada, 2021. 141 p.
8. The Norwegian Government's hydrogen strategy / Norwegian Ministry of Petroleum and Energy and Norwegian Ministry of Climate and Environment. 55 p.
9. Australia's national hydrogen strategy: Commonwealth of Australia, 2019. 136 p.
10. <https://www.dsnews.ua/future/reakciya-zameshcheniya-kak-izmenitsya-nash-mir-posle-pobedy-vodoroda-nad-karbonom-09032021-418131>
11. Program Manager Hydrogen Gasunie in a transitioning energy market / R. Schutte: Brussel, 2018. 7 p.
12. Veijer J. Synergy Action TSO: Salzburg, 2018. 7 p.

13. <https://renewablesnow.com/news/bp-preps-big-green-hydrogen-project-in-uk-with-60-mw-initial-phase-763167/>
14. <https://www.h2bulletin.com/bp-to-develop-h2teesside-1-gw-blue-hydrogen-production-project/>
15. <https://economics.segodnya.ua/economics/enews/ssha-nachali-zahvat-evropeyskogo-rynka-budut-proizvodit-v-ispanii-zelenyy-vodorod-1527728.html>
16. <https://renen.ru/equinor-planiruet-pervuyu-v-mire-krupnyuyu-elektrostantsiyu-na-100-vodorode/>
17. Leeds City Gate H21 : Report. Interactive-executive summary, 2016. 375 p.
18. The GRHYD project Grid Management by Hydrogen Injection for Reducing Carbonaceous Energies Isabelle ALLIAT, ENGIE Lab CRIGEN. Berlin: OFAT, 2017. 25 p.
19. <https://www.engie.com/en/businesses/gas/hydrogen/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project>
20. HyDeploy Project Gas Network Innovation Competition: Cadent Second Project Progress Report (PPR), 2018. 28 p.
21. Isaac T. HyDeploy: The UK's First Hydrogen Blending Deployment Project. *Clean Energy Journal*. 2019. 3:2. P. 114–125.
22. <https://www.ans.org/news/article-2459/nuscale-modules-hydrogen-production-numbers-updated/>
23. <https://www.h2greensteel.com/>
24. <https://www.siemensgamesa.com/products-and-services/hybrid-and-storage/green-hydrogen>
25. <https://www.airbus.com/en/innovation/zero-emission/hydrogen/zeroe>
26. https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20191211_3487
27. <https://teco2030.no/>
28. <https://www.epravda.com.ua/news/2021/04/12/672883/>
29. <https://www.railway-technology.com/features/video-uk-launches-first-hydrogen-powered-train-hydroflex/>
30. <https://www.toyota-europe.com/world-of-toyota/articles-news-events/2020/mirai-2020>
31. https://news.infocar.ua/poslushayte_kak_zvuchit_toyota_corolla_s_dvigatелем_na_vodorode_142876.html
32. <https://mind.ua/news/20223567-nimechchina-j-ukrayina-uzgodili-pershij-proekt-z-virobnictva-vodnevo-go-paliva>
33. <https://www.epravda.com.ua/projects/greendeal/2021/11/3/679329/>
34. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>
35. Crisostomi E., Raugi M., Franco A., Giunta G. The smart gas grid: State of the art and perspectives. *4th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 2013, 6-9 October, Copenhagen, 5 p.
36. <https://www.epravda.com.ua/projects/greendeal/2021/07/23/676200/>
37. U.S. Department of Energy. February 2020. Hydrogen and Fuel Cells Program Record 19009. "Hydrogen Production Cost From PEM Electrolysis -2019", 2020. 15 p.
38. <https://www.thetimes.co.uk/article/british-scientists-lead-the-way-in-hydrogen-gold-rush-frj2v8hts>
39. <https://www.earth.ox.ac.uk/2021/09/gold-hydrogen-oxford-earth-sciences-in-the-times>
40. <https://ryzehydrogen.com/2020/12/16/hydrogen-fund-backs-exploration-of-gold-hydrogen-in-spain>
41. <https://www.epravda.com.ua/projects/greendeal/2021/12/29/681028/>
42. Odgen J., Myers Ja., Scheitrum D., McDonald Z., Miller M. Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel. Insights from the literature. *Energy Policy*. 2018. 115. P. 317–329.
43. Winkler-Goldstein R., Rastetter A. Power to gas: the final breakthrough for the hydrogen economy. *Green*. 2013. 3(1). P. 69–78.
44. <https://www.industrie-techno.com/article/grhyd-atteint-les-20-d-hydrogene-dans-le-reseau-de-gaz.56465>
45. Impact of hydrogen admixture on combustion processes – Part I: Theory. Testing Hydrogen admixture for Gas Applications Deliverable: D2.2 Status: Final, Dissemination level, 2020. 30 p.
46. Kuczyński S., Łaciak M., Oliynyk A., Szurlej A., Włodek T. Thermodynamic and Technical Issues of Hydrogen and Methane-Hydrogen Mixtures Pipeline Transmission energies. *Energies*. 2019. 12. P. 569–590.
47. TF_CM3TK-121 Guidance Note on Energy Determination when Non-Conventional Gases are injected into the Gas Network. Marco-gaz. Technical association of the European natural gas industry, 2020. 26 p.
48. Paul E., Dodds A. Ste'phanie Demoullin-Conversion of the UK gas system to transport hydrogen. *International journal of hydrogen energy*. 2013. 38. P. 89–100.
49. Technical memorandum NO. 1785 Concepts NREC Project No. 10195 Prepared for: The Department of Energy (DOE) Project Director: Colin Osborne Project Manager: Francis A. Di Bella. Development of a centrifugal hydrogen pipeline gas compressor final report, 2015. 181 p.

50. <https://www.turbomachinerymag.com/view/readying-pipeline-compressor-stations-for-100-hydrogen>
51. Hydrogen infrastructure –the pillar of energy transition. The practical conversion of long-distance gas networks to hydrogen operation. Siemens-energy, 2021. 26 p.
52. European Hydrogen Backbone How a dedicated hydrogen infrastructure can be created july, 2020. 29 p.
53. Department of Energy Hydrogen Program Plan, 2020. 56 p.
54. WG-STO-16-08 (D085) Guidance Injection of Hydrogen/natural gas admixtures in Underground Gas Storage (UGS) MARCOGAZ8th May, 2017. 13 p.
55. https://rus.lb.ua/economics/2019/10/28/440848_vitrenko_sluchae_prekrashcheniya.html
56. WG_HLS-268 Detection and measuring of pure hydrogen and blends of natural gas with hydrogen April 2021 Marcogaz, 2021. 5 p.
57. Carbon monoxide and syngas pipeline systems IGC Doc 120/04/E Globally harmonised document. European industrial gases association. EIGA, 2004. 81 p.
58. Japan's Hydrogen Society Ambition: 2020 Status and perspectives. Ifri, 2020. 24 p.
59. <https://finbalance.com.ua/news/u-kabmini-proponuyut-zaboroniti-import-i-restratsiyu-dizelnikh-ta-benzinovikh-avto>
60. <https://mind.ua/news/20223565-nimechchina-proponue-zbilshiti-dopomogu-ukrayini-v-obmin-na-znyattya-sankcij-ssha-proti-pivnichnogo-potoku>

ОСОБЛИВОСТІ ПРОЦЕСУ ПЕРФОРАЦІЇ СВЕРДЛОВИН СТРУМЕНЕМ РОЗЧИНУ ПОЛІМЕРУ

В. Г. Погребняк*, І. І. Чудик, А. В. Погребняк, І. В. Перкун

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. +38 050 1351545,
e-mail: VGPogrebnyak@gmail.com

Отримані нові знання з динаміки розчинів полімерів у модельних умовах течії крізь сопла гідроперфоратора, які формують високошвидкісний струмінь, стали основним науковим підґрунтям для обґрунтування водополімерного способу гідроперфорації свердловин нафти і газу. Дослідження реакції розчинів полімерів на гідродинамічний вплив з розтягом дозволило сформулювати структурну концепцію, «спільним знаменником» якої є сильний деформаційний вплив гідродинамічного поля з розтягом на макромолекулярні клубки, що, за теорією нерівноважної термодинаміки, повинно породжувати прояв своєрідної гумоподібної високоеластичності. Вивчено особливості гідродинамічної поведінки водних розчинів полімеру при течії в модельних умовах струменеформуючих сопел гідроперфоратора. Фотографії картин течії водного розчину поліетиленоксиду у вхідній ділянці сопла, отримані у схрещених поляріодах, свідчать про локалізацію подвійної променезаломлюючої зони поблизу осі потоку. Експериментально доведено можливість переходу в сильно розгорнутий стан клубків макромолекул поліетиленоксиду в умовах вхідної ділянки сопла гідроперфоратора. Відношення вимірюваного подвійного променезаломлювання до гранично можливого сягає 0,35–0,46, що відповідає 60–70% ступеня розгорнутості макромолекулярних клубків. З'ясовано механізм перфорації свердловин нафти і газу високошвидкісним струменем водного розчину полімеру. Доведено, що механізм високої ріжучої здатності високошвидкісного струменя водного розчину полімеру полягає в руйнівній дії динамічного тиску водополімерного струменя, «армованого» сильно розгорнутими макромолекулярними ланцюгами у вхідних ділянках сопел гідроперфоратора під дією розтягуючої течії. Експериментальна апробація запропонованого способу перфорації нафтогазових свердловин високошвидкісним струменем водного розчину поліетиленоксиду підтвердила практичну і економічну доцільність його використання.

Ключові слова: свердловина нафти і газу, макромолекулярний ланцюг, променезаломлююча зона, сопла гідроперфоратора, струмінь розчину полімеру.

Полученные новые знания по динамике растворов полимеров в модельных условиях течения через струеформирующее сопло гидрореперфоратора стали научной основой для обоснования водополимерного способа гидрореперфорации скважин нефти и газа. Исследование реакции растворов полимеров на гидродинамическое воздействие позволило сформулировать структурную концепцию, «общим знаменателем» которой стало мощное деформационное воздействие гидродинамического поля с растяжением на макромолекулярные клубки, что, с точки зрения неравновесной термодинамики, должно порождать проявление своего рода резиноподобной высокоэластичности. Изучены особенности гидродинамического поведения водных растворов полимера при течении в модельных условиях струеформирующих сопел гидрореперфоратора. Фотографии картин течения водного раствора полиэтиленоксида во входной области сопла, полученные в скрещенных полярископах, свидетельствуют о локализации двойной лучепреломляющей зоны вблизи оси потока. Экспериментально доказана возможность перехода в сильно развернутое состояние макромолекул полиэтиленоксида в условиях входной области сопла гидрореперфоратора. Отношение измеренного двойного лучепреломления к предельно возможному достигает 0,35–0,46, что соответствует 60–70% степени развернутости макромолекулярных клубков. Выяснен механизм перфорации скважин нефти и газа высокоскоростной струей водного раствора полимера. Доказано, что механизм высокой режущей способности высокоскоростной струи водного раствора полимера заключается в разрушительном действии динамического давления водополимерной струи, «армированной» сильно развернутыми макромолекулярными цепями во входной области сопел гидрореперфоратора под действием растягивающего течения. Опытная апробация предложенного способа перфорации скважин нефти и газа высокоскоростной струей водного раствора полиэтиленоксида подтвердила практическую и экономическую целесообразность его использования.

Ключевые слова: скважина нефти и газа, макромолекулярная цепь, лучепреломляющая зона, сопла гидрореперфоратора, струя раствора полимера.

New data on the polymer solutions' dynamics in the model conditions of flow through the hydroperforator nozzles, which form a high-velocity jet, has become the main scientific basis for substantiating the water-polymer method of hydroperforation of oil and gas wells. The study of the reaction of polymer solutions to tension hydrodynamic influence allowed us to formulate a structural concept, the "common denominator" of which is the strong deformation effect of tension hydrodynamic field on macromolecular coils, which, according to nonequilibrium thermodynamics, should cause a particular kind of rubber-like high elasticity. Peculiarities of hydrodynamic behaviour of aqueous polymer solutions in model conditions of flow through jet-forming nozzles have been studied. The flow photographs of polyethylene oxide aqueous solution in the nozzle inlet, obtained in crossed polaroids, indicate the localization of the birefringent zone near the flow axis. The possibility of transition to a highly developed state of the tangle of polyethylene oxide macromolecules in the conditions of the inlet section of the nozzle of the hydroperforator has been experimentally proved. The ratio of the measured birefringence to the maximum possible reaches 0.35–0.46, which corresponds to 60–70% of the macromolecular coils deployment degree. The mechanism of perforation of oil and gas wells by a high-velocity jet of an aqueous polymer solution has been elucidated. It has been proved that the high cutting ability mechanism of the aqueous polymer solution high-velocity jet is the destructive effect of the dynamic pressure of water-polymer jet "reinforced" by highly developed macromolecular chains in the inlet hydroperforator nozzles under the action of tensile flow. Experimental testing of the well perforation method by a high-speed jet of the polyethylene oxide aqueous solution has confirmed the practical and economic feasibility of its use.

Keywords: oil and gas well, macromolecular chain, refractive zone, hydroperforator nozzles, polymer solution jet.

Вступ

У процесі гідроперфорації свердловин нафти і газу як ріжучий орган використовується високошвидкісний струмінь рідини. Від властивостей технологічної рідини залежить здатність до отримання необхідних гідродинамічних характеристик гідроструменя, які забезпечують максимальну продуктивність і найкращу якість перфорації з найменшими енерговитратами на формування струменя. Мінімізація енергетичних витрат, передусім, повинна забезпечуватися за рахунок пониження робочого тиску рідини перед соплом гідроперфоратора, що відповідає технологічним вимогам до перфорації нафтогазових свердловин. Тому вибір типу і складу руйнуючої рідини є одним з основних питань, яке необхідно вирішувати під час розроблення технологічного процесу перфорації свердловин нафти і газу.

Як руйнуюча рідина при гідроперфорації свердловин нафти і газу може використовуватися вода з домішками абразиву [1]. Введення у водяний струмінь абразивних добавок суттєво розширює технологічні можливості процесу перфорації свердловин. Досвід застосування гідропіскоструминної перфорації (ГПСП) свердловин нафти і газу виявив значні переваги порівняно з іншими способами перфорації, наприклад з використанням вибуху кумулятивних зарядів. Проте цей спосіб має і суттєвий недолік – інтенсивне гідроабразивне зношування внутрішніх поверхонь насосно-компресорних труб, арматури і обладнання, які використовуються під час приготування, транспортування та використання ріжучої рідини. В результаті гідроабразивного зношування збільшується діаметр і профіль отворів сопл, які формують

ріжучий струмінь, що призводить до поступового зменшення швидкості руху гідроабразивного струменя і, як наслідок, до погіршення процесу формування каналів в обсадних колонах нафтогазових свердловин та збільшення загального часу перфорації. Також виникає необхідність у додаткових витратах на сопла та на збільшення кількості спуско-підіймальних операцій для їх заміни. Ще одним недоліком є глибоке проникнення абразивних частинок піску в породу сформованих каналів, що погіршує віддачу пласта. Все це призводить до збільшення ресурсоенергоємності процесу гідроперфорації свердловин нафти і газу.

Аналіз останніх досліджень і публікацій та висвітлення невирішених проблем

Недоліки ГПСП можна усунути, якщо ріжучий гідроабразивний струмінь замінити на струмінь розчину полімеру [2–4]. При цьому полімер має бути безпечною речовиною та дозволенним для використання в нафтогазовій галузі. Таким полімером можна вважати поліетиленоксид (ПЕО), поліакриламід (ПАА), гідролізований поліакриламід (ГПАА) та інші. Наприклад, ПЕО є безпечною речовиною, яка використовується як флокулянт для очищення і знезараження питної води та загусник в харчовій промисловості, при виготовленні фармацевтичних виробів тощо [5].

На жаль, наші сучасні уявлення про поведінку макромолекул в умовах збіжної течії, яка реалізується у вхідній ділянці струменеформуєчого сопла гідроперфоратора, далекі від досконалості. Однак, на даний час відбувається перехід від накопичення експериментальної інформації до розуміння фізико-хімічної сутно-

сті особливостей, які виникають при збіжній течії розчинів полімерів, і встановлення основних закономірностей прояву при цьому гумоподібної високоеластичності. Для розуміння реофізики прояву ряду особливостей у гідродинамічній поведінці розчинів полімерів при їх течії крізь струменеформуюче сопло гідроперфоратора потрібні нові знання, які б дозволили розробити технологію перфорації свердловин нафти і газу високошвидкісним струменем розчину полімеру за умови ресурсоенергозбереження та екологічності видобування вуглеводнів.

Особливий науковий і практичний інтерес становлять динамічні фазові переходи, в результаті яких виникають структури, далекі від рівноважних. Можливість протікання доводить нерівноважна термодинаміка. Однак ці переходи добре вивчені лише в концентрованих полімерних розчинах.

Найбільш суттєвими є результати вивчення структурних змін в розчинах полімерів під дією гідродинамічного поля, отримані в роботах [6], де доведено можливість протікання динамічних фазових переходів в умовах поздовжнього гідродинамічного поля. Однак, цей результат відноситься до однорідного поздовжнього поля, а не до збіжної течії, яка здійснюється у вхідній ділянці сопла гідроперфоратора.

Викладене свідчить про актуальність досліджень природи високої руйнівної здатності водополімерного струменя. За результатами огляду збіжної [7] і турбулентної течій розчинів полімерів [8] та використання полімерних домішок для різання матеріалів [2, 4, 9] стає очевидним, що до розроблення технології високо-ефективної перфорації свердловин нафти і газу можна підійти, використовуючи для цього спостережувані особливості в гідродинамічній поведінці розчинів полімерів при поздовжній течії, яка здійснюється у вхідній ділянці струменеформуючого сопла гідроперфоратора.

Мета дослідження

Опираючись на вищенаведене, **основною метою роботи** є встановлення особливостей процесу перфорації свердловин нафти і газу високошвидкісним струменем розчину полімеру, знання яких необхідне для розуміння механізму прояву високої руйнівної здатності струменя водного розчину полімеру.

Методи та матеріали

У ході проведення експериментальних досліджень було використано такі технічні засоби: водомет, який забезпечував тиск у струменеформуючому соплі – 450 МПа і середню

швидкість струменя – до 350 м/с; створений на основі установки УРГ-3020 гідростенд з робочим тиском до 500 МПа і можливістю змінювати та контролювати як інтегральні, так і диференціальні параметри процесу руйнування різних матеріалів водополімерним струменем [4]; оптико-механічний комплекс для вивчення особливостей течії розчинів полімеру в модельних умовах струменеформуючих сопел різних конфігурацій; поляризаційно-оптична установка для вивчення динаміки макромолекул полімеру у модельних умовах вхідної ділянки різних за конфігурацією сопел гідроперфоратора; капілярні та ротаційні віскозиметри для реологічних вимірів; спеціальний гідродинамічний комплекс для дослідження структури течії розчинів полімерів у модельних умовах струменеформуючих сопел гідроперфоратора.

Про ступінь розгорнутості макромолекулярних ланцюгів ПЕО судили за співвідношенням

$$\frac{\Delta n}{\Delta n_{\infty}}, \text{ де } \Delta n - \text{виміряне подвійне променеза-}$$

ломлення (ППЗ), Δn_{∞} – гранично можливе ППЗ, розраховане для концентрації використаного водного розчину ПЕО. Слід зазначити, що під час розрахунку Δn_{∞} для водних розчинів ПЕО необхідно враховувати ефекти ППЗ, що виникають внаслідок різниці між показниками заломлення ПЕО і його розчинника – води. ППЗ водного розчину ПЕО, що піддається одновісній деформації, обумовлене оптичною анізотропією і орієнтацією сегментів макромолекул ПЕО, розраховували за формулою [10]:

$$\Delta n = \frac{2\pi}{9} \frac{(n_c^2 + 2)^2}{n} (\alpha_1 - \alpha_2) N^* F_0. \quad (1)$$

Тут n_c – показник заломлення розчину, $(\alpha_1 - \alpha_2)$ – різниця між поляризованістю сегментів, N^* – їх число в одиниці об'єму, $F_0 = \frac{(3 \cos^2 \gamma' - 1)}{2}$ – параметр орієнтації сегментів, $\langle \cos^2 \gamma' \rangle$ – середньоквадратичний косинус кута γ' орієнтації сегментів, відлічуваний відносно головного напрямку розтягування розчину. Величина $(\alpha_1 - \alpha_2)$ визначається як [11]:

$$(\alpha_1 - \alpha_2) = (\alpha_1 - \alpha_2)_{\ell} + (\alpha_1 - \alpha_2)_f + (\alpha_1 - \alpha_2)_{fs}, \quad (2)$$

де $(\alpha_1 - \alpha_2)_{\ell}$ – різниця між поляризованостями сегмента, обумовлена його власною оптичною анізотропією; $(\alpha_1 - \alpha_2)_f$ і $(\alpha_1 - \alpha_2)_{fs}$ –

внесок в різницю поляризованостей сегмента, обумовлені анізотропією макроформи молекулярного ланцюга і анізотропією самого сегмента (анізотропією мікроформи).

Згідно з [12] $(\alpha_1 - \alpha_2)_f \rightarrow 0$ для гранично розгорнутого стану макромолекули, а

$$(\alpha_1 - \alpha_2)_{fs} = \left(\frac{n_p^2 - n_s^2}{4\pi \cdot n_s} \right) (L'_2 - L'_1) \frac{M_s}{\rho_p N_A}, \quad (3)$$

де n_p і n_s – показники заломлення ПЕО і розчинника – води; L'_1 і L'_2 – коефіцієнти, які залежать від асиметрії форми сегмента; N_A – число Авогадро; M_s – молекулярна маса сегмента ПЕО; ρ_p – густина ПЕО.

При розрахунках Δn_∞ для водних розчинів ПЕО приймали $(\alpha_1 - \alpha_2) = 18 \cdot 10^{-25} \text{ см}^3$ [13]; $M_s = 308$; $\rho_p = 1,12 \text{ г/см}^3$; $n_s = 1,338$; $n_p = 1,46$. Значення $L'_2 - L'_1$, рівне 5,4, було визначено за наведеною у [12] залежністю $(L'_2 - L'_1)$ від p , де p – відношення довжини сегмента до його поперечного розміру. Було знайдено $\Delta n_\infty = 4,12 \cdot 10^{-2} \text{ г/см}^3$. Внесок анізотропії мікроформи сегмента ПЕО у значення Δn_∞ приблизно дорівнює 36 % [14].

Було досліджено розчини ПЕО з молекулярними масами $4 \cdot 10^6$ і $6 \cdot 10^6$. Концентрація полімеру варіювалася від 0 до 0,1 %. Розчини з повністю розчиненим до потрібної концентрації ПЕО готували в темному посуді шляхом розбавлення раніше приготованих 0,1 % розчинів полімеру впродовж 7–8 діб. Оскільки водні розчини ПЕО (та інших полімерів) значно змінюють свої властивості при тривалому зберіганні, як стабілізатор використали 0,05 % домішку йодистого калію, яка практично повністю виключає старіння ПЕО у воді, не впливає на гідродинамічну активність полімера [15].

Виклад основного матеріалу

Перфораційні роботи проводили на лабораторних стендах. Для формування високошвидкісного потоку рідини використовували лабораторний гідростенд на основі установки УРГ-3020 з робочим тиском до 500 МПа. Використовували багатошарову модель перешкоди (мішені), на якій випробовували ефективність перфорації, яка була сформована з листа товщиною 10 мм із сталі категорії міцності Д згідно з ГОСТ 632-80, шару бетону товщиною 20 мм аналога цементного кільця, і шару породи

у вигляді кернів (міцність на стискання 600 кг/см^2) загальною товщиною 800 мм [3,16].

Результати, отримані під час формування каналу у тілі модельної перешкоди водополімерним струменем ПЕОз концентрацією 0,0025% – 0,008% та молекулярною масою $6 \cdot 10^6$, що витікає з тиском 200 МПа крізь струменеформує сопло діаметром $3 \cdot 10^{-3}$ і часом проведення перфорації 10 хв., наведені в табл. 1.

Таблиця 1 – Вплив концентрації ПЕО на довжину сформованого каналу в модельній перешкоді

№ досліджу	$C_{\text{ПЕО}}, \%$	Довжина сформованого каналу, мм
1	0,0025	245
2	0,003	385
3	0,005	405
4	0,007	430
5	0,008	435

Зменшення концентрації ПЕО нижче 0,003% різко знижує ефективність процесу перфорації. Збільшення концентрації вище 0,007% суттєво не впливає на ефективність формування каналу, і є неефективним з точки зору раціонального використання ПЕО.

Також формування каналу у тілі модельної перешкоди водополімерним струменем ПЕО з концентрацією 0,005 % проводили за різних тисків ріжучої рідини. Результати наведені у табл. 2.

Таблиця 2 – Вплив тиску ріжучої рідини на довжину сформованого каналу в модельній перешкоді за концентрації ПЕО 0,005%

№ досліджу	Тиск ріжучої рідини, МПа	Довжина сформованого каналу, мм
6	75	225
7	100	380
8	200	405
9	300	420
10	350	425

Пониження тиску ріжучої рідини нижче 100 МПа знижує ефективність перфорації, а збільшення понад 300 МПа при незначному прирості довжини каналу призводить до технічних труднощів, пов'язаних з підтриманням таких високих тисків. Слід зазначити, що дослідно-промислова апробація запропонованого способу перфорації свердловин високошвидкісним струменем водного розчину ПЕО підтвердила практичну і економічну доцільність його використання.

Таблиця 3 – Вплив концентрації ПЕО у водному розчині і відстані від зрізу насадки до перешкоди на характер взаємодії з нею струменя розчину ПЕО

№ мішені	$C_{\text{ПЕО}}, \%$	Відстань до мішені, м	Середня швидкість струменя, м/с	Характер пробою мішені
2	0	1,5	255	діаметр отвору - $(15-18) \cdot 10^{-3}$ м
3	0	1,75	250	немає пробою
5	0	2,5	250	немає пробою
6	0,0004	1,5	240	діаметр отвору - $(15-18) \cdot 10^{-3}$ м
8	0,0004	2	235	немає пробою
9	0,0008	2,5	230	діаметр отвору $(8-10) \cdot 10^{-3}$ м

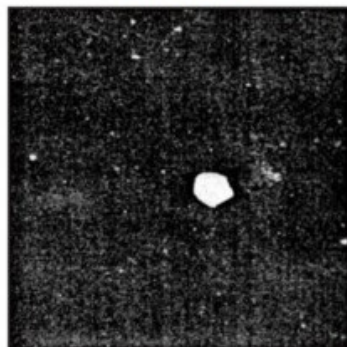
Мішень 2



Мішень 6



Мішень 9



2 – вода; 6 – $M_{\text{ПЕО}} = 6 \cdot 10^6$, $C_{\text{ПЕО}} = 0,0004\%$; 9 – $M_{\text{ПЕО}} = 6 \cdot 10^6$, $C_{\text{ПЕО}} = 0,0008\%$

Рисунок 1 – Фотографії перешкод-мішеней після взаємодії зі струменями води і водного розчину ПЕО

Порівнюючи результати випробувань, наведених в таблицях 1 і 2, можна стверджувати, що домішки полімерів у вибраному діапазоні концентрацій підвищують руйнівну здатність струменя, сприяючи більш ефективному формуванню каналів при перфорації свердловин, що дозволяє більш раціонально використовувати потенціал нафтових та газових родовищ.

Наявність підвищення руйнівної здатності струменя води з домішками полімеру була також підтверджена в експериментах з використанням водомета промислового виготовлення. Детальний опис його гідродинамічної частини і технічних характеристик, а також методику визначення середньої швидкості, імпульсу і енергії струменя можна знайти у роботах [17,18]. Для якісної оцінки енергетичних можливостей струменя вивчали взаємодію струменя з перешкодою, встановленою на фізичному маятнику. Перешкода була виготовлена із сталевих (Ст3) листів розмірами $(220 \times 220 \times 3) \cdot 10^{-3}$ м з кріпильними отворами $16 \cdot 10^{-3}$ м по кутах. Між площиною перешкоди і тілом фізичного маятника був проміжок у $5 \cdot 10^{-2}$ м. Використовували ПЕО з молекулярною масою $6 \cdot 10^6$ [2].

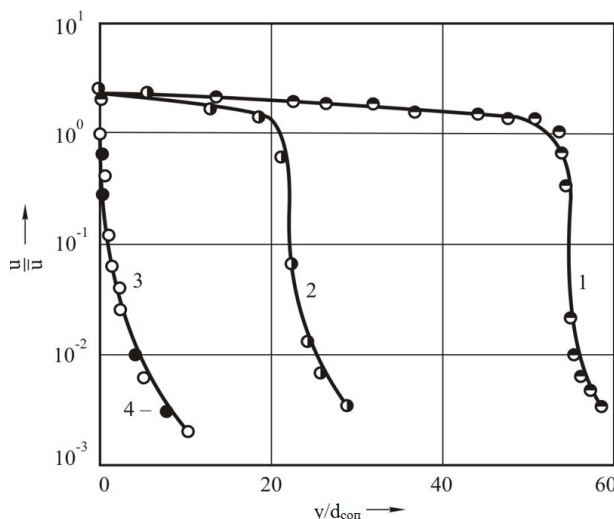
Відповідно до результатів дослідів, що відображені в табл. 3 і на рис. 1, можна зробити такі висновки: максимальна відстань від водомета до перешкоди, коли ще спостерігається її пробій, складає для води 1,5 м, а для 0,0008%-го водного розчину полімеру – 2,5 м; прояв ефективності домішок ПЕО спостерігався від концентрації 0,004%; наявність домішок ПЕО знижує середню швидкість струменя.

Для підтвердження правильності цього підходу необхідно експериментально довести наявність сильної деформаційної дії на молекулярні клубки гідродинамічного поля в струменнеформуючому соплі гідроперфоратора. При цьому очевидні переваги використання течій у модельних умовах сопел, які формують струмін, для дослідження взаємодії макромолекул з гідродинамічним полем у зв'язку з можливістю експериментального вивчення особливостей процесу перфорації у контрольованих умовах.

На рис. 2 наведено результати, отримані з використанням лазерного доплерівського анемометра [22], що вказують на розвиток швидкості уздовж осі потоку водного розчину ПЕО у вхідній ділянці модельного сопла гідроперфоратора у безрозмірних координатах.

Для водного розчину ПЕО у докритичних режимах течії розподіл осьової швидкості прак-

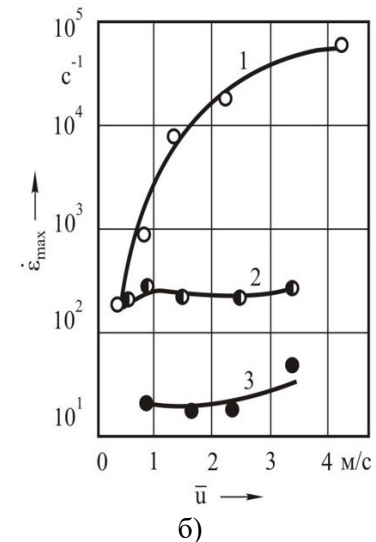
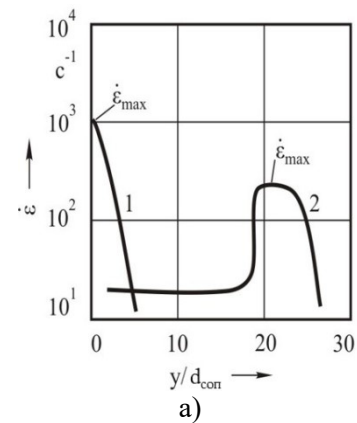
тично такий ж, як і у воді (крива 3 і точки 4). У закритичних режимах витікання спостерігається суттєва деформація кривих, що характеризують розвиток осевої швидкості (див. криві 1 і 2). Ці криві мають принаймні дві ділянки з лінійною зміною швидкості. Використовуючи розподіли швидкості на осі потоку водного розчину ПЕО у вхідній ділянці сопла, отримали розподіли їх градієнтів (рис. 3). Максимальний градієнт реалізується не на вході в мінімальний отвір сопла, а на деякій відстані від входу в цей отвір (крива 2 рис. 3,а). Величина $\dot{\epsilon}_{\max}$ у вхідній ділянці сопла при течії водного розчину ПЕО є суттєво нижчою, ніж у потоці без добавок ПЕО, тобто дія гідродинамічного поля призводить до змін у розчині полімеру, які викликають перебудову поля швидкостей так, щоб зменшити поздовжні градієнти швидкості. Поздовжній градієнт швидкості на осі течії не перевищує 30 с^{-1} . Відзначається тенденція до пониження градієнта швидкості на осі течії зі зростанням молекулярної маси полімеру і його концентрації у розчині.



$M_{\text{ПЕО}} = 4 \cdot 10^6$, $C_{\text{ПЕО}} = 0,05\%$;
 1 – $d_{\text{соп}} = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}$, $\bar{u} = 2,5 \text{ м/с}$;
 2 – $d_{\text{соп}} = 0,37 \cdot 10^{-3} \text{ м}$, $\bar{u} = 0,8 \text{ м/с}$;
 3 – вода, $d_{\text{соп}} = 0,37 \cdot 10^{-3} \text{ м}$, $\bar{u} = 0,8 \text{ м/с}$;
 4 – $C_{\text{ПЕО}} = 0,05\%$, $d_{\text{нас}} = 0,37 \cdot 10^{-3} \text{ м}$, $\bar{u} = 0,5 \text{ м/с}$

Рисунок 2 – Розподіл швидкості на осі потоку водного розчину ПЕО у вхідній ділянці моделі струменеформуючого сопла гідроперфоратора

Таким чином, розглянуті дані свідчать про особливості структури гідродинамічного поля у вхідній ділянці струменеформуючого сопла гідроперфоратора при течії крізь нього водного розчину ПЕО.



$d_{\text{соп}} = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}$, $M_{\text{ПЕО}} = 4 \cdot 10^6$;
 а) 1 – вода, 2: $C_{\text{ПЕО}} = 0,05\%$, $\bar{u} = 0,8 \text{ м/с}$;
 б) 1 – вода, 2 – $C_{\text{ПЕО}} = 0,05\%$; 3 – на осі потоку розчину ПЕО, $C_{\text{ПЕО}} = 0,05\%$

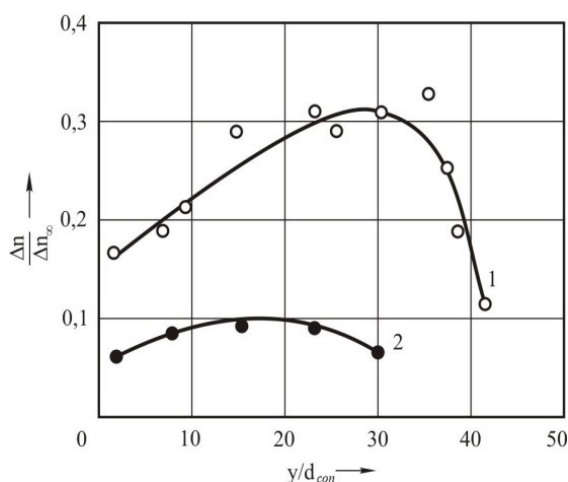
Рисунок 3 – Розподіл градієнта швидкості на осі потоку у вхідній ділянці моделі струменеформуючого сопла гідроперфоратора

Однією з найбільш суттєвих властивостей макромолекул ПЕО є їх власна анізотропія і анізотропія їх форми. Анізотропія форми враховується для полімерних систем, показник заломлення яких відрізняється від показника заломлення розчинника [14]. Тому, використовуючи поляризаційно-оптичну візуалізацію течій, а також вимірюючи подвійне променезаломлення водних розчинів ПЕО, можна отримати інформацію про локальні особливості деформації макромолекулярних клубків у вхідній ділянці струменеформуючого сопла.

Фотографії картин втікання водного розчину ПЕО в сопло, отримані у схрещених поляроїдах, свідчать про локалізацію подвійної променезаломляючої зони поблизу осі потоку. Площини поляризації поляроїдів були орієнтовані під кутом 45° до осі потоку. Подвійне променезаломлення наростає, наближаючись до

зрізу (входу) сопла у випадку, коли середня швидкість течії дещо більша за критичне значення (рис. 3,а) і проходить через максимум при досить великих швидкостях течії (рис.3,б).

Результати, представлені на рис. 4, доводять можливість переходу до сильно розгорнутого стану макромолекулярних клубків в модельних умовах вхідної ділянки струменеформуєчого сопла. Відношення виміряного подвійного променезаломлення до гранично можливого досягає 0,35–0,46, що відповідає 60–70% ступеню розгорнутості макромолекулярних клубків. Зростання концентрації призводить до зменшення деформаційного чинника (див. рис.4, крива 2).



$M_{\text{PEO}} = 4 \cdot 10^6$; 1 – $C_{\text{PEO}} = 0,03\%$, $\bar{\mu} = 2,5$ м/с;
2 – $C_{\text{PEO}} = 0,1\%$, $\bar{\mu} = 1$ м/с

Рисунок 4 – Розподіл деформаційного фактору у вхідній ділянці модельного струменеформуєчого сопла гідро перфоратора для водних розчинів ПЕО

Отримані дані переконливо доводять, що система «вода–полімер» в умовах течії крізь струменеформуєче сопло за певних режимів є саморегульованою з негативними зворотними зв'язками. Останнє проявляється у наступному: зростаючі поздовжні градієнти швидкості призводять до деформації макромолекулярних клубків, а це, у свою чергу, викликає перебудову структури потоку у вхідній ділянці струменеформуєчого сопла, так, щоб зменшити поздовжні градієнти швидкості. Останні не можуть бути нижчими деяких критичних значень $\dot{\epsilon}_{\text{кр}}$, достатніх для розгортання макромолекул.

Якщо вони все ж виявляються нижчими $\dot{\epsilon}_{\text{кр}}$, то ланцюги макромолекул полімеру згоратимуться і перестануть впливати на поле швидкостей. При цьому градієнт швидкості різко зростати-

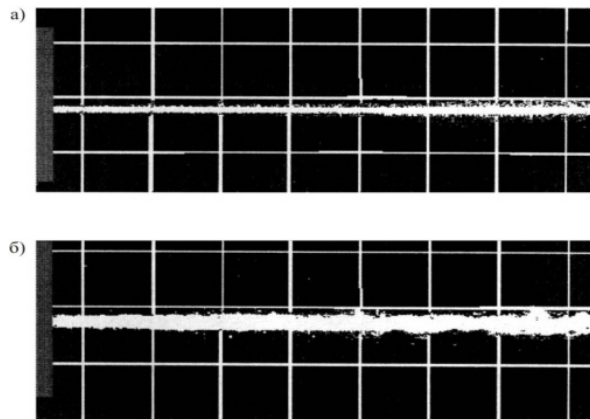
ме, а це призведе до суттєвої деформації макромолекулярних клубків, і все повториться знову. Тобто система «вода–полімер» сама вибирає такий мінімальний градієнт швидкості, який був би достатнім для розгортання макромолекулярних клубків полімеру. Зростання швидкості течії розчинів полімеру під впливом нелінійних ефектів призводить до незначного збільшення деформаційного чинника, але цього виявляється достатньо, щоб стабілізувати характерний градієнт швидкості для розчинів полімеру.

Отримані експериментальні дані (табл. 1–3) цілком пояснюються сильною деформаційною дією гідродинамічного поля на молекулярні клубки полімеру. Якщо обчислити поздовжній градієнт швидкості, що реалізовується у конфузному соплі водомета (при течії ньютонівської рідини), то виявляється, що він не перевищував $1,8 \cdot 10^3 \text{ с}^{-1}$, тобто, не зважаючи на високі швидкості (250 м/с) і, отже, великі зсувні градієнти швидкості, умови деформації макромолекул полімеру в кінчному соплі водомета і у вхідній ділянці модельного сопла (з прямокутним входом) цілком порівнянні. Це вказує на те, що при течії розчину полімеру крізь сопло водомета макромолекули (як і у випадку із вхідною ділянкою модельного сопла), піддаються сильній деформаційній дії поздовжнього гідродинамічного поля, оскільки градієнти швидкості, що реалізуються при цьому, достатні для розгортання макромолекул.

Тому водополімерний струмінь, що виходить зі струменеформуєчого сопла, виявляється «армованим» сильно розгорнутими макромолекулярними ланцюгами полімеру. Частина енергії витрачається на структурну перебудову потоку [7], що і обумовлює зниження середньої швидкості струменя водного розчину полімеру (див. табл. 3). При цьому якість його формування покращується – струмінь з домішками полімеру компактніший (має менший діаметр), ніж водяний (рис.3, мішень 9 і рис. 5,а). Останнє сприяє збільшенню руйнівної здатності і, як наслідок, збільшенню граничної відстані, з якої ще відбувається руйнування сталевих мішень.

Дані дослідів, представлені в табл. 3 переконливо свідчать про те, що природа високої руйнівної здатності високошвидкісного струменя води з малими домішками полімеру не обумовлена ефектом Томса. Це підтверджується, насамперед, зниженням середньої швидкості струменя на 8–10% (похибка вимірів 1%) водного розчину ПЕО відносно швидкості водяного струменя за однакового робочого тиску

і діаметра сопла. Тобто, не зважаючи на зниження швидкості струменя водного розчину ПЕО, його руйнівна здатність значно вища за таку ж у водяного струменя.



а) розчин ПЕО, $M_{\text{ПЕО}} = 6 \cdot 10^6$, $C_{\text{ПЕО}} = 0,0013$ %;
б) вода

Рисунок 5 – Фотографії струменів розчину ПЕО і води, що витікають із сопла, яке формує струмінь

Висновок про те, що природа високої руйнівної здатності високошвидкісного струменя води з малими домішками полімеру не обумовлена ефектом Томса, впливає також з наведеного нижче аналізу високошвидкісної турбулентної течії рідини. У разі пристінної турбулентності на її структуру повинні впливати сильно розгорнуті макромолекули [23, 24]. Для цього в турбулентному потоці повинні існувати певні умови, а саме: поздовжні градієнти швидкості і час деформації у них мають бути більшими $\frac{0,5}{\theta_c}$ і θ_c відповідно (де θ_c – час релаксації розчину полімеру). За деяких досить високих динамічних швидкостей, коли утворення зон із розтягом та їх руйнування відбуваються з високою частотою, як впливає з роботи [25], збільшення швидкості деформації повинне призводити до пониження деформаційного чинника за рахунок зменшення часу дії поздовжнього градієнта швидкості. Останнє обумовлене дрібномасштабною турбулентністю, внесок якої різко зростає за високих динамічних швидкостей [25, 26]. Значно зменшує ефект Томса за високих швидкостей і деградація розчинів полімерів [27], тому у високошвидкісних турбулентних потоках гідродинамічна активність полімеру повинна знижуватися як через невідповідність характерних часів релаксації розчину полімеру і часового масштабу течії (викидів), так і внаслідок деградації макромолекул.

Висновки

1. Отримані експериментальні дані свідчать, що процес водополімерної перфорації свердловин, на відміну від перфорації струменем води або гідропіскоструйним струменем, має свої особливості.

2. З'ясовано механізм високої руйнівної здатності високошвидкісного струменя водного розчину полімеру, що полягає в руйнівній дії динамічного тиску водополімерного струменя, «армованого» сильно розгорнутими макромолекулярними ланцюгами у вхідній ділянці сопел гідроперфоратора, які формують високошвидкісний гідрострумінь.

3. Встановлена природа високої руйнівної здатності струменя розчину полімеру має важливе значення для виявлення раціональних режимів течії і розроблення оптимальних конфігурацій сопел гідроперфоратора та визначення його максимальної продуктивності. Експериментальна апробація запропонованого [28] способу перфорації свердловин високошвидкісним струменем водного розчину поліетиленоксиду підтвердила практичну і економічну доцільність його використання.

Література

1. Чорний М.І., Чорний О.М., Метешоп І.М., Кузів І. М. Геологічні основи розкриття і випробування продуктивних пластів. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. 306 с.
2. Pogrebnyak V.G., Naumchik N.V. Hydrodynamic activity of polymer sinhigh-velocity flows. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 1995. Vol. 68, No.1. P. 138–140.
3. Pogrebnyak V.G., Chudyk I.I., Perkun I.V. High-efficiency Casing Perforati on Oil and Gas Wells. *SOCAR Proceedings. Reservoir and Petroleum Engineering*. 2021. No.2. P. 112–120.
4. Погребняк А. В. Научно-теоретичні основи процесу різання харчових продуктів водополімерним струменем та розробка обладнання для його реалізації: дис. ... докт. техн. наук: 05.18.12 – процеси та обладнання харчових, мікробіологічних та фармацевтичних виробництв / ХДУХТ. Харків, 2018. 272 с.
5. Дымент О.Н., Казанский К. С., Мирошников А. М. Гликоли и другие производные окисей этилена и пропилена. Москва: Химия, 1976. 374 с.
6. Brestkin Yu. V. Dynamic coil–extended chain phase transition in the longitudinal field. *Acta Polymerica*, 1987. Vol. 38, No.8. P. 470–477.
7. Ivanyuta Yu. F., Pogrebnyak V.G., Naumchuk N.V., Frenkel' S.Ya. Flow structure of aqueous solutions of polyethylene oxide in the

inlet region of short capillaries. *Journal of Engineering Physics*. 1985. Vol. 49, No.4. P. 1192–1197.

8. Пилипенко В. Н. Влияние добавок на пристенные турбулентные течения. *Итоги науки и техники. Сер. Механика жидкости и газа*. Москва: ВИНТИ, 1985. №15. С. 156–257.

9. Кузьмин Р. А., Тихомиров Р. А., Кравченко Д. В. О преимуществах гидрорезания материалов струей жидкости с добавками водорастворимых полимеров. *Аэрокосмические технологии и образование на рубеже веков: Материалы Всероссийской научно-технической конференции*. Рыбинск: РГАТА, 2002. Ч. 2. С. 53–54.

10. Новейшие методы исследования полимеров / под ред. Ки Б. М. Москва: Мир, 1966. 571 с.

11. Цветков В. Н., Эскин В. Е., Френкель С. Я. Структура макромолекул в растворах. Москва: Наука, 1964. 719 с.

12. Тагер А. А., Вшивков С. А., Приданников Н. А. *Высокомол. соед.* Сер. А, 1979. Т. 21, № 3. С. 566 – 572.

13. Цветков В. Н. Жесткоцепные полимерные молекулы. Л.: Наука, 1986. 379 с.

14. Бресткин Ю. В., Агранова С. Ф., Дьякова Н. Е., Погребняк В. Г. Эффекты ДЛП полимерных растворов в продольных гидродинамических полях. *Высокомол. соед.* Сер. Б, 1989. Т. 31, № 11. С. 844–846.

15. А.с. 983377, СССР. G–01 N 11/06. Активированный теплоноситель / Погребняк В. Г., Иванюта Ю. Ф., Наумчук Н. В., Максютенко С. Н. № 330110, Бюл. № 47. 1982.

16. Pogrebnyak Volodymyr, Chudyk Igor, Pogrebnyak Andriy, Perkun Iryna Perforation of oil and gas wells by a high-velocity jet of polymer solution. *Nafta-Gaz*, 2022. No. 01. P. 3–13.

17. Атанов Г. А. Гидроимпульсные установки для разрушения горных пород. Киев: Вища школа, 1987. 152 с.

18. Бреннер В. А., Жабин А. Б., Пушкарев А. Е., Щеголевский М. М. Гидроструйные технологии в промышленности. *Гидромеханическое разрушение горных пород*. Москва: Акад. горных наук, 2000. 343 с.

19. Кузьмин Р. А., Тихомиров Р. А., Кравченко Д. В. О преимуществах гидрорезания материалов струей жидкости с добавками водорастворимых полимеров. *Аэрокосмические технологии и образование на рубеже веков: Материалы Всероссийской научно-технической конференции*. Рыбинск: РГАТА, 2002. Ч. 2. С. 53–54.

20. Кудин А. М. О раз мерах ассоциатов в растворах полимеров, снижающих гидродинамическое сопротивление. *Гидромеханика*. Респ. межвед. техн. сб. Киев: Наук. думка, 1972. Вып. 20. С. 82–87.

21. Погребняк А. В. Высокоэффективное гидрорезание твердых пищевых продуктов и материалов. *Управление реологическими свойствами пищевых продуктов*. Москва: МГУПП, 2008. С. 173–179.

22. Ключков В. П., Козлов Л. Ф., Потыкевич И. В., Соскин М. С. Лазерная анемометрия, дистанционная спектроскопия и интерферометрия: справочник / под ред. Соскина М. С. Киев: Наук. думка, 1985. 759 с.

23. Pogrebnyak V., Kryvenko G., Pogrebnyak A., Perkun I. The nature of Hydrodynamic Drag Reduction of Oil Flow in Pipelines by Polymer Additions. *Petroleum Science and Engineering*, 2017. Vol. 2, No.3. P. 79–85.

24. Pogrebnyak V.G., Ivanyuta Yu.F., Naumchuk I.V. Unrolling of macromolecules under the conditions of wall turbulence. *Journal of Engineering Physics*, 1991. Vol.61, No.6. P.1475–1477.

25. Cantwell B. I. Organized motion in turbulent flow. *Ann. Rev. Fluid. Mech.*, 1981. No. 13. P. 457–519.

26. Брэдшоу П. Введение в турбулентность и ее измерение. Москва: Мир, 1974. 278 с.

27. Pogrebnyak A.V., Perkun I.V., Pogrebnyak V.G. Degradation of Polymer Solutions in a Hydrodynamic Field with a Longitudinal Velocity Gradient. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2017. Vol. 90, No.5. P. 1219–1224.

28. Спосіб гідро струминної перфорації свердловин: пат. на корисну модель № 150245, Україна. МПК (2022.01) E21B43/00 E21B 43/14 (2006.01) / Погребняк В. Г., Погребняк А. В., Перкун І. В., Шиманський В. Я. – № у 2021 04406, заявл. 29.07.2021, опубл. 19.01.2022. Бюл. № 3. 4 с.

References

1. Chornyi M. I., Chornyi O. M., Metoshop I. M., Kuziv I. M. *Neolohichni osnovy rozkryttia i vyprovuvannia produktyvnykh plastiv*. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2013. 306 p. [in Ukrainian]

2. Pogrebnyak V.G., Naumchik N.V. Hydrodynamic activity of polymer in high-velocity flows // *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 1995. Vol. 68, No.1. P. 138–140.

3. Pogrebnyak V.G., Chudyk I.I., Perkun I.V. High-efficiency Casing Perforation on Oil and Gas Wells // *SOCAR Proceedings. Reservoir and Petroleum Engineering*. 2021. No.2. P. 112–120.

4. Pohrebniak A. V. Naukovo-teoretychni osnovy protsesu rizannia kharchovykh produktiv vodopolimernym strumenem ta rozrobka obladnannia dlia yoho realizatsii: dys. ... dokt. tekhn. nauk: 05.18.12 – protsesy ta obladnannia kharchovykh, mikrobiolohichnykh ta farmatsevtich-

nykh vyrobnystv / KhDUKhT. Kharkiv, 2018. 272 p. [in Ukrainian]

5. Dyiment O.N., Kazanskiy K. S., Miroshnikov A. M. Glikoli i drugie proizvodnyie okisey etilena i propilena. Moskva: Himiya, 1976. 374 p. [in Russian]

6. Brestkin Yu. V. Dynamic coil-extended chain phase transition in the longitudinal field // *Acta Polymerica*, 1987. Vol. 38, No.8. P. 470–477.

7. Ivanyuta Yu. F., Pogrebnyak V.G., Naumchuk N.V., Frenkel' S.Ya. Flow structure of aqueous solutions of polyethylene oxide in the inlet region of short capillaries // *Journal of Engineering Physics*. 1985. Vol. 49, No.4. P. 1192–1197.

8. Pilipenko V. N. Vliyanie dobavok na pritenyie turbulentne techeniya // *Itogi nauki i tekhniki. Ser. Mekhanika zhidkosti i gaza*. Moskva: VINITI, 1985. No.15. P. 156–257. [in Russian]

9. Kuzmin R.A., Tihomirov R. A., Kravchenko D. V. O preimuschestvah gidrorezaniya materialov struey zhidkosti s dobavkami vodorastvorimyyh polimerov. *Aerokosmicheskie tehnologii i obrazovanie na rubezhe vekov: Materialy Vserossiyskoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii*. Rybinsk: RGATA, 2002. Part. 2. P. 53–54. [in Russian]

10. Noveyschie metodyi issledovaniya polimerov / pod red. Ki B. M. Moskva: Mir, 1966. 571 p. [in Russian]

11. Tsvetkov V. N., Eskin V. E., Frenkel S. Ya. Struktura makromolekul v rastvorah. Moskva: Nauka, 1964. 719 p. [in Russian]

12. Tager A. A., Vshivkov S. A., Pridannikov N. A. // *Vyisokomol. soed. Ser. A*, 1979. Vol. 21, No 3. P. 566 – 572. [in Russian]

13. Tsvetkov V. N. Zhestkotsepnyie polimernyye molekulyi. L.: Nauka, 1986. 379 p. [in Russian]

14. Brestkin Yu. V., Agranova S. F., Dyakova N. E., Pogrebnyak V. G. Efekty DLP polimernyyh rastvorov v prodolnykh gidrodinamicheskikh polyah // *Vyisokomol. soed. Ser. B*, 1989. Vol. 31, No 11. P. 844–846. [in Russian]

15. A.s. 983377, SSSR. G-01 N 11/06. Aktivirovannyiy teplonositel / Pogrebnyak V. G., Ivanyuta Yu. F., Naumchuk N. V., Maksyutenko S. N. // 330110, Byul. No 47. 1982. [in Russian]

16. Pogrebnyak Volodymyr, Chudyk Igor, Pogrebnyak Andriy, Perkun Iryna Perforation of oil and gas wells by a high-velocity jet of polymer solution // *Nafta-Gaz*, 2022. No. 01. P. 3–13.

17. Atanov G. A. Gidroimpulsnyie ustanovki dlya razrusheniya gornah porod. Kiev: Vischa shkola, 1987. 152p. [in Russian]

18. Brenner V. A., Zhabin A. B., Pushkarev A. E., Schegolevskiy M. M. Gidrostruynyie tehnologii v promyshlennosti. Gidromekhanicheskoe razrushenie gornah porod. Moskva: Akad. gornyyh nauk, 2000. 343p. [in Russian]

19. Kuzmin R. A., Tihomirov R. A., Kravchenko D. V. O preimuschestvah gidrorezaniya materialov struey zhidkosti s dobavkami vodorastvorimyyh polimerov // *Aerokosmicheskie tehnologii i obrazovanie na rubezhe vekov: Materialy Vserossiyskoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii*. Rybinsk: RGATA, 2002. Ch. 2. P. 53–54. [in Russian]

20. Kudin A. M. O razmerah assotsiatov v rastvorah polimerov, snizhayushchih gidrodinamicheskoe soprotivlenie // *Gidromekhanika. Resp. mezhd. tehn. sb.* Kiev : Nauk. Dumka, 1972. Vol. 20. P. 82–87. [in Russian]

21. Pogrebnyak A. V. Vyisokoeffektivnoe gidrorezanie tverdykh pischevyyh produktov i materialov // *Upravlenie reologicheskimi svoystvami pischevyyh produktov*. Moskva: MGUPP, 2008. P. 173–179. [in Russian]

22. Klochkov V. P., Kozlov L. F., Potyikevich I. V., Soskin M. S. Lazernaya anemometriya, distantsionnaya spektroskopiya i interferometriya: spravochnik / pod red. Soskina M. S. Kiev: Nauk. dumka, 1985. 759 p. [in Russian]

23. Pogrebnyak V., Kryvenko G., Pogrebnyak A., Perkun I. The nature of Hydrodynamic Drag Reduction of Oil Flow in Pipelines by Polymer Additions // *Petroleum Science and Engineering*, 2017. Vol. 2, No.3. P. 79–85.

24. Pogrebnyak V.G., Ivanyuta Yu.F., Naumchuk I.V. Unrolling of macromolecules under the conditions of wall turbulence // *Journal of Engineering Physics*, 1991. Vol.61, No.6. P. 1475–1477.

25. Cantwell B. I. Organized motion in turbulent flow // *Ann. Rev. Fluid. Mech.*, 1981. No. 13. P. 457–519.

26. Bredshou P. Vvedenie v turbulentnost i ee izmerenie. Moskva: Mir, 1974. 278 p. [in Russian]

27. Pogrebnyak A.V., Perkun I.V., Pogrebnyak V.G. Degradation of Polymer Solutions in a Hydrodynamic Field with a Longitudinal Velocity Gradient. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2017. Vol. 90, No.5. P. 1219–1224.

28. Sposib hidro strumynnoi perforatsii sverdlonyn: pat. Nakorysnu model № 150245, Ukraina. MPK (2022.01) E21V43/00 E21V 43/14 (2006.01) / Pohrebniak V. H., Pohrebniak A. V., Perkun I. V., Shymanskyi V. Ya. – № u 2021 04406, zaiavl. 29.07.2021, opubl. 19.01.2022. Biul. № 3. 4 p. [in Ukrainian]

ОПТИМІЗАЦІЯ ПАРАМЕТРІВ ГАЗЛІФТНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ЗА РІЗНИХ ЗНАЧЕНЬ ВОДНОГО ФАКТОРА І ГЛИБИНИ РОЗМІЩЕННЯ ГАЗЛІФТНОГО КЛАПАНА НА КОЛОНІ НКТ

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

Охарактеризовано особливості обводнення газових свердловин на багатопластових родовищах та обґрунтовано доцільність експлуатації обводнених свердловин зі спільним відбиранням газу і води. Розглянуто газліфтний спосіб експлуатації обводнених газових свердловин. З використанням запропонованої авторами розрахункової методики виконано для умов модельної обводненої газової свердловини за постійних значень гирлового тиску і діаметра насосно-компресорних труб (НКТ) дослідження впливу на дебіт газу, що припливає із пласта, і вибійний тиск водного фактора, глибини розміщення газліфтного клапана на НКТ і витрати газліфтного газу. Встановлено закономірності зміни дебіта пластового газу і вибійного тиску із збільшенням витрати газліфтного газу, які однакові для всіх досліджених значень водного фактора. Вибійний тиск спочатку зменшується і досягає мінімуму, надалі зростає. Дебіт пластового газу спочатку зростає і після досягнення максимуму зменшується. Із збільшенням водного фактора зростає вибійний тиск і зменшується дебіт пластового газу і тим більше, чим на меншій глибині розміщений газліфтний клапан. Із збільшенням глибини розміщення газліфтного клапана зменшується вибійний тиск і зростає дебіт пластового газу і тим інтенсивніше, чим більший водний фактор. За результатами статистичної обробки розрахункових даних встановлена раціональна глибина розміщення газліфтного клапана на НКТ для різних значень водного фактора, вище якої дебіт пластового газу і вибійний тиск змінюється мало. Із збільшенням водного фактора раціональна глибина розміщення газліфтного клапана на НКТ зростає.

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, вода, розробка, експлуатація, обводнення, дебіт, вибійний тиск, водний фактор, витрата газліфтного газу, газліфт.

Охарактеризованы особенности обводнения газовых скважин на многопластовых месторождениях и обоснована целесообразность эксплуатации обводненных скважин из совместным отбором газа и воды. Рассмотрен газлифтный способ эксплуатации обводненных скважин. С использованием предложенной авторами расчетной методики выполнены для условий модельной обводненной газовой скважины при постоянных значениях устьевого давления и диаметра насосно-компрессорных труб (НКТ) исследования влияния на дебит газа, притекающего с пласта, и забойное давление водного фактора, глубины размещения газлифтного клапана на НКТ и расхода газлифтного газа. Установлены закономерности изменения дебита пластового газа и забойного давления с увеличением расхода газлифтного газа, которые одинаковы для всех исследованных значений водного фактора. Забойное давление сначала уменьшается и достигает минимума, после чего возрастает. Дебит пластового газа сначала увеличивается и после достижения максимума уменьшается. С увеличением водного фактора возрастает забойное давление и уменьшается дебит пластового газа и тем больше, чем на меньшей глубине расположен газлифтный клапан. С увеличением глубины размещения газлифтного клапана уменьшается забойное давление и возрастет дебит пластового газа и тем интенсивнее, чем больше водный фактор. По результатам статистической обработки расчетных данных установлена рациональная глубина размещения газлифтного клапана на НКТ для различных значений водного фактора, выше которой дебит пластового газа и забойное давление изменяется мало. С увеличением водного фактора рациональная глубина размещения газлифтного клапана на НКТ возрастет.

Ключевые слова: залежь, скважина, газ, вода, разработка, эксплуатация, обводнение, дебит, забойное давление, водный фактор, расход газлифтного газа, газлифт.

The features of gas wells' water-cut in multilayer fields have been characterized and the expediency of water-cut wells' operation with the joint extraction of gas and water has been substantiated. The gas-lift method of water-cut wells' operation has been considered. Using the calculation method proposed by the authors, the study of the impact on the rate of gas flow coming from the reservoir and the water factor downhole pressure, the depth of the gas lift valve on the tubing and gas-lift gas consumption has been conducted. The research has been carried out under the conditions of a model water-cut gas well at constant values of the wellhead pressure and the diameter of

the tubing. The regularities of changes in the production gas rate and bottom-hole pressure with an increase in the gas-lift gas flow rate, which are the same for all the investigated values of the water factor, have been established. The bottom-hole pressure first decreases and reaches a minimum, after which it increases. The formation gas production rate first increases and after reaching the maximum decreases. With an increase in the water factor, the bottom-hole pressure increases and the formation gas flow rate decreases, and those values will grow more, the lower the depth the gas-lift valve is located. With an increase in the depth of the gas-lift valve, the bottom-hole pressure decreases and the production rate of formation gas increases, and they will be more intense, the greater the water factor. Based on the results of statistical processing of the calculated data, the rational depth of the gas-lift valve on the tubing has been established for various values of the water factor, above which the formation gas flow rate and bottom-hole pressure change little. With an increase in the water factor, the rational depth of the gas-lift valve placement on the tubing will increase.

Keywords: reservoir, well, gas, water, development, operation, water cut, flow rate, bottom-hole pressure, water factor, gas lift gas consumption, gas lift.

Постановка проблеми

Розробка газових родовищ за водонапірного режиму супроводжується поступовим обводненням видобувних свердловин. На багатопластових родовищах свердловини обводнюються по найбільш проникних і дренажних пластах; за наявності ще значної кількості невідбраного залишкового газу в пластах із меншою проникністю, якими фронт води рухається повільніше. За неможливості або низької ефективності проведення робіт з ізоляції обводнених пластів для продовження видобутку газу з обводнених свердловин необхідно забезпечити повне і безперервне винесення із них води. При експлуатації обводнених газових свердловин із спільним відбиранням газу і води сповільнюється переміщення газоводяного контакту внаслідок розширення і руху защемленого газу при зниженні пластового тиску, що призводить до зниження фазової проникності для води; відбувається повне вироблення всіх газонасичених пластів у продуктивному розрізі свердловин, видобувається із обводнених пластів частина раніше защемленого газу і залучається в розробку макрозачемлений газ із ділянок пласта з початковою газонасиченістю, які вода обійшла.

До можливих способів експлуатації обводнених газових свердловин з високим водним фактором відноситься газліфтний спосіб, який характеризується простотою конструкції обладнання і регулювання режимних параметрів роботи і відсутністю рухомих частин. Ефективність газліфтного способу експлуатації обводнених газових свердловин залежить від вибору оптимальних значень витрати газліфтного газу і глибини розміщення газліфтного клапана на колоні насосно-компресорних труб (НКТ), за яких забезпечується найбільший приплив пластового газу в свердловину.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Газліфтне піднімання рідини із свердловин знайшло широке застосування при газліфтній

експлуатації нафтових свердловин. На сьогодні розроблено конструкції та системи газліфтних піднімачів і конструкції газліфтних клапанів для введення газліфтного газу із затрубного простору в НКТ, обґрунтовано технології газліфтно-ї експлуатації нафтових свердловин і запропоновано методики розрахунку газліфта для умов обмеженого і необмеженого відборів рідини із використанням кривих розподілу тиску вздовж НКТ [1].

На родовищах природних газів газліфтний спосіб експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин застосовують в обмежених обсягах, хоча на завершальній стадії розробки родовищ у багатьох випадках є сприятливі умови для його впровадження (наявність викидних ліній від ліквідованих свердловин до установок комплексної підготовки газу (УКПГ) і компресорна станція для компримування низьконапірного газу перед подачею його по газопроводу споживачам).

В 1980-1981 рр. науковцями ІФНТУНГ проведено промислові дослідження газліфтно-ї експлуатації обводнених свердловин 24, 385, 478 еоценового газоконденсатного покладу Битків-Бабченського нафтогазоконденсатного родовища [2]. Свердловини тривалий час простоювали внаслідок обводнення. За даними промислово-геофізичних досліджень у продуктивному розрізі свердловин на момент припинення їхньої роботи знаходилися окремі газонасичені прошарки. За даними повторних промислово-геофізичних досліджень під час тривалої зупинки газонасиченість продуктивного розрізу змінилася незначно. Як робочий агент для газліфтно-ї експлуатації обводнених свердловин використовували газ із наявних на покладі високонапірних свердловин 3, 36, який відбирали із газового потоку на УКПГ(УНТС-1) після сепаратора першого ступеня сепарації і подавали окремими газопроводами в обводнені свердловини. Витрату газліфтного газу регулювали на УКПГ і додатково за допомогою діафрагм,

встановлених на вході в затрубний простір обводнених свердловин. Залежно від технологічного режиму роботи дебіт пластового газу і витрата газліфтного газу становили: для свердловини 24 дебіт пластового газу становив 20 тис.м³/доб, витрата газліфтного газу – 35-40 тис.м³/доб, дебіт води – 25 м³/доб; для свердловини 385 дебіт пластового газу – 29,61-32,53 тис.м³/доб, витрата газліфтного газу – 5,07-30,56 тис.м³/доб; для свердловини 478 дебіт пластового газу – 33-35 тис.м³/доб, витрата газліфтного газу – 15-20 тис.м³/доб.

Стосовно газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин запропоновано методику розрахунку газліфтного піднімача, яка враховує втрати тиску в НКТ при русі газорідного потоку і ув'язує між собою роботу газоносного пласта і газліфтного піднімача [3]. З використанням методики [3] досліджено вплив глибини введення газліфтного газу в насосно-компресорні труби і його витрати на дебіт обводненої газової свердловини за постійного водного фактора. У процесі розробки газових покладів (родовищ) водний фактор по свердловинах поступово зростає, тому представляє інтерес оцінка спільного впливу різних значень водного фактора, глибини розміщення газліфтного клапана на НКТ і витрати газліфтного газу на дебіт газу, що припливає із пласта в свердловину.

Формулювання цілей статті

За результатами математичного моделювання процесу газліфтної експлуатації модельної обводненої газової свердловини необхідно оцінити вплив на дебіт пластового газу різних значень водного фактора, глибини розміщення газліфтного клапана на НКТ і витрати газліфтного газу та обґрунтувати їхні оптимальні значення для різних водних факторів.

Методика дослідження та вхідні дані

Дослідження спільного впливу водного фактора, глибини розміщення газліфтного клапана на НКТ і витрати газліфтного газу на дебіт обводненої газової свердловини виконано за методикою роботи [3] для модельної обводненої газової свердловини з такими параметрами: глибина свердловини – 3800 м; діаметр експлуатаційної колони – 0,168 м; інтервал перфорації експлуатаційної колони – 3670-3690 м; глибина опускання НКТ – 3680 м; товщина пласта – 20 м; коефіцієнт абсолютної проникності пласта – 0,05 мкм²; пластова температура – 358 К; температура на гирлі свердловини – 299 К; поточний пластовий тиск – 10 МПа; гирловий

тиск – 6,25 МПа; відносна густина газу – 0,60; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: А – 0,15 МПа²·доб/тис.м³, В – 3,2·10⁻⁴ (МПа·доб/тис.м³)²; внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м; вибійний тиск – 9,066 МПа; дебіт газу – 98,18 тис.м³/доб.

З використанням методу вузлового аналізу [4] встановлено, що свердловина фонтанує за максимального значення водного фактора 81 л/тис.м³. За більших значень водного фактора свердловина не працює. Для забезпечення стабільного видобутку газу із свердловини за високих водних факторів досліджено застосування газліфтного способу експлуатації.

Дослідження виконано для значень водного фактора 90, 100, 110, 120, 130 л/тис.м³. Порівняно з роботою [5], в якій водний фактор приймався постійним і рівним 100 л/тис.м³, розширено діапазон зміни водного фактора. У розрахунках діаметр НКТ і тиск на гирлі свердловини приймалися постійними і рівними заданим значенням. Газ вводили в НКТ через газліфтний клапан, розміщений на глибинах 1000, 1500, 2000, 2500, 3000, 3500 м. Для різних значень глибини розміщення газліфтного клапана на НКТ витрата газліфтного газу становила: 1000 м – 18, 20, 30, 40 тис.м³/доб; 1500 м – 10, 20, 30, 40, 50, 60, 61 тис.м³/доб; 2000 м – 7, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 76 тис.м³/доб; 2500 м – 6, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 тис.м³/доб; 3000 м – 5, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 105 тис.м³/доб; 3500 м – 4, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 127 тис.м³/доб. Для кожного значення глибини розміщення газліфтного клапана на НКТ. За більшої витрати газліфтного газу пластовий газу свердловину не припливає, що пов'язано з перевищенням вибійного тиску над пластовим, а за менших витрат газліфтного газу відбувається недостатнє зниження густини і в'язкості газорідної суміші в НКТ щоб забезпечити винесення рідини з вибою на поверхню. У випадку розміщення газліфтного клапана на НКТ на глибині 500 м свердловина не працює за всіх можливих значень витрати газліфтного газу.

Результати дослідження

За результатами досліджень будували залежності витрати газу $q_{гв}$, що припливає із пласта в свердловину, і вибійного тиску $P_{виб}$ від одного із трьох досліджуваних параметрів (водний фактор, глибина розміщення газліфтного клапана на НКТ, витрата газліфтного газу) за постійного значення двох інших параметрів.

Оскільки у випадку розміщення газліфтного клапана на глибині 1000 м свердловина не

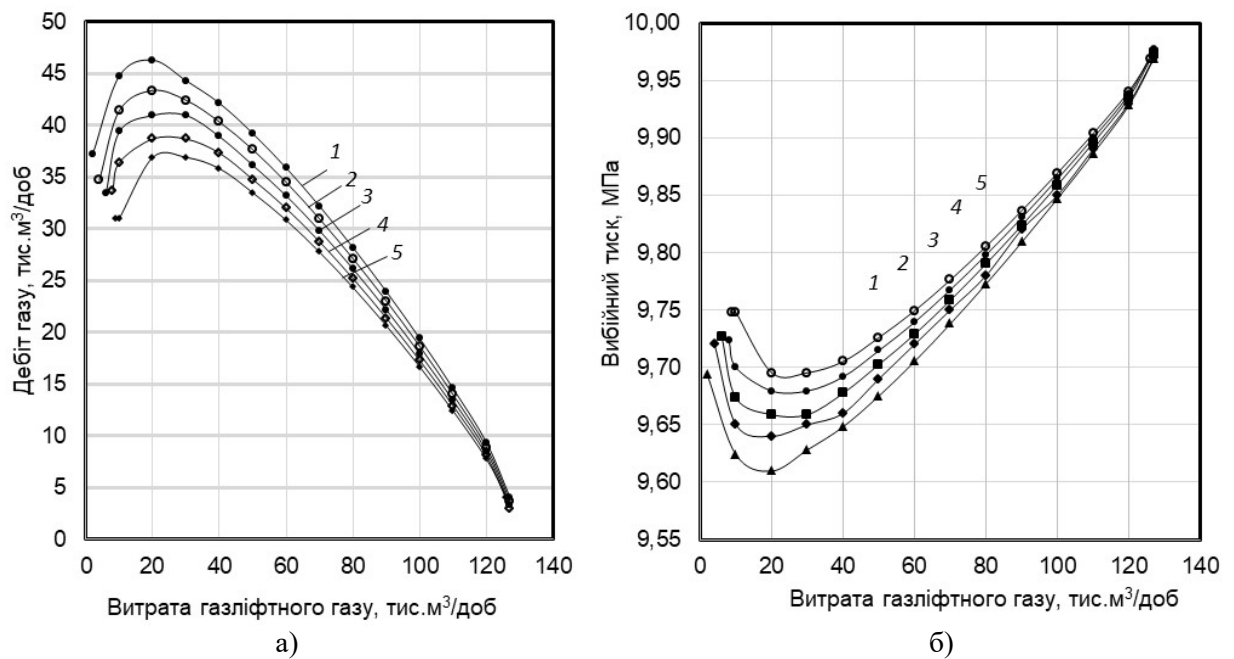


Рисунок 1 – Залежності дебіту пластового газу (а) та вибієного тиску (б) від кількості газліфтного газу для різних значень водного фактору за розміщення газліфтного клапану на глибині 3500 м

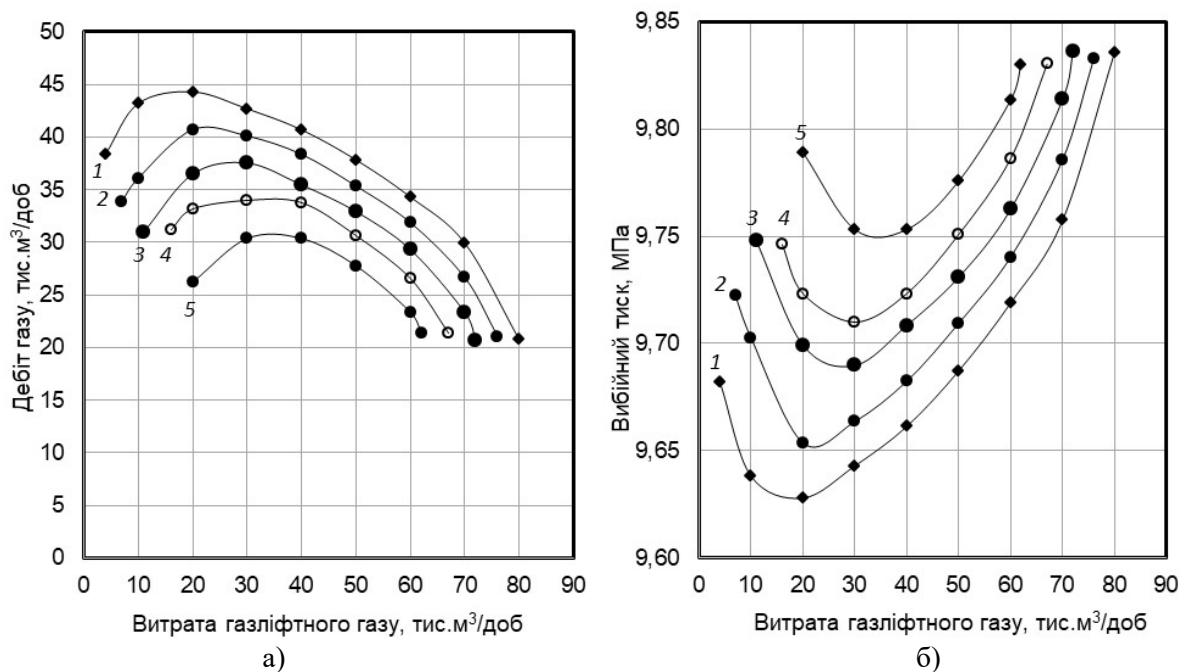


Рисунок 2 – Залежності дебіту пластового газу (а) та вибієного тиску (б) від кількості газліфтного газу для різних значень водного фактору у випадку розміщення газліфтного клапану на глибині 2000 м

працює за водних факторів вище 100 л/тис.м³, а за глибини 1500 м – вищих 120 л/тис.м³, то для порівняння наведено для порівняння результати досліджень для глибин 2000 м та 3500 м.

На рисунку 1 наведено залежності дебіта пластового газу $q_{гп}$ і вибієного тиску $P_{вб}$ від

витрати газліфтного газу за різних значень водного фактора для випадку розміщення газліфтного клапану на глибині 3500 м, а на рисунку 2 – за розміщення газліфтного клапану на глибині 2000 м.

Згідно з результатами розрахунків характер зміни залежностей дебіта пластового газу і вибірного тиску від витрати газліфтного газу однаковий для різних значень водного фактора і глибини розміщення газліфтного клапана на НКТ. Із збільшенням витрати газліфтного газу вибігний тиск поступово знижується внаслідок зменшення тиску стовпа газорідинної суміші на пласт і втрат тиску на тертя при введенні газліфтного газу в НКТ. Після досягнення мінімального значення вибігний тиск зростає внаслідок збільшення втрат тиску на тертя при русі більшого об'єму газорідинної суміші в НКТ. Зміна вибігного тиску призводить до зміни дебіта газу, що припливає із пласта у свердловину. Дебіт газу спочатку зростає і далі, досягнувши максимального значення, знижується.

У разі розміщення газліфтного клапана на глибині 3500 м отримано такі значення максимального дебіта пластового газу q_z , мінімального вибігного тиску $P_{виб}$ і відповідної їм витрати газліфтного газу $q_{зл}$ для різних значень водного фактора: 90 л/тис.м³ – $q_z=46,28$ тис.м³/доб, $P_{виб}=9,61$ МПа, $q_{зл}=20,2$ тис.м³/доб; 100 л/тис.м³ – $q_z=43,35$ тис.м³/доб, $P_{виб}=9,64$ МПа, $q_{зл}=20,45$ тис.м³/доб; 110 л/тис.м³ – $q_z=40,94$ тис.м³/доб, $P_{виб}=9,66$ МПа, $q_{зл}=20,91$ тис.м³/доб; 120 л/тис.м³ – $q_z=38,66$ тис.м³/доб, $P_{виб}=9,68$ МПа, $q_{зл}=21,1$ тис.м³/доб; 130 л/тис.м³ – $q_z=36,89$ тис.м³/доб, $P_{виб}=9,70$ МПа, $q_{зл}=21,78$ тис.м³/доб. Зі збільшенням водного фактора із 90 до 130 л/тис.м³ дебіт пластового газу зменшується із 46,28 до 36,89 тис.м³/доб, а вибігний тиск зростає із 9,61 до 9,70 МПа за майже постійної витрати газліфтного газу близько 20 тис.м³/доб. У разі розміщення газліфтного клапана на глибині 2000 м при збільшенні водного фактора із 90 до 130 л/тис.м³ дебіт пластового газу зменшується із 44,32 до 26,22 тис.м³/доб, а вибігний тиск зростає із 9,63 до 9,79 МПа за майже постійної витрати газліфтного газу близько 20 тис.м³/доб.

Для умови максимального дебіту пластового газу і мінімального вибігного тиску, яка відповідає витраті газліфтного газу близько 20 тис.м³/доб, побудовано залежності дебіта пластового газу від водного фактора (рис. 3) і дебіта пластового газу від глибини розміщення газліфтного клапана (рис. 4).

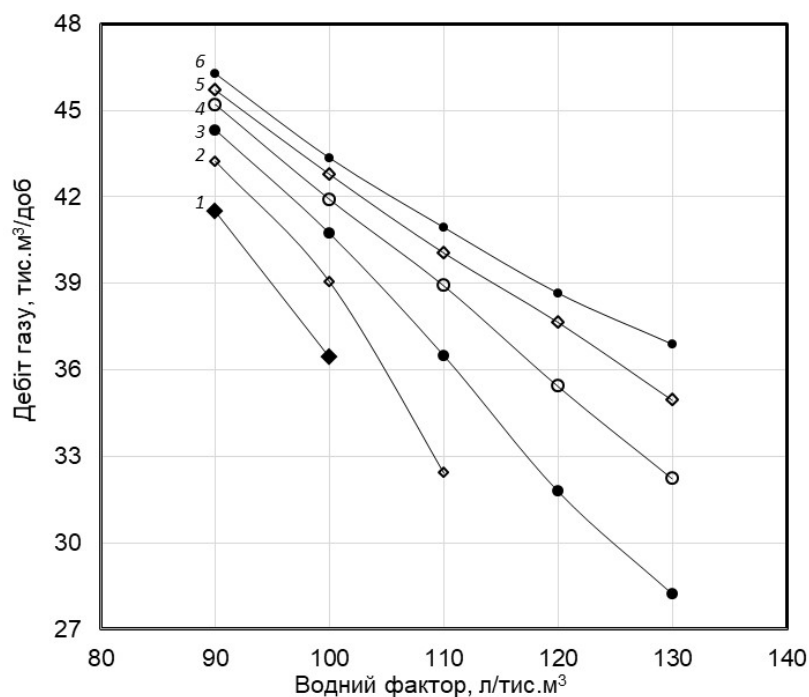
Аналіз результатів розрахунків свідчить, що із збільшенням водного фактора дебіт пластового газу зменшується (рис. 3). Темп зменшення дебіта пластового газу зростає із збільшенням водного фактора (криві 1-5 на рис. 3). Дебіт пластового газу зростає із збільшенням глибини розміщення газліфтного клапана і зме-

ншенням водного фактора (рис. 4). При цьому темп зростання дебіта газу із збільшенням глибини розміщення газліфтного клапана тим вищий, чим більший водний фактор. За розміщення газліфтного клапана на глибині 2000 м при збільшенні водного фактора із 90 до 130 л/тис.м³ дебіт пластового газу зменшується з 44,32 до 28,22 тис.м³/доб (в 1,57 рази), а за розміщення газліфтного клапана на глибині 3500 м дебіт пластового газу відповідно зменшується з 46,28 до 36,89 тис.м³/доб (в 1,25 рази).

Згідно з результатами досліджень найбільш раціональним є розміщення газліфтного клапана в самій нижній частині НКТ. Але не завжди є на промислі газ необхідного тиску, що потребує розміщення газліфтного клапана на меншій глибині. Згідно з результатами статистичної обробки залежностей дебіта газу від глибини розміщення газліфтного клапана (криві 1, 3, 5 на рисунку 4), починаючи з певного значення глибини розміщення газліфтного клапана дебіт газу мало змінюється. Тому газліфтний клапан можна розміщувати на цих глибинах. Для різних значень водного фактора раціональна глибина розміщення газліфтного клапана за умови недостатнього тиску газліфтного газу становить: 90 л/тис.м³ – 2125 м; 100 л/тис.м³ – 2275 м; 110 л/тис.м³ – 2442 м; 120 л/тис.м³ – 2501 м; 130 л/тис.м³ – 2510 м. Для умов розглянутого прикладу при збільшенні водного фактора з 90 до 130 л/тис.м³ раціональна глибина розміщення зростає з 0,58 до 0,68 від довжини НКТ. Тобто чим вищий водний фактор, тим на більшій глибині потрібно розміщувати газліфтний клапан.

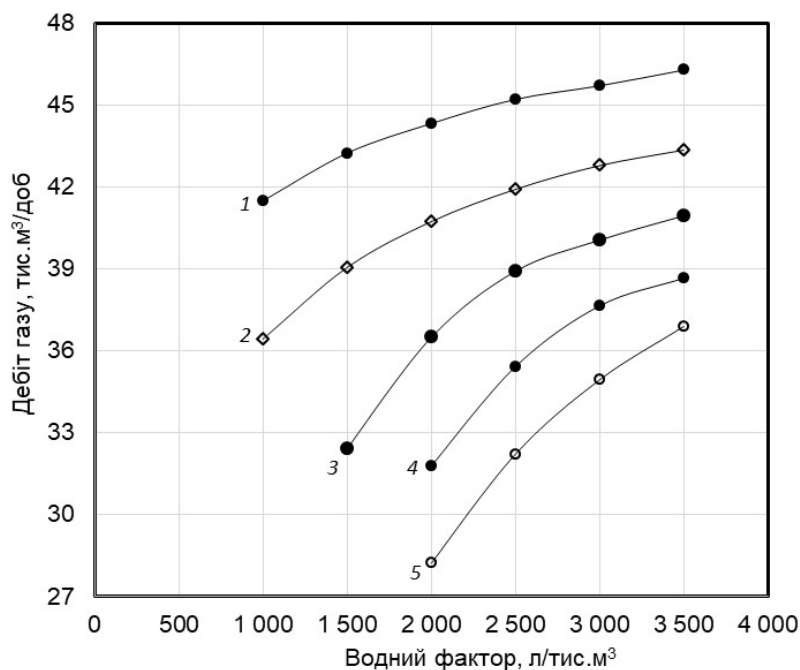
На рисунку 5 зображено залежності мінімальної витрати газліфтного газу, за якої свердловина починає працювати, від глибини розміщення газліфтного клапана для різних водних факторів, а на рисунку 6 – залежності максимальної витрати газліфтного газу, за якої припиняється приплив пластового газу в свердловину внаслідок перевищення динамічного вибігного тиску над пластовим тиском, від водного фактора для різної глибини розміщення газліфтного клапана.

Згідно з результатами розрахунків мінімально необхідна витрата газліфтного газу для забезпечення газліфтної експлуатації обводненої газової свердловини зростає із збільшенням водного фактора і зменшенням глибини розміщення газліфтного клапана (рис. 5). У випадку розміщення газліфтного клапана на глибині 2000 м мінімально необхідна витрата газліфтного газу за водного фактора 90 л/тис.м³ становить 4 тис.м³/доб, а за водного фактора



1 – 1000 м; 2 – 1500 м; 3 – 2000 м; 4 – 2500 м; 5 – 3000 м; 6 – 3500 м

Рисунок 3 – Залежності дебіта пластового газу від водного фактора за різної глибини розміщення газліфтного клапана і витрати газліфтного газу 20 тис.м³/доб



1 – 90; 2 – 100; 3 – 110; 4 – 120; 5 – 130 л/тис.м³

Рисунок 4 – Залежності дебіта пластового газу від глибини розміщення газліфтного клапана для різних значень водного фактора витрати газліфтного газу 20 тис.м³/доб

130 л/тис.м³ – 20 тис.м³/доб. За розміщення газліфтного клапана на глибині 3500 м мінімально необхідна витрата газліфтного газу становить відповідно 2 і 9 тис.м³/доб.

Максимальна витрата газліфтного газу, за якої припиняється приплив пластового газу у

свердловину, а частина газліфтного газу поглинається пластом внаслідок перевищення динамічного вибірного тиску над пластовим, зростає із збільшенням глибини розміщення газліфтного клапана і зменшенням водного фактора (рисунок 6).

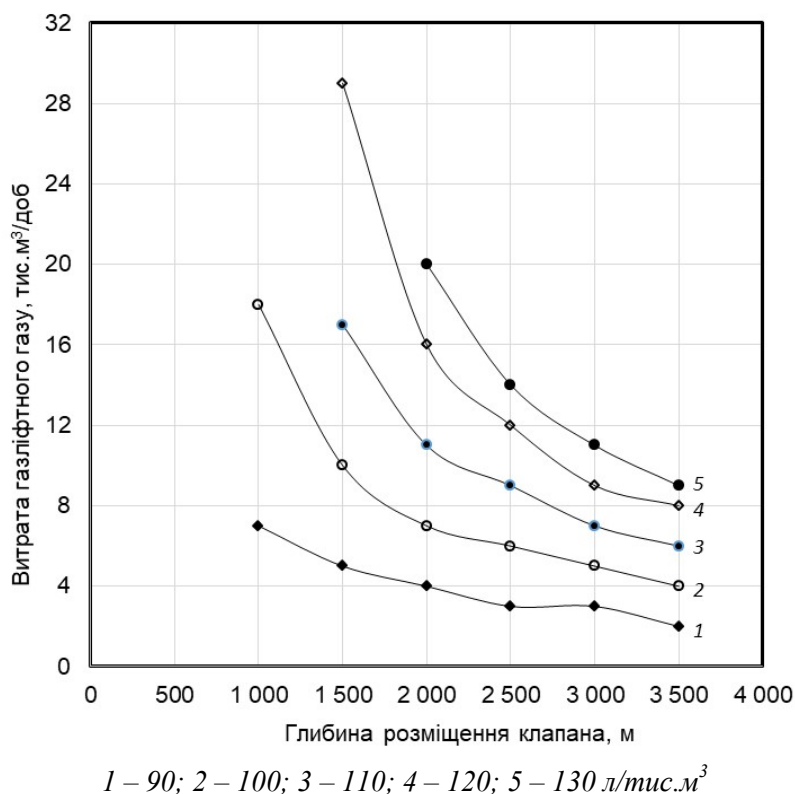


Рисунок 5 – Залежності мінімальної витрати газліфтного газу, за якої свердловина починає працювати, від глибини розміщення газліфтного клапана для різних водних факторів

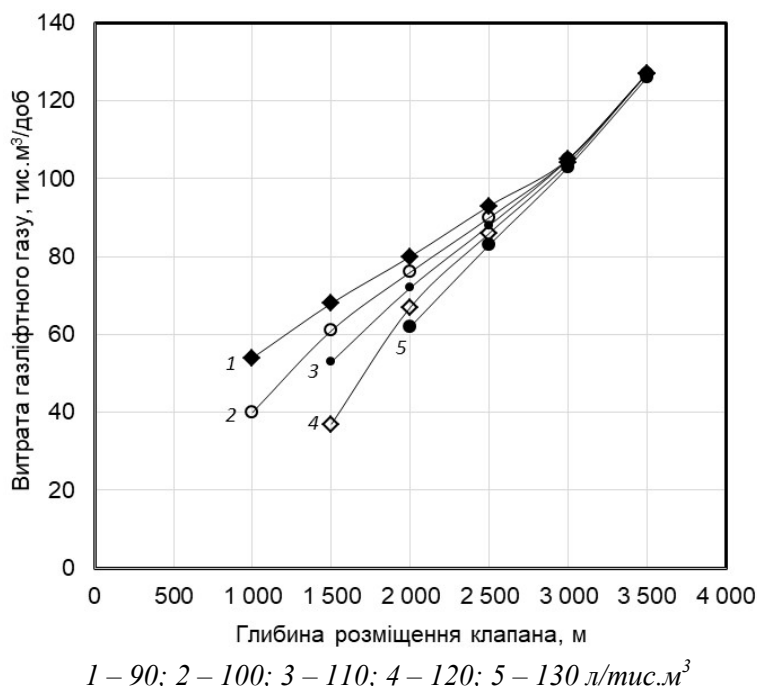


Рисунок 6 – Залежності максимальної витрати газліфтного газу, за якої припиняється приплив пластового газу у свердловину, від глибини розміщення газліфтного клапана для різних водних факторів

За розміщення газліфтного клапана на глибині 2000 м максимальна витрата газліфтного газу за водного фактора 90 л/тис.м³ становить 80 тис.м³/доб, а за водного фактора 130 л/тис.м³ – 62 тис.м³/доб. За розміщення газліфтного кла-

пана на глибині 3500 м максимальна витрата газліфтного газу для досліджуваних значень водного фактора майже співпадає і становить близько 127 тис.м³/доб.

Висновки

За результатами теоретичних досліджень газліфтною експлуатації модельної обводненої газової свердловини за постійних значень гірлового тиску і діаметра НКТ оцінено вплив на вибірний тиск і, відповідно, на дебіт пластового газу водного фактора, глибини розміщення газліфтного клапана на НКТ і витрати газліфтного газу. Для всіх досліджуваних значень водного фактора отримано однаковий характер зміни вибірного тиску і дебіта пластового газу із збільшенням витрати газліфтного газу. Вибірний тиск спочатку зменшується і після досягнення мінімального значення зростає, а дебіт газу спочатку зростає і, досягнувши максимального значення, надалі зменшується.

Із збільшенням водного фактора зростає вибірний тиск і зменшується дебіт пластового газу і тим більше, чим на меншій глибині розміщений газліфтний клапан. Чим більший водний фактор і менша глибина розміщення газліфтного клапана, тим більша мінімально необхідна кількість газліфтного газу для проведення газліфтною експлуатації свердловини і менше максимальна кількість газліфтного газу, вище якої свердловина не працює, тобто звужується інтервал режимів газліфтною експлуатації свердловини. Із збільшенням глибини розміщення газліфтного клапана відбувається зменшення вибірного тиску і зростання дебіта пластового газу і тим інтенсивніше, чим більший водний фактор. Найбільше значення дебіта пластового газу за різних значень водного фактора отримано при розміщенні газліфтного клапана в найнижчій частині НКТ.

Залежності дебіта пластового газу від глибини розміщення газліфтного клапана поступово виположуються. Починаючи з певного значення глибини розміщення газліфтного клапана, яке залежить від водного фактора, дебіт газу змінюється мало. Тому за відсутності на промислі газу необхідного тиску газліфтний клапан можна розміщувати на цій глибині. Рациональна глибина розміщення газліфтного клапана на НКТ зростає із збільшенням водного фактора.

Література

1. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докт. техн. наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. К.: Львів, 1996. 620 с.
2. Кондрат Р.М. Газоконденсатотдача пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.
3. Кондрат Р. М., Хайдарова Л.І. Методика розрахунку параметрів газліфтною експлуатації обводнених газових свердловин при надходженні на вибір газу і води з різних пластів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №1(66). С. 60-64.
4. Ли Дж., Г. Никенс, М. Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: пер. с англ. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. 384 с.
5. Кондрат Р. М. , Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Вплив глибини введення газліфтного газу в насосно-компресорні труби і його витрати на дебіт обводненої газової. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2021. № 3(80). С. 19-25.

References

1. Boiko V.S. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / Za zah. red. dokt. tekhn. Nauk V. S. Boika, R. M. Kondrata, R. S. Yaremiichuka. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]
2. Kondrat R.M. Hazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra, 1992. 255 p. [in Russian]
3. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Metodyka rozrakhunku parametriv hazliftnoi ekspluatatsii obvodnennykh hazovykh sverdlovyn pry nadkhodzheni na vybiyhazuvody z riznykh plastiv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch*. 2018. No 1(66). P. 60-64. [in Ukrainian]
4. Li. Dzh., G. Nikens, M. Uells. Ekspluatatsiya obvodnyayuschisya gazovyyh skvazhin: per. s angl. M.: ООО «Premium Inzhiniring». 2008. 384 p. [in Russian]
5. Kondrat R. M., Kondrat O.R., Khaidarova L.I. Vplyv hlybyny vvedennia hazliftnoho hazu v nasosno-kompresorni truby i yoho vytraty na debit obvodnenoї hazovoi. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch*. 2021. No 3(80). P. 19-25. [in Ukrainian]

Дослідження та методи аналізу

УДК 621.643.002:622.692.4

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-1(82)-52-60

ОСОБЛИВОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ВИСЯЧИХ ГАЗОПРОВОДІВ З УРАХУВАННЯМ ПОХИБОК ГЕОДЕЗИЧНИХ ВИМІРІВ

О. Ю. Коробков, Є. Й. Ріпецький, Р. Й. Ріпецький

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: olehkorobkov@gmail.com

Розглянуто загальні особливості визначення напружено-деформованого стану висячих газопроводів, якщо зазначена процедура здійснюється на основі даних геодезичних вимірів зміщень з урахуванням їх наявних відносних похибок. В якості конкретного конструктивного виконання обрано надземний перехід газопроводу Угерське–Івано-Франківськ через р. Свіча. Відмічено роль силових факторів, які прикладені до газопроводу зі сторони утримуючих канатів. Сформульовано проблему у визначенні невідомих силових факторів, що прикладені до газопроводу, за наявними даними деформацій, які отримані геодезичними вимірами і містять похибки в межах регламентованих. З цією метою розроблено спрощену модель надземного переходу, в якій кількість утримуючих канатів зведена до трьох. У точках кріплення канатів до труби прикладені зосереджені сили, дія яких еквівалентна силам утримуючих канатів і силам тяжіння від ваги трубопроводу і транспортованого продукту. Запропоновано до спрощеної дискретної моделі трубопроводу застосувати канонічні рівняння методу сил. Тестові результати оцінки напружено-деформованого стану показали появи випадків, що призводять до порушення фізичних принципів деформованого стану. А власне, відхилення лінії головної осі від сплайну деформації, що призводить до порушення принципу мінімуму потенціальної енергії деформації. Причинами, що призводять до даних наслідків, є наявність похибок в геодезичних даних величин деформацій. Розроблено ітераційний алгоритм із введенням процедур згладжування при пошуку діючих силових факторів. Їх вибір здійснюється в межах заданого факторного простору за сформованими критеріями. Отримані результати показали, що при відносній похибці геодезичних вимірів у 5 % розрахункові силові фактори відрізняються від реальних не більше ніж на 18 %. В той самий час основний показник напружено-деформованого стану – величина максимального згинаючого моменту залишається більш стабільною з похибкою до 6 %.

Ключові слова: висячі газопроводи, середньоквадратична похибка, геодезичні виміри, канонічні рівняння, напружено-деформований стан, надлишково-визначена система рівнянь.

Рассмотрены общие особенности определения напряжённо-деформированного состояния висячих газопроводов, когда указанная процедура осуществляется по данным геодезических измерений с учетом их относительных погрешностей. В качестве конкретного конструктивного исполнения выбран над-земный переход газопровода Угерское–Ивано-Франковск через р. Свеча. Отмечена роль силовых факторов, приложенных к трубопроводу со стороны удерживающих канатов. Сформулированная проблема заключается в определении неизвестных силовых факторов внешнего нагружения газопровода по данным деформаций, полученным путем геодезических измерений и содержащим погрешности в пределах регламентированных. С этой целью разработана упрощенная модель надземного перехода газопровода, в которой количество удерживающих канатов сведено до трех. В точках крепления канатов к трубе приложены

сосредоточенные силы, действия которых эквивалентно силам натяжения канатов и силам тяжести от веса трубы и транспортируемого продукту. Предложено к упрощенной дискретной модели трубопровода применить канонические уравнения метода сил. Тестовые результаты оценки напряженно-деформированного состояния показали случаи, что приводят к нарушению физических принципов деформированного состояния. А именно, к отклонению линии главной оси трубопровода от сплайна деформации и, в связи с этим, к нарушению принципа минимума потенциальной энергии деформации. Причинами, приводящими к данным последствиям, являются наличие погрешностей в измеренных деформациях. Разработан итерационный алгоритм с введением сглаживающих процедур поиска действующих силовых факторов. Их выбор осуществляется в пределах заданного факторного пространства с учетом сформированных критериев. Полученные результаты показали, что при относительной погрешности в геодезических данных в 5 % расчетные силовые факторы отличаются от реальных не более чем на 18 %. В то же время основной показатель напряженно-деформированного состояния величина максимального изгибающего момента остается более стабильным с погрешностью до 6 %.

Ключевые слова: висячие газопроводы, относительная погрешность, геодезические измерения, канонические уравнения, напряженно деформированное состояние, переопределенная система уравнений.

The general features of determining the hanging gas pipelines' stress-deformed state have been established, under the condition that this procedure is carried out on the basis of geodetic measurements of displacements, taking into account their existing relative errors. The overhead crossing of the Uherske – Ivano-Frankivsk gas pipeline across the Svicha River has been chosen as a specific design. The role of force factors applied to the gas pipeline by the retaining ropes is noted. The problem of determining the unknown force factors applied to the gas pipeline has been formulated, according to the available deformations data, which is obtained by geodetic measurements and contains errors within the regulated ones. To do this, a simplified model of the overpass has been developed, in which the number of retaining ropes is reduced to three. Concentrated forces are applied to the pipe at the points of attachment of the ropes, which are equivalent to the actions of the holding ropes' forces and the gravity forces from the weight of the pipeline and the transported product. It has been proposed to apply the canonical equations of the force method to the simplified discrete pipeline model. Test results of stress-deformed state assessment have shown the appearance of cases that lead to violation of the deformed state's physical principles. In fact, the deviation of the main axis line from the spline of deformation leads to a violation of the principle of the minimum potential energy of deformation. The reason that leads to these consequences is the presence of errors in these deformations. An iterative algorithm for the use of smoothing procedures has been developed. The search for unknown force factors is carried out according to the established criteria from a predetermined factor space. The obtained results have shown that with a relative error of geodetic measurements of 5 %, the force factors differ from the real ones by no more than 18%. At the same time, the main indicator of the stress-deformed state – the bending moment – remains more stable with an error of up to 6 %.

Keywords: canonical equations, geodetic measurements, hanging gas pipelines, stress-deformed state, over-determined systems of linear equations.

Вступ

Перетин трасою трубопроводу складних природних і штучних перешкод передбачає будівництво надземних переходів. Надземне прокладання трубопроводу здійснюється за різноманітними конструктивними схемами, що залежать від характеру перешкоди. Досвід проектування і будівництва свідчить про доцільність в деяких випадках спорудження висячого трубопроводу. В таких конструкціях трубопровід додатково утримується системою канатів по всій його довжині. Це головний несучий канат, до якого кріпляться вертикальні канати, що підтримують трубопровід у висячому стані. Головний канат, в свою чергу, кріпиться до високих щогл, які й сприймають навантаження від всієї підвішеної конструкції. Довжина прольоту вибирається таким чином, щоб стріла провисання несучого канату становила 1/10 величини прольоту [1].

Конструкції висячих переходів, на відміну від балкових, дозволяють збільшити довжину

прольоту, а від вантових – досягнути більш рівномірного навантаження газопроводу. Разом з тим, вказані переваги надають висячому трубопроводу особливу властивість – перетворюють його конструкцію у гнучку систему [2]. Тому передбачаються додаткові бокові кріплення канатів для запобігання виникненню коливань газопроводу в горизонтальній площині від вітрових навантажень.

Система утримуючих канатів визначає загальний НДС висячих трубопроводів і фактичний зігнутий профіль його осі на надземному переході. Положення профілю в просторі може бути встановлено за вимірами координат геодезичними методами з використанням високоточних геодезичних приладів, розроблених на основі сучасних технологій [3, 4].

Отримані результати є підставою для подальших розрахунків лінійних зміщень головної осі трубопроводу від деформації згину. Що стосується силового зовнішнього навантаження, яке й визначає НДС трубопроводу, то для

його знаходження необхідно використовувати аналітичні методи, спрямовані на встановлення кореляційного зв'язку між деформаціями і силовим навантаженням.

Особливості прокладання траси висячого газопроводу, а також наявна система натягу канатів дозволяє розробити особливі підходи до визначення НДС висячих газопроводів на підставі геодезичних даних. Однак, точність геодезичних даних обумовлена багатьма факторами, які вносять певні похибки. Так, для лінійних зміщень осі трубопроводу середньоквадратична похибка становить 10-40 мм [5, 6]. Залишається відкритим питанням впливу регламентованих похибок геодезичних вимірів на показники напружено-деформованого стану трубопроводу.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Існуючі сучасні підходи до оцінки НДС трубопроводів здійснюється розрахунковим, експериментальним та експериментально-теоретичним методами [7].

Розрахунковий метод ґрунтується на аналітичному або чисельному розв'язанні диференціальних рівнянь деформованого твердого тіла [8]. Для цього складається розрахункова схема, яка включає дані про геометричні параметри трубопроводу, властивості матеріалів, а також характер зовнішнього навантаження. Метод спрямований на визначення значень всіх компонентів тензора напружень, що дозволяє за сформованими критеріями здійснити загальну оцінку НДС трубопроводу. У зв'язку з тим, що вхідні дані для розрахунків переважно беруться з проектної документації, то отримані теоретичні результати не завжди відповідають реальному стану конструкції.

Експериментальний метод, на відміну від розрахункового, ґрунтується на використанні даних натурних замірів планово-висотного положення трубопроводу [3, 4, 5]. За вимірами координат характерних точок визначається положення його деформованої головної осі. Планово-висотні координати точок газопроводу визначаються одночасними замірами лінійних та кутових величин за допомогою електронного тахеометра [6]. Для збору даних про просторове положення трубопроводів активно запроваджують сучасні технології з використанням високоточного обладнання, серед яких є високоточне нівелювання, спосіб GPS-вимірювань, лінійно-кутові вимірювання, наземне лазерне сканування, інклінометрія, стереофотограмметрія [4, 5]. Критеріями оцінки НДС трубопроводу у даному випадку виступають геометричні

параметри, такі як стріла максимального прогину або радіус кривизни трубопроводу.

Оцінка НДС трубопроводу з використанням лише геометричних параметрів не може бути комплексною, оскільки не передбачає визначення силових факторів, основним з яких є момент згину.

Продовженням даних підходів є експериментально-теоретичний метод оцінки НДС трубопроводу. Важливим компонентом експериментально-теоретичного методу оцінки напружено-деформованого стану газопроводів є використання методів фізичного та математичного моделювання з наступним розв'язанням крайових задач, які дозволяють визначити місця максимально допустимих напружень, а також для кожної ділянки газопроводу визначити можливі характеристики деформацій [9].

Таким чином, особливістю експериментально-теоретичного методу є використання аналітичних рівнянь переходу від експериментальних даних про деформований стан трубопроводу до встановлення факторів його зовнішнього навантаження з отримання величин згинаючих моментів та напружень в стінках трубопроводу.

Постановка завдання

Прикладом висячих конструкцій є надземний перехід газопроводу Угерське – Івано-Франківськ через р. Свіча (рис. 1). Довжина одного з прольотів сягає 130 м та має 11 утримуючих канатів, які працюють на розтяг і прикладені з інтервалом 8-12 м. Максимальний прогин газопроводу становить 0,2 м.

Особливість розрахунків НДС висячого газопроводу визначається його несучою конструкцією, в якій труба, перебуваючи у підвішеному стані на опорах, додатково утримується гнучкими елементами – канатами. Зусилля від канатної системи прикладені до трубопроводу з певним інтервалом. Тобто утворюється система із зосередженими силами, які у сумі з рівномірно-розподіленим навантаженням від ваги труби і транспортованого продукту визначають НДС висячого трубопроводу. Таким чином, трубопровід є набором дискретних елементів, кожний з яких має свій режим навантаження. Межі утворених елементів співпадають з точками кріпленнями канатної системи до трубопроводу.

Унаслідок значної кількості дискретних елементів ускладняється задача визначення НДС трубопроводу. Традиційні підходи, які передбачають отримання наближеного рівняння апроксимованої лінії згину трубопроводу [10], приводять до громіздких розрахунків.



Рисунок 1 – Несучі конструкції газопроводу «Угерське – Івано-Франківськ» на ділянці надземного переходу через р. Свіча

Серед методів розрахунку систем із дискретними елементами є метод сил з використанням канонічних рівнянь. Дані рівняння, використовуючи параметри жорсткості деформованого тіла, встановлюють аналітичні залежності між силовими факторами зосереджених сил і переміщеннями точок в місцях їх прикладення [11]. Прикладом такого підходу є робота [2], в якій автори визначають напружено-деформований стан балкових переходів із введенням коефіцієнтів жорсткості пружно-податливих опор.

Відмінності методу сил від традиційних підходів полягають у наступному. По-перше, метод не ставить за мету знайти рівняння зігнутої осі балки. Тому тут відсутні операції диференціальних перетворень з функціями зовнішнього навантаження. По-друге, замість рівнянь деформації головної осі використовується лінійна система рівнянь, за якою й розраховуються числові значення переміщень суто в точках прикладення зосереджених сил.

На теоретичному рівні канонічні рівняння використовуються для знаходження деформації згину пружної балки при відомих силових факторах зовнішнього навантаження. Застосування канонічних рівнянь передбачає використання пружно-податливих параметрів трубопроводу, які розраховуються теоретично. Що стосується застосування методу сил в оцінці НДС висячого трубопроводу, то тут дана процедура полягає

у зворотних діях. Спочатку на експериментальному рівні з проведенням геодезичної зйомки визначаються просторові координати твірних трубопроводу. За отриманими експериментальними даними розраховуються геометричні параметри змішень, тобто деформації прогину. Власне деформації прогину й виступають як вхідні параметри канонічних рівнянь. А за модифікованим методом сил можна перейти і до значення невідомих силових факторів.

Однак, у даному випадку використання методу потребує його адаптації у зв'язку із наявними похибками у значеннях прогинів трубопроводу. Справа у тому, що чисто теоретичні дані зовнішнього навантаження дають фізичну лінію згину, рівняння якої отримало назву сплайн [12]. В цьому випадку координати точок деформованої осі знаходяться строго на лінії сплайну. Похибки в даних, безумовно, призведуть до зміщення точок від лінії сплайн (що є рівносильно порушенню фізичних принципів деформації згину), а також й до порушення обумовленості методу [13].

Тому запровадження нових підходів для визначення напружено-деформованого стану висячих газопроводів є актуальним питанням, практичною складовою якого є мінімізація впливу похибок отриманих геодезичних даних на критерії оцінки НДС трубопроводу.

Мета дослідження полягає у розробці особливих методичних підходів для визначення напружено-деформованого стану висячого газопроводу за величинами деформації з урахуванням їх відносних похибок, які регламентовані геодезичними вимірами.

Виклад основного матеріалу дослідження

Розглянемо спрощену розрахункову схему висячого трубопроводу 1, в який кількість утримуючих канатів 2 зведено до трьох (рис. 2а). На висячий трубопровід діє рівномірно-розподілене навантаження q від ваги труби і транспортованого продукту, а також зосереджені сили в опорах 3 і зусилля T_1 , T_2 і T_3 в точках 1, 2 і 3 кріплення несучих канатів до труби (рис. 2б).

Здійснимо еквівалентну заміну рівномірно-розподіленого навантаження q на зосереджені сили тяжіння Q_1 , Q_2 і Q_3 , прикладені в точках 1, 2 і 3 кріплення несучих канатів. Еквівалентність сил тяжіння відповідатиме умові рівності, а саме: $Q_1 + Q_2 + Q_3 = qL$. Тоді в точках кріплення канатів до труби будуть прикладені умовні силові фактори (рис. 2 в, г)

$$P_i = Q_i - T_i . \quad (1)$$

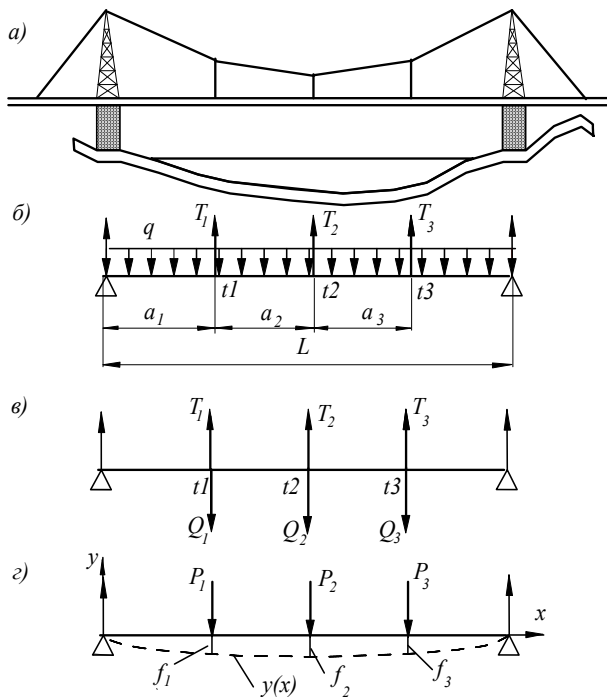


Рисунок 2 – Розрахункова схема дискретної моделі «трубопровід-несучі канати»

Власне умовні силові фактори P_i виступатимуть як невідомі величини НДС трубопроводу. З іншої сторони, геодезичні виміри дозволяють експериментальним шляхом встановити значення деформацій у вигляді переміщень точок твірної 1, 2 і 3, які позначимо як f_1, f_2 і f_3 . Тоді до спрощеної дискретної моделі «трубопровід-несучі канати» (рис. 2 в, г) можуть бути застосовані відомі канонічні рівняння сил, які у модифікованому вигляді запишуться так:

$$\begin{aligned} P_1\delta_{11} + P_2\delta_{12} + P_3\delta_{13} &= f_1; \\ P_1\delta_{21} + P_2\delta_{22} + P_3\delta_{23} &= f_2; \\ P_1\delta_{31} + P_2\delta_{32} + P_3\delta_{33} &= f_3, \end{aligned} \quad (2)$$

δ_{im} – переміщення у напрямку i -го силового фактору, викликане одиничною силою.

Рівняння(2) може бути записано у матричній формі через матрицю впливу δ :

$$\delta \cdot P = f, \quad (3)$$

$$\text{де } \delta = \begin{pmatrix} \delta_{11} & \delta_{12} & \delta_{13} \\ \delta_{21} & \delta_{22} & \delta_{23} \\ \delta_{31} & \delta_{32} & \delta_{33} \end{pmatrix} - \text{матриця впливу;}$$

$$P = \begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} - \text{вектор силових факторів.}$$

Розв'язок рівняння (3) є вектор переміщень

$$\text{точок 1, 2 і 3 } f = \begin{pmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \end{pmatrix}.$$

Матриця впливу у рівнянні (3) безпосередньо характеризує пружні параметри трубопроводу і виступає важливим показником експериментально-теоретичного методу в розрахунках НДС.

Таким чином, рівняння (3) дозволяє визначити переміщення в точках прикладання зосереджених сил при відомих силових факторах.

Однак, реальні задачі визначення НДС всякого трубопроводу зводяться до зворотних дій. Ситуація виглядає наступним чином: невідомими величинами є сили зовнішнього навантаження, значення яких потрібно встановити за показниками деформації. Самі ж деформації попередньо визначаються експериментальним методом з використанням геодезичних приладів.

В цьому випадку для знаходження силових факторів P рівняння (3) може бути переписано у вигляді

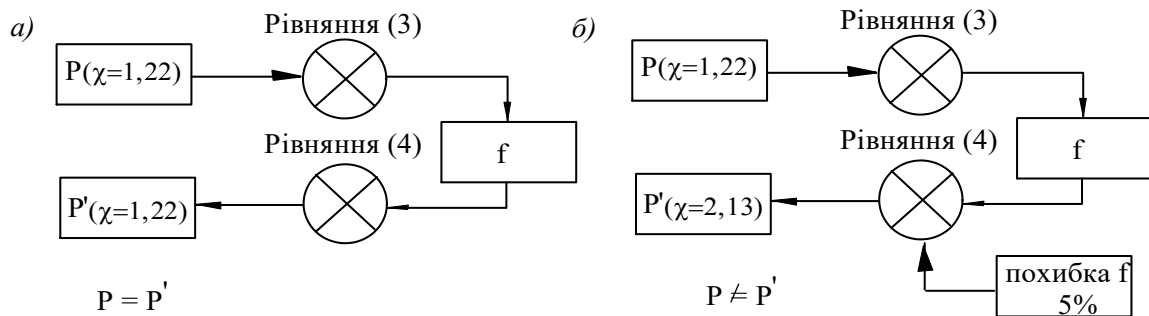
$$P = \delta^{-1} \cdot f, \quad (4)$$

де δ^{-1} – обернена матриця податливості.

Здавалося б, що рівняння (4) є взаємозворотнім по відношенню до рівняння (3) і без проблем дозволить визначати прикладені силові фактори за вимірними переміщеннями.

І справді, якщо умовно задати три сили вектором P , що діють на систему, і знайти вектор деформації f в трьох точках за рівням (3), а пізніше виконати зворотню дію з використанням рівняння (4), то ми отримаємо ідентичні силові фактори у вигляді вектора P' . Розрахунок свідчать, що запропоноване рівняння (4) ідеально відтворює силові фактори, якщо відсутні похибки в експериментальних даних геодезичних вимірах. Підтвердженням цього є результати тестової перевірки рівнянь (3–4), а саме рівність величин початкових і вихідних силових факторів $P = P'$, а також стабільність коефіцієнта нерівномірності навантаження $\chi = P_{\max}/P_{\min} = 1,22$ (рис. 3а).

Тепер проведемо аналогічний розрахунок із внесенням похибок у переміщення. Як і у попередньому випадку, щоб отримати значення силових факторів при похибці у 5 % скористаємося рівнянням (4). Результат буде зовсім іншим: вихідні силові фактори суттєво відрізняються від тих, що були прийняті на початку наших досліджень $P \neq P'$, а коефіцієнт нерівно-



а) вхідними даними є теоретичні переміщення (без похибок);

б) вхідні дані переміщень взято з похибкою у 5 %

Рисунок 3 – Структурна схема тестової перевірки рівняння (4) на обумовленість

мірності навантаження зростає до 75 % і становить $\chi = 2,12$ (рис. 3б).

Таким чином, наявні похибки деформацій вносять суттєвий дисбаланс при у визначення реальних навантажень. На описаному тестовому прикладі маємо явну ознаку порушення принципу обумовленості задачі, який полягає у твердженні: «невеликі зміни вхідних величин не повинні призводити до різких змін вихідних параметрів» [13].

Спробуємо пояснити порушення принципу обумовленості задачі. Представимо рівняння (4) у вигляді двох частин: деформацій з точними значеннями переміщень (P_T, f_T) і додатковим у вигляді самих лише похибок ($\Delta P, \Delta f$):

$$P_T + \Delta P = -\delta^{-1} \cdot (f_T + \Delta f). \quad (5)$$

Лінійну систему рівнянь (5) можна подати у вигляді двох окремих систем. Перша система – від дії переміщень з їх точними значеннями без похибок (6а), а друга складається лише з самих похибок переміщень (6б):

$$P_T = -\delta^{-1} \cdot f_T, \quad (6a)$$

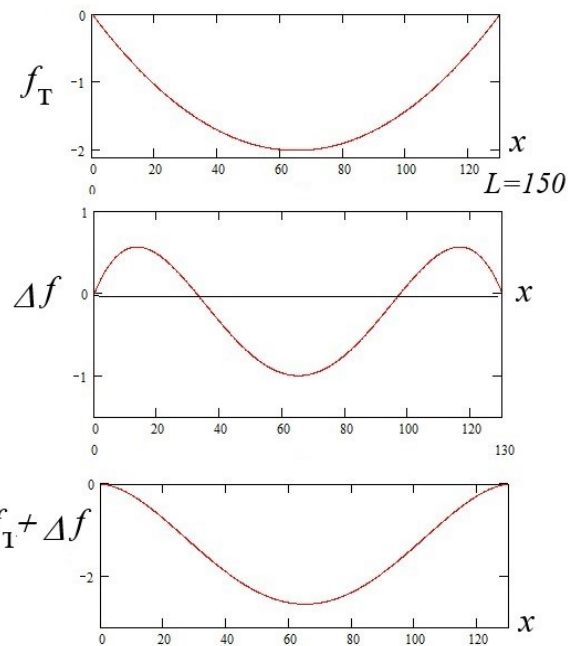
$$\Delta P = -\delta^{-1} \cdot \Delta f. \quad (6b)$$

Розв'язок відокремлених систем рівнянь (6а) і (6б) наступний. Очевидно, що розв'язок першої системи (6а) буде співпадати з розв'язком рівняння (4), так як похибки переміщень вважаються нульовими. Отримані значення силових факторів P_T дозволили відобразити теоретичну деформовану вісь трубопроводу на рис. 4а.

Що стосується рівняння (6б), то його праві частини складаються лише з похибок. Як вже наголошувалося в точках 1 і 3 похибки прийняті нулю, а в точці 2 задана відносна похибка деформації становить 5 %. Прийнята умова матиме наступні обмеження:

$$\text{в точці 1 і 3 значення похибок } \Delta f_1 = \Delta f_3 = 0, \quad (7)$$

$$\text{а в точці 2 похибка } \Delta f_2 = 0,05 f_2.$$



а) у вигляді сплайну при точних значеннях даних;

б) порушення сплайну при внесенні похибок;

в) результат накладання графіків а) і б)

Рисунок 4 – Графіки деформації головної осі трубопроводу

За розв'язком рівняння (6б) отримуємо силові фактори ΔP_i , яким відповідає зігнута вісь трубопроводу на рис. 4б. Як видно з рисунку, відповідно до умови (7), вісь трубопроводу в точках 1 і 3 проходить через нульове значення, а це можливо, коли силові фактори ΔP_1 і ΔP_3 змінюють свій напрямок на протилежний.

Наявний графік зігнутої головної осі (рис. 4б) відображає явне відхилення від лінії сплайну, що є порушенням фізичних принципів деформації твердого тіла.

Результат накладання двох графіків рис. 4а і рис. 4б показано на рис. 4в, який відповідає випадку розв'язку рівняння (5). Оскільки кінцева лінія деформації буде результатом сумування

теоретичних переміщень з їх величинами похибок $f + \Delta f$, то і результат силових факторів теж знаходиться як сума $P + \Delta P$. Поява додаткової величини ΔP вносить суттєвий дисбаланс, і не відповідає реальному режиму навантаження.

Причиною таких відхилень і втрати обумовленості задачі є порушення принципу мінімуму потенціальної енергії деформації зігнутої осі трубопроводу [11, 14].

Таким чином, виконання умови (7) призводить до порушення енергетичного принципу мінімуму потенціальної енергії деформації. Іншими словами, зігнута вісь трубопроводу (рис. 4в) при прагненні виконання умови (7), тобто проходження графіка через задані точки, набуває форми, яка не відповідає принципу мінімуму потенціальної енергії деформації.

Усунення зазначеного недоліку можливе шляхом використання алгоритму, основним змістом якого повинна стати можливість застосовувати процедури згладжування до геодезичних даних з похибками та подальшим їх наближенням до лінії сплайну зігнутої осі.

Виходячи з цього, можуть бути сформовані основні принципи алгоритму розрахунку показників НДС висячих газопроводів при наявних похибках в геодезичних даних. По-перше, алгоритм повинен дотримуватися принципу мінімуму потенціальної енергії деформації. По-друге, пошук силових факторів має здійснювати із заданого факторного простору з використанням системи рівнянь (3), розв'язок якої бездоганно відтворює сплайнову форму деформації. По третє, алгоритм повинен будуватися за ітераційним циклом з урахуванням початкової умови за зразком (7). Наступні цикли ітерації повинні спрямовувати пошук на виконання принципу мінімуму потенціальної енергії деформації.

На прикладі розрахункової схеми (рис. 2) розглянемо принципи алгоритму пошуку значень трьох силових факторів за вимірними переміщеннями у точках їх прикладення. Для цього систему лінійних рівнянь (3) доповнимо додатковими умовами, перетворивши її тим самим у надлишково-визначену систему рівнянь [15]. Це означатиме, що зазначена система рівнянь не може мати точного розв'язку, а має деяку область наближених, з якої за сформованими критеріями обиратимуть найкращий варіант.

У зв'язку з тим, що експериментальні дані деформацій містять в собі похибки, то на графіку, як вже було показано, точки будуть розміщені з деякими відхиленнями від лінії сплайну. Першою умовою є наближення координат

до лінії сплайну шляхом мінімізації цих відхилень за МНК [15]

$$\sum_{i=1}^3 [y(x_i) - f_i]^2 \rightarrow \min. \quad (8)$$

Наступна умова пов'язана із реалізацією принципу мінімуму потенціальної енергії деформації.

Наявність експериментальних даних деформованої осі трубопроводу містить значення координат в п'яти точках: дві крайні опори і три проміжні точки. Матриця координат деформованої осі трубопроводу запишеться у вигляді

$$\begin{aligned} \mathbf{X} &= (0, a_1, a_1 + a_2, a_1 + a_2 + a_3, L)^T, \\ \mathbf{Y} &= (0, f_1, f_2, f_3, L)^T. \end{aligned} \quad (9)$$

На основі матриць переміщень (9) може бути побудований поліном четвертого порядку деформованої осі трубопроводу у вигляді:

$$y(x) = b_0 + \sum_{i=1}^4 b_i \cdot x_i^i,$$

який дозволить після проведення математичних операцій отримати значення потенціальної енергії трубопроводу U_p за даними експериментальних досліджень [14]:

$$U_p = \frac{1}{2EJ} \int_0^L [M(x)]^2 dx = \frac{EJ}{2} \int_0^L [y''(x)]^2 dx, \quad (10)$$

де EJ – жорсткість трубопроводу.

З іншої сторони, вираз потенціальної енергії для дискретно розміщених сил наступний [16]

$$U_v = \frac{1}{2} \left(P_1^2 \cdot \sum_{i=1}^3 \delta_{1i} + P_2^2 \cdot \sum_{i=1}^3 \delta_{2i} + P_3^2 \cdot \sum_{i=1}^3 \delta_{3i} \right). \quad (11)$$

Показник потенціальної енергії має невисоку чутливість до похибок, тому можна записати рівність $U_p = U_v$.

Умова рівності виразів потенціальних енергій деформації (10), (11), з однієї сторони, виступає як згладжувальний фактор експериментальних даних, а, з другої, – дозволяє значно скороти кількість комбінацій силових факторів при пошуку багатоваріантного розв'язку системи рівнянь (3) шляхом відкидання тих комбінацій, які не відповідають умові $U_p = U_v$.

Крім того, при трьох силових факторах навантаження використання умови рівності потенціальної енергії деформації дозволяє подати факторний простір силових факторів на площині у вигляді графіка (рис. 5). Для цього один із силових факторів подамо залежно від двох інших:

$$P_2 = f(P_1, P_3), \quad (\text{при } U_p = U_v). \quad (12)$$

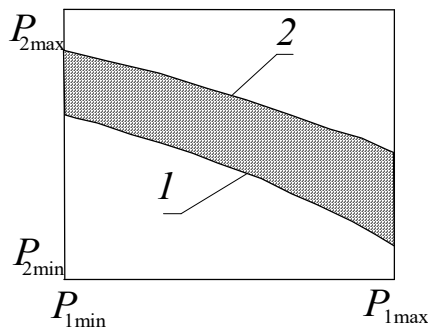


Рисунок 5 – Формування факторного простору силового навантаження за принципом мінімуму потенціальної енергії деформації висячого трубопроводу

Тоді факторний простір можна буде зобразити у вигляді графіка, осями координат якого є силові фактори P_1 і P_2 , а силовий фактор P_3 виступає як параметр і відображається на графіку у вигляді ізоліній. Границі ізоліній – 1, 2, що обмежують простір третім силовим фактором P_3 при його крайніх можливих значеннях P_{3min} і P_{3max} .

В межах утвореного факторного простору ведеться пошук сприятливих варіантів силового навантаження трубопроводу. З використанням рівняння (3) і умови рівності потенціальної енергії деформації (12) формується набір можливих варіантів силового навантаження, які надають деформованій осі трубопроводу вигляд лінії сплайну. Остаточний вибір силових факторів здійснювався за МНК з використанням критерія (8), згідно з яким досягається найкраще наближення експериментальних даних до координат відповідних точок на лінії сплайну.

Досягнуті результати засвідчили, що при відносній похибці геодезичних вимірів у 5% силові фактори відрізняються від реальних не більше ніж на 18 %. В той же час основний показник напружено-деформованого стану – максимальний згинаючий момент – залишається більш стабільним з похибкою до 6 %.

Запропоновані підходи оцінки НДС висячих трубопроводів дозволяють, крім того, визначати натяги утримуючих канатів, а сама методика може бути корисна при визначенні напружено-деформованого стану висячого газопроводу Угерське – Івано-Франківськ з урахуванням похибок геодезичних вимірів.

Висновки

Сформульовано загальні особливості визначення напружено-деформованого стану висячих газопроводів, якщо зазначена процедура здійснюється на основі даних геодезичних ви-

мірів зміщень з урахуванням їх наявних відносних похибок. Створено спрощену дискретну модель «трубопровід-утримуючі канати», до якої рекомендовано застосувати канонічні рівняння методу сил. Тестові результати оцінки напружено-деформованого стану показали появу випадків, що призводять до порушення фізичних принципів деформованого стану. Встановлено, що відхилення лінії головної осі від сплайну деформації призводить до порушення принципу мінімуму потенціальної енергії деформації. Причинами даних наслідків є наявність похибок в геодезичних даних величин деформацій.

Запропоновано ітераційний алгоритм із введенням процедур згладжування. Пошук невідомих силових факторів здійснюється в межах заданого факторного простору за сформованими критеріями.

Отримані результати показали, що при відносній похибці геодезичних вимірів у 5 % силові фактори відрізняються від реальних не більше ніж на 18 %. В той самий час основний показник напружено-деформованого стану величина максимального згинаючого моменту залишаються більш стабільним – з похибкою до 6 %.

Література

1. Дорошенко Я.В. Спорудження магістральних трубопроводів: підручник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. 563 с.
2. Пиріг Т.Ю., Дорошенко Я.В., Матвійчук Я.І. Дослідження напружено-деформованого стану балкових переходів з підтримуючим елементом робочого трубопроводу у вигляді ферми. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 3(76). С. 71-84.
3. Нікітенко К.О. Сучасні методи моніторингу технічного стану газопровідних систем. *Містобудування та територіальне планування*, 2018. Вип. 67. С. 321-322.
4. Gas pipeline surface subsidence dynamics with in Kalush-Golyn salt deposit / U. O. Dzoba, K. O. Burak, E. D. Kuzmenko, S. M. Bagriy, V. V. Kostiv, M. Y. Hrynishak : *XVIII th International Conference "Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects"* 13-16 May, Kiev, Ukraine.
5. Чибіряков В.К., Староверов В.С., Нікітенко К.О. Оцінка напружено-деформованого стану магістрального газопроводу для визначення геодезичної точності вимірювання. *Містобудування та територіальне планування*. 2018. № 67. С. 731-737.
6. Тревого І.С., Ільків Є.Ю., Кухтар Д.В. Геодезичний контроль деформацій споруд ма-

гістральних газопроводів: монографія. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2019. 181 с.

7. Ляпичев Д.М., Житомирский Б.Л. Современные подходы к организации мониторинга напряжённо-деформированного состояния технологических трубопроводов компрессорных станций. *Газовая промышленность*. 2016. № 11. С. 46–53.

8. Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. М.: Недра, 1982 г., 341 с.

9. Numerical Investigation on Erosion Wear and Strength of Main Gas Pipelines Bends / Ya.V. Doroshenko, G.M. Kogut, I.V. Rybitskyi, O.S. Tarayevskyi, T.Yu. Pyrig. *Physics and Chemistry of Solid State*. 2021 V. 22. No 3. P. 551-560.

10. Олійник А.П., Мартинюк Х.В. Оцінка точності апроксимації осей трубопроводів в залежності від параметрів процедури згладжування експериментальних даних. *Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ*. 2005. № 3(76). С. 48–51.

11. Баженов В.А. Будівельна механіка. К.: 2000. 670 с.

12. Шикин, Е.В., Каменецкий М.М. Кривые на плоскости и в пространстве. М.: Фазис, 1997. 325 с.

13. Горошко А.В. Підвищення ефективності розв'язання обернених задач, що описуються лінійними моделями. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2014. № 5. С. 44-49.

14. Беляев Н.М. Сопротивление материалов. Главная редакция физико-математической литературы. М: Наука 1976. 608 с.

15. Williams G., Overdetermined systems of linear equations. *Amer. Math. Monthly*, 97 (1990), 511-513.

16. Бидерман В.Л. Теория механических колебаний: Учебник для вузов. М.: Высш. Школа, 1980, 408 с.

References

1. Doroshenko Ya.V. Sporudzhennia mahistralnykh truboprovodiv: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2009. 563 p. [in Ukrainian]

2. Pyrih T.Iu., Doroshenko Ya.V., Matviichuk Ya.I. Doslidzhennia napruzhenno-deformovanoho stanu balkovykh perekhodiv z pidtrymuiuchym elementom robochoho truboprovodu u vyhliadi fermi. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch*. 2020. No 3(76). P. 71-84. [in Ukrainian]

3. Nikitenko K.O. Suchasni metody monitorynhu tekhnichnoho stanu hazoprovodnykh system. *Mistobuduvannia ta terytorialne planuvannia*, 2018. Vol. 67. P. 321-322.

4. Gas pipeline surface subsidence dynamics with in Kalush-Golyn salt deposit / U. O. Dzoba, K. O. Burak, E. D. Kuzmenko, S. M. Bagriy, V. V. Kostiv, M. Y. Hrynishak : *XVIII th International Conference "Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects"* 13-16 May, Kiev, Ukraine.

5. Chybiriakov V.K., Staroverov V.S., Nikitenko K.O. Otsinka napruzhenno-deformovanoho stanu mahistralnoho hazoprovodu dlia vyznachennia heodezychnoi tochnosti vymiriuvannia. *Mistobuduvannia ta terytorialne planuvannia*. 2018. No 67. P. 731-737. [in Ukrainian]

6. Trevoho I.S., Ilkiv Ye.Iu., Kukhtar D.V. Heodezychnyi kontrol deformatsii sporud mahistralnykh hazoprovodiv: monohrafiia. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2019. 181 p. [in Ukrainian]

7. Lyapichev D.M., Zhitomirskiy B.L. Sovremennyye podhody k organizatsii monitoringa napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya tehnologicheskikh truboprovodov kompressornykh stantsiy. *Gazovaya promyshlennost*. 2016. No 11. P. 46–53. [in Russian]

8. Aynbinder A.B., Kamershteyn A.G. Raschet magistralnykh truboprovodov na prochnost i ustoychivost. M.: Nedra, 1982 , 341 p. [in Russian]

9. Numerical Investigation on Erosion Wear and Strength of Main Gas Pipelines Bends / Ya.V. Doroshenko, G.M. Kogut, I.V. Rybitskyi, O.S. Tarayevskyi, T.Yu. Pyrig. *Physics and Chemistry of Solid State*. 2021 V. 22. No 3. P. 551-560.

10. Oliinyk A.P., Martyniuk Kh.V. Otsinka tochnosti aproksymatsii osej truboprovodiv v zalezhnosti vid parametriv protsedury zghladzhuvannia eksperymentalnykh danykh. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh ta hazovykh rodovysch*. 2005. No 3(76). P. 48–51. [in Ukrainian]

11. Bazhenov V.A. Budivelnia mekhanika. K.: 2000. 670 p. [in Ukrainian]

12. Shikin, E.V., Kamenetskiy M.M. Krivyye na ploskosti i v prostranstve. M.: Fazis, 1997. 325 p. [in Russian]

13. Horoshko A.V. Pidvyshchennia efektyvnosti rozv'iazannia obernenykh zadach, shcho opysuiutsia liniinymi modeliamy. *Visnyk Khmelnytskoho natsionalnoho universytetu*. 2014. No 5. P. 44-49. [in Ukrainian]

14. Belyaev N.M. Soprotivlenie materialov. Glavnaya redaktsiya fiziko-matematicheskoy literatury. M: Nauka 1976. 608 p. [in Russian]

15. Williams G., Overdetermined systems of linear equations/ *Amer. Math. Monthly*, 97 (1990), 511-513.

16. Biderman V.L. Teoriya mekhanicheskikh kolebaniy: Uchebnik dlya vuzov. M.: Vyssh. Shkola, 1980, 408 p. [in Russian]

СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ ВІДМОВ БУРИЛЬНИХ ТРУБ ГРУП МІЦНОСТІ S-135

¹О. Ю. Витязь*, ¹Р. С. Грабовський, ¹В. В. Тирлич, ²Н. Р. Грабовська

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: o.vytyaz@gmail.com

²Національний університет «Львівська політехніка»; 79013, м. Львів, вул. С. Бандери, 12,
тел. (032) 2582404, e-mail: hrabovskanr@gmail.com

Описано характерні типи експлуатаційних дефектів, що утворюються на внутрішній або зовнішній поверхні бурильних труб групи міцності S-135. Використано результати технічного діагностування при бурінні свердловин на території Дніпровсько-Донецької газонафтоносної області. Буровим управлінням "Укрбургаз" АТ «Укргазвидобування» у 2018-2019 роках була відбракована 81 бурильна труба групи міцності S-135 при бурінні свердловин на глибину від 4000 до 6000 м. Проведено статистичну оцінку експлуатаційних дефектів, виявлених при глибокому бурінні (4000-6000 м) свердловин. Визначено потенційно небезпечні ділянки (в зоні висадки бурильної труби та по довжині бурильної колони) враховано тривалість робіт бурильних труб. Рекомендовано під час проведення дефектоскопії труб бурильних колон досліджуваної групи міцності підвищити увагу звертати на ділянки труб групи міцності S-135 від торця муфти чи ніпеля, в межах від 0,45 до 0,57 м. Крім того, враховуючи глибину буріння (L_{max}), підвищити увагу при діагностуванні труб необхідно звернути на відрізки з найбільш ймовірним виникненням дефекту (L_f) по довжині бурильної колони. Для труб групи міцності S-135, враховуючи відносну довжину (L_f/L_{max}) бурильної колони, встановлено відрізок в інтервалі від 0,34 до 0,47, на якому існує найбільша ймовірність виникнення експлуатаційного дефекту. Встановлено особливості впливу тривалості бурильних робіт для бурильних труб груп міцності S-135. Зокрема, при тривалому поглибленні бурильними трубами групи міцності S-135 виокремлено три етапи буріння: I етап – припрацювання (від запуску до 2 тис. год.); II етап – стабільної роботи (від 2 до 7 тис. год.); та III етап – пришвидшеного руйнування (від 7 тис. год. і більше), та встановлено що при проведенні дефектоскопії труби особливу увагу звернути на БТ, тривалість експлуатації яких на I-му етапі становить від 602 до 998 год., відповідно на II-му етапі – від 3348 до 5344 год., а на III-му етапі – від 8942 до 10584 год., оскільки в ці періоди існує найбільша ймовірність виникнення недопустимого дефекту.

Ключові слова: бурильні труби, бурильні колони, експлуатаційні дефекти.

Описаны характерные типы эксплуатационных дефектов, образующихся на внутренней или наружной поверхности бурильных труб группы прочности S-135. Использованы результаты технического диагностирования при бурении скважин на территории Днепро-Донецкой газонефтеносной области. Буровым управлением "Укрбургаза" АО «Укргаздобыча» в 2018-2019 годах была отбракована 81 бурильная труба группы прочности S-135 при бурении скважин на глубину от 4000 до 6000 м. Проведена статистическая оценка эксплуатационных дефектов, обнаруженных при глубоком бурении (4000-6000 м) скважин. Определены потенциально опасные участки (в зоне высадки бурильной трубы, по длине бурильной колонны), а также учтена продолжительность работы бурильных труб. Рекомендуется при проведении дефектоскопии труб бурильных колонн изучаемой группы прочности особое внимание обращать на участки труб группы прочности S-135 от торца муфты или нипеля, в пределах от 0,45 до 0,57 м. Кроме того, учитывая глубину бурения (L_{max}), повышенное внимание при диагностировании труб необходимо обратить на отрезок с наиболее вероятным возникновением дефекта (L_f) по длине бурильной колонны. Для труб группы прочности S-135, учитывая относительную длину (L_f/L_{max}) бурильной колонны, установлен отрезок в интервале от 0,34 до 0,47, на котором существует наибольшая вероятность возникновения эксплуатационного дефекта. Установлены особенности воздействия продолжительности бурильных работ для бурильных труб групп прочности S-135. В частности, при длительном углублении бурильными трубами группы прочности S-135 выделены три этапа бурения: I этап – приработка (от запуска до 2 тыс. часов); II этап – стабильной работы (от 2 до 7 тыс. ч.); и III этап – ускоренного разрушения (от 7 тыс. ч и более), и установлено, что при проведении дефектоскопии труб особое внимание обратить на БТ, продолжительность эксплуатации которых на I-ом этапе составляет от 602 до 998 ч, соответственно на II-ом этапе – от

3348 до 5344 часів, а на III-м етапі – від 8942 до 10584 годин, оскільки в ці періоди існує найбільша ймовірність виникнення недопустимого дефекту.

Ключеві слова: бурові труби, бурові колонні, експлуатаційні дефекти.

Characteristic types of operational defects formed on the inner or outer surface of drill pipes of the S-135 strength group have been described. The results of technical diagnostics when drilling wells on the territory of the Dnipro-Donetsk gas and oil region are used. In 2018-2019, the Ukrburgaz Drilling Department (owned by JSC UkrGasVydobuvannya) rejected 81 drill pipes of the S-135 strength group when drilling wells to a depth of 4,000 to 6,000 m. Statistical evaluation of operational defects detected during deep drilling (4000-6000 m) of wells has been carried out. Potentially dangerous areas have been identified: in the area of drill pipe upsetting, and along the length of the drill string; the duration of drill pipe works has been taken into account. While undergoing the defectoscopy of drill string pipes of the studied strength group, it is recommended to pay close attention to the sections of S-135 pipes from the end of the coupling or nipple in the range from 0.45 to 0.57 m. In addition, given the depth of drilling (L_{max}), it is necessary to pay extreme attention to the segments with the most probable defect (L_f) along the length of the drill string when diagnosing pipes. For S-135 pipes, taking into account the relative length (L_f/L_{max}) of the drill string, a segment in the range from 0.34 to 0.47, on which there is the highest probability of an operational defect. The influence features of drilling operation duration for drill pipes of the S-135 strength group are established. In particular, during the long-term deepening of drill pipes of the strength group S-135, three stages of drilling were distinguished: Stage I – running-in (from start-up to 2 thousand hours); Stage II – stable work (from 2 to 7 thousand hours); and Stage III – accelerated destruction (from 7 thousand hours and more), and it was found that during defectoscopy of the pipe pay special attention to drill pipes, the service life of which in the first stage is from 602 to 998 hours, the second stage – from 3348 to 5344 hours, and the third stage – from 8942 to 10584 hours because during these periods there is the greatest probability of an inadmissible defect.

Keywords: drill pipes, drill columns, operational defects.

Вступ

На території України основні перспективи відкриття покладів нафти й газу на великих глибинах сьогодні пов'язують із Дніпровсько-Донецькою западиною (ДДЗ). Високу перспективність глибоких горизонтів ДДЗ підтверджують останні відкриття газоконденсатних покладів на глибинах близько 6-7 тисяч метрів на Семиренківському й Комишнянському родовищах. Особливістю глибинної геологічної будови нафтогазоносних відкладів ДДЗ є невеликі кути залягання гірських порід, щільність, тріщинуватість та низькі колекторські властивості. Однак, як показує практика [1, 2], буріння на таких глибинах призводить до суттєвого збільшення кількості аварійних ситуацій, наприклад [3], в інтервалі буріння 2500-4500 м кількість відмов зростає у 4,8-5 разів, а в інтервалі 4500-5000 м – в 9,8 рази.

У праці [4] розглядали результати оцінки умов руйнування бурових труб (БТ) груп міцності S-135. Показано, що експлуатація бурової колони визначається умовами та тривалістю навантаження, яке виникає у компонентах бурової колони у залежності від траєкторії буріння.

При роторному бурінні аварійні ситуації спричинені дією на бурову трубу експлуатаційних навантажень та впливом промивальних рідин, які призводять [5-7] до вимивання БТ (рис. 1, а) або руйнування труби внаслідок утворення та розвитку корозійно-втомних трі-

щин (рис. 1, б). При цьому на внутрішній або зовнішній поверхні в зоні концентрації напружень в БТ виникала корозійна виразка, на дні якої під впливом робочих (втомних) напружень зароджувалася корозійно-втомна тріщина, що швидко поширювалася через товщину стінки БТ, утворюючи промивину. Подальший розвиток її у поперечному напрямі призводив до руйнування БТ.

У зв'язку з цим, у ході проведення технічного діагностування статистичне оцінювання розташування потенційно небезпечних відрізків по довжині БТ як елементів бурової колони (БК) є актуальним. Актуальною науково-технічною проблемою є також статистичне оцінювання потенційно небезпечних ділянок по довжині БК, а також тривалості буріння, які також вимагають підвищеної уваги при технічному діагностуванні.

Мета роботи – оцінити потенційно небезпечні ділянки БТ групи міцності S-135 та БК, використовуючи статистичні дані про аварійні ситуації та підходи математичної статистики.

Аналіз та характеристика дефектів, утворених в процесі експлуатації бурових труб

Відомо [5, 6], що за формою наскрізних промивних отворів бурових труб можна поділити на два типи. Перший тип характеризується «овальною формою промивини», як показано на рис. 1, а,б. Промивний отвір інтенсивно

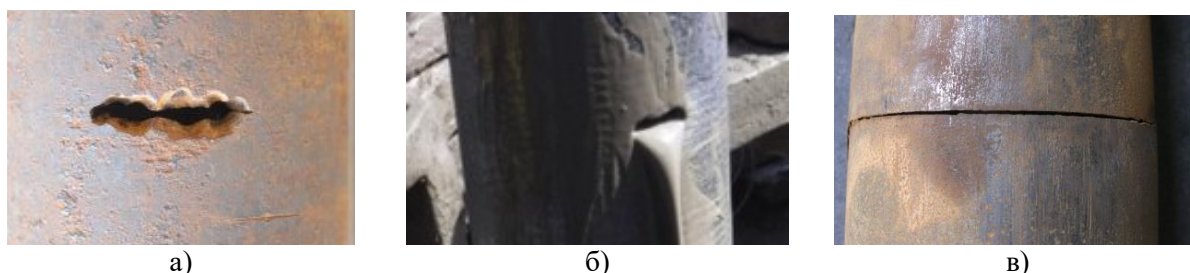


Рисунок 1 – Характерні експлуатаційні дефекти бурильних труб групи міцності S-135: промивина – еліптичний отвір (а, б) [5, 6], промивна щілина – тріщиноподібний дефект (в) [7]

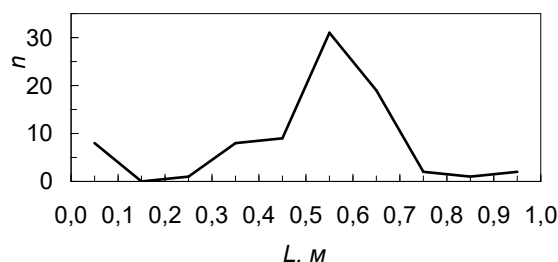


Рисунок 2 – Полігон частот

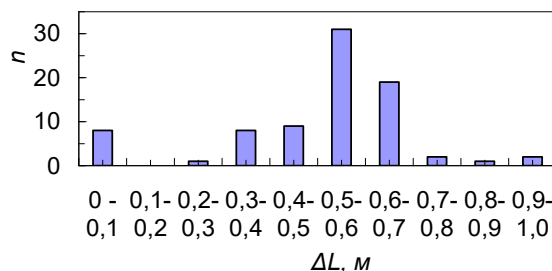


Рисунок 3 – Гістограма

промивається бурильною рідиною, а вершина тріщини, що розвивається, пасивується. «Наскрізний отвір овальної форми» зазвичай утворюється за умови, що швидкість поширення тріщини є незначною.

Зокрема, під час буріння [6] ділянки свердловини від 2470 м до 2516 м тиск у стійці труби впав раптово, тому було вирішено підняти бурильну колону. На глибині 1950 м було виявлено промивину розміром 5 мм в бурильній трубі S-135 діаметром 127 мм (рис. 1, б), джерелом утворення якої слугував корозійний пітинг, розміщений на внутрішній частині бурильної труби, на поверхні якої зародилася корозійновтомна тріщина, що поширювалася радіально та по колу.

Для другого типу характерний наскрізний отвір – «промивна щілина» [7]. У цьому випадку ширина промивного отвору становить 0,5–5,0 мм. Подальший розвиток тріщини відбувається у поперечному напрямі до критичних розмірів, що призводить до руйнування бурильної труби, як показано на рис. 1, в.

Статистичний аналіз розташування дефектів утворених в районі висаджування бурильних труб

Під час проведення дефектоскопії [1, 2] на свердловинах БУ "Укрбургаз" у 2018-2019 роках було відбраковано 81 БТ групи міцності S-135 при бурінні свердловин на глибину (L_{max}) від 4 до 6 км. По тілу експлуатованих БТ групи міцності S-135 на відстані до одного метра від

торця муфти чи ніпеля було виявлено недопустимих 15 наскрізних поперечних корозійновтомних тріщин та 66 промивин. Крім того, для зазначених БТ було визначено глибину свердловини, на якій утворилися дані дефекти (L), та зафіксовано час їх утворення (тривалість буріння).

Відомо, що район висаджування – найбільш вразливе місце [3], де концентруються напруження, що діють на БТ, а, значить, інтенсивнішим буде процес накопичення мікротріщин. Додатковий руйнівний вплив на зону висаджування з боку муфти чинять клини та інше обладнання, що утримують БТ. Будь-яка подрипина або вм'ятина на поверхні труби автоматично стає концентратором напружень і прискорює процес накопичення втомних мікротріщин у даній зоні.

Район висаджування розглядуваних труб, тобто ділянку довжиною 1 метр, розбивали на ряд інтервалів і групували виявлену кількість дефектів. Одержали варіаційний ряд, поданий у табл. 1. Для одержаного розподілу побудовано полігон частот (рис. 2) та гістограму (рис. 3) [9-11].

Була дана оцінка ряду розподілу (табл. 1) з визначенням характерних показників (табл. 2):

Визначали числові (табл. 3) та відносні (табл. 4) показники варіації.

Для характеристики одержаного ряду визначали показники форми розподілу та ступінь асиметрії (табл. 5).

Таблиця 1 – Дані про руйнування (виявлені дефекти) в районі висаджування БТ групи міцності S-135 за 2018-2019 рр.

Інтервал довжини L^* , м	0-0,1	0,1-0,2	0,2-0,3	0,3-0,4	0,4-0,5	0,5-0,6	0,6-0,7	0,7-0,8	0,8-0,9	0,9-1,0
Кількість, n	8	0	1	8	9	31	19	2	1	2

Таблиця 2 – Показники, які характеризують статистичний ряд розподілу виявленої кількості дефектів

Група міцності	Вибіркове середнє	Мода	Медіана
S-135	$\bar{x} = 0,508$	$Mo = 0,565$	$Me = 0,547$

Таблиця 3 – Числові показники варіації

Розмах варіації	Середнє лінійне відхилення	Дисперсія	Виправлена дисперсія	Середнє квадратичне відхилення	Оцінка середнього квадратичного відхилення
$R = 1$	$d = 0,141$	$D = 0,375$	$S^2 = 0,038$	$\sigma = 0,194$	$s = 0,195$

Таблиця 4 – Відносні показники варіації

Група міцності	Коефіцієнт варіації	Відносне лінійне відхилення	Коефіцієнт осциляції
S-135	$v = 38,12\%$	$K_d = 27,75\%$	$K_r = 196,84\%$

Таблиця 5 – Показники форми розподілу та ступінь асиметрії

Моментний коефіцієнт асиметрії	Середня квадратична похибка коефіцієнта асиметрії	Структурний коефіцієнт асиметрії Пірсона	Показник ексцесу (гостровершинності)	Середня квадратична похибка коефіцієнта ексцесу	Істотність ексцесу
$A_s = -0,887$	$s_{A_s} = 0,579$	$A_{sp} = -0,29^*$	$Ex = 1,09^{**}$	$s_{Ex} = 0,755$	$\frac{Ex}{s_{Ex}} = 1,444$

* – Від'ємний знак свідчить про наявність лівосторонньої асиметрії.

** – Додатний знак свідчить про гостровершинний розподіл.

Таблиця 6 – Інтервали надійності

Рівень надійності, γ	Вибіркове середнє, $\bar{x}$	Дисперсія, D	Середнє квадратичне відхилення, σ
0,005	(0,45;0,57)	(0,28;0,28)	(0,194;0,194)

Оскільки $\frac{Ex}{s_{Ex}} < 3$, то для БТ S-135 відхилення від нормального розподілу вважається несуттєвим.

Отримано інтервальну оцінку центру генеральної сукупності. Довірчий інтервал для генерального середнього визначали із співвідношення $\left(\bar{x} - t_{kp} \cdot \frac{s}{\sqrt{n}}; \bar{x} + t_{kp} \cdot \frac{s}{\sqrt{n}} \right)$ та обчислювали інтервал надійності для достатньо високого значення надійності. Результати розрахунків подано у таблиці 6.

Провівши аналіз одержаних розрахунків (табл. 6) (рівень надійності $\gamma = 0,005$), які відповідають найбільшій ймовірності виникнення експлуатаційного дефекту, можна зробити висновки, що при проведенні дефектоскопії БТ групи міцності S-135 підвищену увагу необхідно звернути на ділянку труби від її торця (L), в межах від 0,45 м до 0,57 м.

Статистичний аналіз розташування дефектів, утворених у ході поглиблення по довжині БК

Оскільки на свердловинах БУ "Укрбургаз" у 2018-2019 роках була відбракована 81 БТ

Таблиця 7 – Дані про руйнування БТ по глибині БК за 2018-2019 р.р.

Інтервал довжини (L_f/L_{max})	0 - 0,143	0,143- 0,286	0,286- 0,429	0,429- 0,571	0,571- 0,715	0,715- 0,858	0,858- 1,0
S-135, кількість, n	9	14	23	18	13	1	3

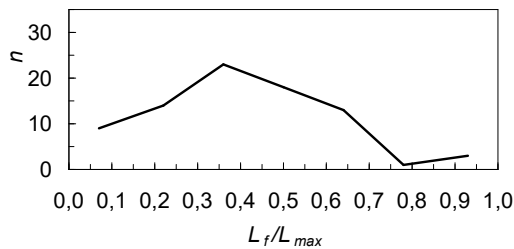


Рисунок 4 – Полігон частот

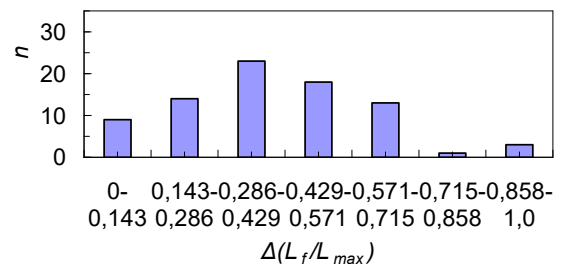


Рисунок 5 – Гістограма

Таблиця 8 – Показники, які характеризують ряд розподілу виявленої кількості дефектів

Група міцності	Вибіркове середнє	Мода	Медіана
S-135	$\bar{x} = 0,405$	$Mo = 0,378$	$Me = 0,395$

Таблиця 9 – Числові та абсолютні показники варіації

Розмах варіації	Середнє лінійне відхилення	Дисперсія	Виправлена дисперсія	Середнє квадратичне відхилення	Оцінка середнього квадратичного відхилення
$R = 1$	$d = 0,167$	$D = 0,0424$	$S^2 = 0,0429$	$\sigma = 0,206$	$s = 0,207$

Таблиця 10 – Відносні показники варіації

Група міцності	Коефіцієнт варіації	Відносне лінійне відхилення	Коефіцієнт осциляції
S-135	$v = 50,81\%$	$K_d = 41,24\%$	$K_r = 246,94\%$

Таблиця 11 – Показники форми розподілу та ступінь асиметрії

Моментний коефіцієнт асиметрії	Середня квадра- тична похибка коефіцієнта асиметрії	Структурний коефіцієнт асиметрії Пірсона	Показник ексцесу (гостро- вершинності)	Середня квадра- тична похибка коефіцієнта ексцесу	Істотність ексцесу
$A_s = 0,348$	$s_{A_s} = 0,612$	$A_{sp} = 0,13 *$	$Ex = -0,10 *$ *	$s_{Ex} = 0,661$	$\frac{Ex}{s_{Ex}} = -0,151$

* – Додатний знак свідчить про наявність правобічної асиметрії.

** – Від'ємний знак свідчить про плосковершинний розподіл.

групи міцності S-135 при бурінні свердловин на глибину (L_{max}) від 4 до 6 км, то оцінку потенційно небезпечних ділянок по довжині БК проведемо у відносних одиницях, використовуючи параметр L_f/L_{max} (де L_f – глибина виникнення руйнівних дефектів БТ по довжині БК, L_{max} – максимальна глибина буріння). Для цього розбивали відносну глибину руйнування (L_f/L_{max}) на ряд інтервалів з найбільш характерним рівнем утворення експлуатаційних

дефектів і, відповідно, виявлену кількість дефектів. Одержаний варіаційний ряд подано у табл. 7. Для одержаного розподілу побудовано полігон частот (рис. 4) та гістограму (рис. 5).

Для оцінки ряду розподілу (табл. 7) було визначено характерні показники: вибіркове середнє, моду, медіану (табл. 8), а також визначали числові (табл. 9) та відносні (табл. 10) показники варіації, а також показники форми розподілу та ступінь асиметрії (табл. 11). За одержаними даними здійснено інтервальне оціню-

Таблиця 12 – Інтервали надійності

Рівень надійності, γ	Вибіркове середнє, $\bar{x}$	Дисперсія, D	Середнє квадратичне відхилення, σ
0,005	(0,34;0,47)	(0,0317;0,0317)	(0,206;0,206)

Таблиця 13 – Дані про руйнування БТ від тривалості буріння за 2018-2019 рр.

Інтервал тривалості експлуатації, 1000 год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	понад 11
Середнє значення	0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5
Етапи руйнування S-135	<i>I</i>		<i>II</i>					<i>III</i>				
Кількість, n	21	9	2	5	2	1	3	6	10	8	4	10

Таблиця 14 – Показники, які характеризують ряд розподілу виявленої кількості дефектів

Етап руйнування	Вибіркове середнє, $\bar{x}$	Мода, Mo	Медіана, Me
S-135	<i>I</i>	800	636,36
	<i>II</i>	4346,154	3500
	<i>III</i>	9815,789	8667

вання центру генеральної сукупності та визначено довірчий інтервал для генерального середнього.

Оскільки $\frac{Ex}{s_{Ex}} < 3$, то відхилення від нормального розподілу для розглядуваних випадків вважається несуттєвим.

Зроблено інтервальне оцінювання центру генеральної сукупності (аналогічно із розділом 2) та обчислено довірчий інтервал для усередненого значення надійності. Результати розрахунків подано у табл. 12. Одержано розрахунки при рівні надійності $\gamma=0,005$, що відповідає найбільшій ймовірності виникнення експлуатаційного дефекту (табл. 12).

З одержаних результатів можна зробити висновок, що при проведенні дефектоскопії в БК труб групи міцності S-135 особливу увагу слід звернути на БТ, що розміщені в інтервалі від 0,34 до 0,47 м по відносній довжині (L_f/L_{max}) колони, оскільки там є найбільша ймовірність виникнення експлуатаційного дефекту.

Статистичний аналіз утворення недопустимих дефектів залежно від тривалості буріння

У таблиці 13 представлено дані про руйнування БТ [1, 2] на свердловинах БУ "Укрбургаз" у 2018-2019 роках із врахуванням тривало-

сті експлуатації. При цьому, провівши аналіз даних для БТ групи міцності S-135, визначили три етапи: *I* етап – припрацювання (від запуску до 2 тис. год.); *II* етап – стабільної роботи (від 2 до 7 тис. год.); *III* етап – пришвидшеного руйнування (від 7 тис. год. і більше).

Для оцінки інтервалів розподілу згідно етапів *I-III* для БТ S-135 (табл. 13) визначали відповідні характерні показники: вибіркове середнє, моду, медіану (табл. 14), крім того, числові (табл. 15) і відносні (табл. 16) характеристики варіації, а також показники форми розподілу та ступінь асиметрії (табл. 17). За одержаними даними здійснено інтервальне оцінювання центру генеральної сукупності та визначено довірчий інтервал для генерального середнього для кожного з розглядуваних етапів.

Оскільки $\frac{Ex}{s_{Ex}} < 3$, то відхилення від нормального розподілу вважається несуттєвим.

Дано інтервальне оцінювання центру генеральної сукупності аналогічно із розділами 2 і 3 та обчислено довірчий інтервал надійності для усередненого значення надійності. Результати розрахунків подано у табл. 18. За одержаними розрахунками визначено при рівні надійності $\gamma=0,005$, що відповідає найбільшій ймовірності виникнення експлуатаційного дефекту на відповідних етапах буріння (табл. 18).

Таблиця 15 – Числові та абсолютні показники варіації

Етап руйнування		Розмах варіації, R	Середнє лінійне відхилення, d	Дисперсія, D	Виправлена дисперсія, S^2	Середнє квадратичне відхилення, σ	Оцінка середнього квадратичного відхилення, s
S-135	I	2000	420	210000	217241	458,258	466
	II	5000	1218,935	1976331,36	2141024,19	1405,821	1463,224
	III	7000	1556,787	3268698,06	3357050,8	1807,954	1832,223

Таблиця 16 – Відносні показники варіації

Етап руйнування		Коефіцієнт варіації, v	Відносне лінійне відхилення, K_d	Коефіцієнт осциляції, K_r
S-135	<i>I</i>	57,28	52,5	250
	<i>II</i>	32,35	28,05	115,04
	<i>III</i>	18,42	15,86	71,31

Таблиця 17 – Показники форми розподілу та ступінь асиметрії

Етап руйнування	Моментний коефіцієнт асиметрії, A_s	Середня квадратична похибка коефіцієнта асиметрії, s_{A_s}	Структурний коефіцієнт асиметрії Пірсона, A_{sp}	Показник ексцесу (гостровершинності), Ex	Середня квадратична похибка коефіцієнта ексцесу, s_{Ex}	Істотність ексцесу, $\frac{Ex}{s_{Ex}}$
<i>I</i>	0,873	0	0,36*	-1,24**	0	0
<i>II</i>	0,44	0,612	0,6*	-1,19**	0,5	-2,38
<i>III</i>	0,43	0,612	0,64*	-1,22**	0,5	-2,38

* – Додатний знак свідчить про наявність правобічної асиметрії.

** – Від’ємний знак свідчить про плосковершинний розподіл.

Таблиця 18 – Інтервали надійності

Етап руйнування		Рівень надійності, γ	Вибіркове середнє, $\bar{x}$	Дисперсія, D	Середньо квадратичне відхилення, σ
S-135	<i>I</i>	0,005	(602;998)	(133195;133195)	(331;587)
	<i>II</i>	0,005	(3348;5344)	(1016254;1016254)	(886;1926)
	<i>III</i>	0,005	(8942;10584)	(2007832;2007832)	(1364;2225)

З одержаних результатів можна зробити висновок, що у ході проведення дефектоскопії труб БК групи міцності S-135 особливу увагу необхідно звернути на БТ, тривалість експлуатації яких на *I*-му етапі становить від 602 до 998 год., відповідно на *II*-му етапі – від 3348 до 5344 год., а на *III*-му етапі – від 8942 до 10584 год., оскільки в ці періоди є найбільша ймовірність виникнення недопустимого дефекту.

Висновки

Обґрунтовано на підставі статистичного аналізу відбракованих у 2018-2019 роках 81 БТ групи міцності S-135, які мали місце при бурінні свердловин на території Дніпрово-Донецької газонафтоносної області, що при проведенні

дефектоскопії труб БК групи міцності S-135 підвищену увагу необхідно звернути на ділянку труби від торця муфти чи ніпеля, в межах від 0,45 м до 0,57 м.

Крім того, враховуючи глибину буріння, підвищену увагу при проведенні дефектоскопії в БК труб групи міцності S-135 особливу увагу звернути на БТ, що розміщені в інтервалі від 0,34 до 0,47 по відносній довжині (L_f/L_{max}) колони, оскільки там є найбільша ймовірність виникнення експлуатаційного дефекту.

Також необхідно звернути увагу на тривалість бурильних робіт. Зокрема при проведенні дефектоскопії труб БК групи міцності S-135 особливу увагу необхідно звернути на БТ, тривалість експлуатації яких на *I*-му етапі стано-

вить від 602 до 998 год., відповідно на II-му етапі – від 3348 до 5344 год., а на III-му етапі – від 8942 до 10584 год., оскільки в ці періоди є найбільша ймовірність виникнення недопустимого дефекту.

Література

1. Інформаційний бюлетень про аварії, ускладнення і брак в роботі під час буріння свердловин в БУ „УКРБУРГАЗ” за 2018 рік.

2. Інформаційний бюлетень про аварії, ускладнення і брак в роботі під час буріння свердловин в БУ „УКРБУРГАЗ” за 2019 рік.

3. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посіб. / за заг. ред. В. В. Панасюка. – Том 10: Міцність та довговічність нафтогазового обладнання / В. І. Похмурський, Є. І. Крижанівський, В. М. Івасів [та ін.]. Львів - Івано-Франківськ: Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України; Івано-Франківський націон. техн. ун-т нафти і газу, 2006. 1193 с.

4. Bertini L., Conti P. Fatigue crack growth behaviour of four structural steels in air and in a geothermal fluid environment. *International Journal of Fatigue*. 1992. Vol. 14. N 2. P. 75–83.

5. Li Fangpo. Investigation on impact absorbed energy index of drill pipe. *Engineering Failure Analysis*. 2020. Vol. 118. doi:10.1016/j.engfailanal.2020.104823

6. Belkacem L., Abdelbaki N., Otegui J., Gaceb M., Bettayeb M. Using a superperificially treated 2024 aluminum alloy drill pipe to delay failure during dynamic loading. *Engineering Failure Analysis*. 2019. Vol. 104. P. 261–273.

7. Zamani S. M., Hassanzadeh-Tabrizi S.A., Sharifi H. Failure Analysis of Drill Pipe: A Review. *Engineering Failure Analysis*. Jan 2016. Vol. 59, Is. 1. P. 605–623.

8. Liu Y., Li F., Xu X, Yang B., Lu C. Simulation technology in failure analysis of drill pipe. SREE Conference on Engineering Modelling and Simulation (CEMS 2011). *Procedia Engineering*. 2011. Vol. 12. P. 236–241.

9. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Высшая школа, 2003. 479 с.

10. The theory of the design of experiments / D. R. Cox, N. Reid. p. cm. – (Monographs on statistics and applied probability; 86). Boca Raton London New York Washington, D.C. 2000. P. 314.

11. Kalbfleisch, J.D. and Prentice, R.L. The Statistical Analysis of Failure Time Data, 2nd Edition. John Wiley & Sons, Inc., New York, 2011. P. 462.

References

1. Informatsiyni biuleten pro avarii, uskladnennia i brak v roboti pid chas burinnia sverdlodyn v BU „UKR BURHAZ” za 2018 rik. [in Ukrainian]

2. Informatsiyni biuleten pro avarii, uskladnennia i brak v roboti pid chas burinnia sverdlodyn v BU „UKR BURHAZ” za 2019 rik. [in Ukrainian]

3. Mekhanika ruinuвання i mitsnist materialiv: dovidn. posib. / za zah. red. V. V. Panasiuka. Iss. 10: Mitsnist ta dovhovichnist naftogazovoho obladnannia / V. I. Pokhmurskyi, Ye. I. Kryzhanivskyi, V. M. Ivasiv [ta in.]. Lviv - Ivano-Frankivsk: Fyzyko-mekhanichniy instytut im. H. V. Karpenka NAN Ukrainy; Ivano-Frankivskyi natsion. tekhn. un-t nafty i hazu, 2006. 1193 p. [in Ukrainian]

4. Bertini L., Conti P. Fatigue crack growth behaviour of four structural steels in air and in a geothermal fluid environment. *International Journal of Fatigue*. 1992. Vol. 14. No 2. P. 75–83.

5. Li Fangpo. Investigation on impact absorbed energy index of drill pipe. *Engineering Failure Analysis*. 2020. Vol. 118. doi:10.1016/j.engfailanal.2020.104823

6. Belkacem L., Abdelbaki N., Otegui J., Gaceb M., Bettayeb M. Using a superperificially treated 2024 aluminum alloy drill pipe to delay failure during dynamic loading. *Engineering Failure Analysis*. 2019. Vol. 104. P. 261–273.

7. Zamani S. M., Hassanzadeh-Tabrizi S.A., Sharifi H. Failure Analysis of Drill Pipe: A Review. *Engineering Failure Analysis*. Jan 2016. Vol. 59, Is. 1. P. 605–623.

8. Liu Y., Li F., Xu X, Yang B., Lu C. Simulation technology in failure analysis of drill pipe. SREE Conference on Engineering Modelling and Simulation (CEMS 2011). *Procedia Engineering*. 2011. Vol. 12. P. 236–241.

9. Hmurman V.E. Teoryia veroiatnostei y matematycheskaia statystyka. M.: Visshaya shkola, 2003. 479 p. [in Russian]

10. The theory of the design of experiments / D. R. Cox, N. Reid. p. cm. – (Monographs on statistics and applied probability; 86). Boca Raton London New York Washington, D.C. 2000. P. 314.

11. Kalbfleisch, J.D. and Prentice, R.L. The Statistical Analysis of Failure Time Data, 2nd Edition. John Wiley & Sons, Inc., New York, 2011. P. 462.

АПРОБАЦІЯ УДОСКОНАЛЕНОЇ ТЕКТОНОФІЗИЧНОЇ МОДЕЛІ НА НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ СТРУКТУРАХ ВНУТРІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

С. С. Куровець, І. В. Артим

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: viarty1993@gmail.com

На сучасному етапі геологічних досліджень з метою пошуку родовищ нафти і газу актуальним завданням є оцінка тріщинуватості порід-колекторів з використанням математичних моделей. Перспективним методом оцінки тріщинуватості порід-колекторів є аналіз напружено-деформованого стану піщано-алевритовій товщі шляхом скінченно-елементного моделювання тектонофізичних процесів, що відбуваються в її межах. Обґрунтування і основні підходи до тектонофізичного моделювання даної товщі з метою оцінки тріщинуватості перспективних на нафту і газ відкладів були розроблені в попередніх наших дослідженнях. На першому етапі досліджень була розроблена модель для оцінки напружено-деформованого стану симетричної антикліналі. Але через характерні для родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину складні форми перегинів пластів така спрощена модель не може бути якісно застосована. На другому етапі удосконалено та апробовано тектонофізичну модель на таких раніше досліджених родовищах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, як Південно-Гвіздецьке та Старосамбірське. Результати апробації довели можливість на третьому етапі за допомогою розробленої нами моделі досліджувати на тектонічну тріщинуватість досить складні нафтогазоперспективні структури. Об'єктами досліджень вибрано такі перспективні родовища Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, як Кричківський блок Південносливківської площі, Ангелівська структура та площа Північна Опака. За результатами досліджень уточнено місця розташування пошукових свердловин. Аналіз отриманих результатів свідчить про можливість використання запропонованої моделі для експрес-оцінки зон підвищеної тріщинуватості реальних прогинів пластів.

Ключові слова: антикліналь, родовище, тріщинуватість, пошукова свердловина, Передкарпатський прогин, тектонофізична модель.

На современном этапе геологических исследований с целью поиска месторождений нефти и газа актуальной задачей является оценка трещиноватости пород-коллекторов с использованием математических моделей. Перспективным методом оценки трещиноватости пород-коллекторов является анализ напряженно-деформированного состояния песчано-алевритовой толщи путем конечно-элементного моделирования происходящих в ее пределах тектонофизических процессов. Обоснование и основные подходы к тектонофизическому моделированию данной толщи для оценки трещиноватости перспективных на нефть и газ отложений были разработаны в предыдущих наших исследованиях. На первом этапе исследований была разработана модель для оценки напряженно деформированного состояния симметричной антиклинали. Но из-за характерных для месторождений Внутренней зоны Предкарпатского прогиба сложные формы перегибов пластов такая упрощенная модель не может быть качественно применена. На втором этапе проведено усовершенствование модели и ее апробацию на ранее исследованных месторождениях Внутренней зоны Предкарпатского прогиба, как Южно-Гвоздецкое и Старосамборское. Результаты апробации доказали возможность третьем этапе с помощью разработанной нами модели исследовать на тектоническую трещиноватость достаточно сложные нефтегазоперспективные структуры. Объектами исследований выбраны перспективные месторождения Внутренней зоны Предкарпатского прогиба как Кричковский блок Южносливковской площади, Ангеловская структура и площадь Северная Опака. По результатам исследований уточнено местонахождение поисковых скважин. Анализ полученных результатов свидетельствует о возможности использования предлагаемой модели для экспресс-оценки зон повышенной трещиноватости реальных прогибов пластов.

Ключевые слова: антиклиналь, месторождение, трещиноватость, поисковая скважина, Предкарпатский прогиб, тектонофизическая модель.

At the present stage of geological research in order to search for oil and gas fields, the urgent task is to assess the reservoir rocks' fracturing using mathematical models. A promising method for estimating the reservoir rocks fracturing is the analysis of the stress-strain state of the sand-siltstone stratum by finite-element modeling of tectonophysical processes occurring within it. Substantiation and basic approaches to tectonophysical modeling of this

stratum in order to assess the fracture of promising oil and gas deposits have been developed in our previous studies. In the first stage of research, a model has been developed to estimate the stress-strain state of a symmetric anticline. However, due to the complex shapes of formation inflexions native to the deposits of the Pre-Carpathian Depression Inner Zone such a simplified model cannot be qualitatively applied. In the second stage, the model has been improved and tested on such investigated deposits of the Inner Zone of the Pre-Carpathian Depression as Pivdenno-Hvizdetske and Starosambirskie. Approbation of the improved tectonophysical model on these deposits of the Inner Zone of the Pre-Carpathian Depression has proved the possibility of its use for anticlines of complex shape. This makes it possible in the third stage with the help of the model developed by us to study the tectonic fracturing of quite complex oil and gas prospects. The objects of research selected are such promising deposits of the Inner Zone of the Pre-Carpathian Depression as the Krychkiivsky block of Pivdennoslyvkiivsky Region, Angelivsk Structure and PivnichnaOpaka Region. According to the results of the research, the location of exploratory wells has been clarified. The analysis of the obtained results indicates the possibility of using the proposed model for rapid assessment of areas of increased fracture of the real deflections of the layers.

Keywords: anticline, field, fracturing, exploration well, Pre-Carpathian Depression, tectonophysical model.

Вступ

Сучасні світові тенденції у сфері питань енергозабезпечення, особливо країн Європи, все більше вказують на те, що енергетична безпека є однією з першочергових стратегічних проблем України. Одним із основних шляхів успішного вирішення цієї проблеми разом з диверсифікацією джерел постачання енергоносіїв та підвищенням енергоефективності в усіх сферах життєдіяльності країни є підвищення рівня забезпечення паливно-енергетичною сировиною, у першу чергу за рахунок збільшення обсягів видобутку нафти і газу. Значне підвищення обсягів видобутку вуглеводнів можливе тільки за умови спорудження нових свердловин в усіх нафтогазоносних регіонах країни, у тому числі у межах Західноукраїнського нафтогазоносного регіону. Але відомо, що за останні роки видобуток вуглеводнів у регіоні знижується, будь-які дослідницькі роботи не тільки скорочуються, а й часто зовсім не проводяться. Ці факти свідчать про те, що на вказаній території під загрозою є подальший розвиток існуючої інфраструктури нафтогазовидобутку. Саме тому варто присвятити особливу увагу дослідженням, спрямованим на підвищення освоєння нафтогазоперспективних відкладів в межах Західноукраїнського нафтогазоносного регіону. Більшість перспективних ділянок зосереджено у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину [1].

Слід зауважити, що сучасні геологічні дослідження вказують на суттєвий вплив вторинної тріщинуватості на підвищення нафтогазоносності порід-колекторів, особливо на великих глибинах. Враховуючи згадані вище чинники, тектонофізичне моделювання є одним із перспективних наукових напрямків, спрямованих на підвищення якості прогнозування нафтогазоносності порід-колекторів. Тому на сучасному етапі розвитку нафтогазової геології актуальним є дослідження тріщинуватості порід-

колекторів з використанням комп'ютерного моделювання. Це питання потребує детального вивчення.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Як вказано раніше, на сучасному етапі надзвичайно важливим і актуальним є детальне дослідження закономірностей тектонофізичних процесів, які призводять до утворення зон розщільнення в потенційно перспективних щодо нафтогазоносності породах-колекторах. Їх знання може суттєво підвищити ефективність ведення пошукових робіт на локальних об'єктах.

При вивченні процесів, які ведуть до утворення тріщин в гірських породах, слід приділити особливу увагу сучасним працям науковців, які спрямовані на оцінку напружено-деформованого стану (НДС) порід-колекторів. Ще в недалекому минулому вивчення тріщинуватості проводилось тільки шляхом дослідження керну, добутого із свердловин. У таких умовах неможливо змодельовати НДС та врахувати його вплив на тріщинуватість, що було суттєвим недоліком. Але стрімкий розвиток комп'ютерного моделювання фізичних процесів призвів до суттєвого покращення даної ситуації.

Так, авторами роботи [2] розроблено статистичну теорію міцності, деформації та руйнування гірських порід. Наведено методики та засоби досліджень фізико-механічних властивостей гірських порід, у тому числі міцнісних, деформаційних, фільтраційних властивостей, утворення і розвитку тріщин. За допомогою розробленої теорії змодельовано фізико-механічні умови, які виникають під час розробки корисних копалин на великих глибинах, і створено структурну статистичну модель неоднорідного деформованого тіла, типовим представником якого є гірські породи. Також вивчено вплив порового тиску на НДС гірських порід, наведено значний обсяг експериментальних

даних щодо фізичних та фізико-механічних властивостей гірських порід, відібраних з різних басейнів і родовищ.

Статті за матеріалами 7-ої Міжнародної конференції з геообчислення представлені в роботі [3]. Геообчислення як термін показує взаємозв'язок між моделюванням та його застосуванням для наочного відображення і пояснення різних динамічних аспектів фізичних процесів, які відбуваються на земній поверхні.

Автори праці [4] присвятили її дослідженню геодинамічних процесів за допомогою математичного моделювання чисельними методами. Ця робота представлена у вигляді посібника. Перевагами даної роботи є простота викладеного матеріалу та зручність користування довідковою інформацією. Дана праця є доступною для широкого кола зацікавлених читачів, адже у ній відсутні складні математичні формули, а для розуміння основних викладок потрібно мати лише базові знання з геодинамічної теорії та чисельних методів розв'язку диференціальних рівнянь. У праці представлені основні чисельні методи геодинамічного моделювання. Їх використання проілюстровано на прикладах проблем загальної геодинаміки, конвекції мантиї, літосферної деформації та інше. Також для кожного з основних методів наведено їх основні відмінності, переваги та недоліки. Це дає змогу з більшою ймовірністю зробити вірний вибір певного методу для отримання адекватних результатів обчислень.

Експериментальним та числовим методам оцінки тріщиностійкості гірських порід на основі положень механіки руйнування присвячено роботи [5-7].

Так, у роботі [5] автором наведено опис нового експериментального методу дослідження гірських порід на тріщиностійкість. Розроблений метод можна використовувати для визначення стисненого руйнування за зсуву (режим II). Автором також наведено порівняння результатів експериментів з результатами стисненого руйнування за стиску (режим I). Згідно з принципами механіки руйнування порід, опір порід розтріскуванню є надзвичайно важливим параметром, який використовується при оцінці розривів гірських порід.

Автор роботи [6] присвятив свої дослідження оцінці тріщинуватості гірських порід на основі принципів механіки руйнування з використанням методу дискретних елементів. Для цього використано результати, отримані шляхом аналізу досліджень реальних механічних та геометричних показників систем тріщин, які отримано на основі картографування полів в

Селлафілді, Великобританія. Ці дані лягли в основу багатьох числових експериментів, проведених на двовимірних дискретних мережах розриву тріщин з метою визначення напружень та деформацій. Отримані результати лягли в основу розроблення моделі, яка адекватно відображає поведінку тріщинуватих порід за впливу напружень та деформацій як функції обмеження тиску, а також для оцінки таких важливих параметрів деформації, як еквівалентний спрямований модуль пружності першого роду та коефіцієнт Пуассона. Результати представлені у формі еквівалентних властивостей порід, для визначення яких були застосовані критерії оцінки руйнування Мор-Кулона і Хок-Брауна.

Дослідження розтріскування порід методами механіки тріщин також представлені у роботі [7]. У наведеній роботі наведено опис і дано пояснення основних принципових проблем, які можуть виникнути під час застосування методів механіки руйнування для оцінки тріщинуватості гірських порід.

Останнім часом сучасні вчені все більшу увагу звертають на проблему моделювання процесів тріщинуватості гірських порід на основі положень механіки руйнування. Даній проблемі присвячено роботи [8-9].

Так, у 2014 році авторами було опубліковано працю [8] щодо моделювання геомеханічних задач за допомогою комп'ютерної програми FRACOD шляхом використання підходів механіки руйнування. Також у даній праці наведено методику використання FRACOD і теоретичні основи механіки тріщинуватості порід за допомогою методів оцінки опору руйнування матеріалів при зсуві. Комп'ютерна програма FRACOD застосовується з метою оцінки утворення тріщин та їх розповсюдження до руйнування при розтягу (режим I), зсуві (режим II) та комплексному впливі розтягу (стиску) і зсуву. Методики, за якими випробовуються гірські породи з метою визначення параметрів утворення та поширення тріщин, вимагають екстремальних умов напружень, температури та гідравлічного тиску, що значно ускладнює необхідне експериментальне обладнання. Це робить такі дослідження надзвичайно дорогими, а в деяких випадках – взагалі неможливими. Комп'ютерна програма FRACOD є однією з небагатьох, які дають змогу адекватно змоделювати умови утворення та поширення тріщин в екстремальних умовах без проведення дорогартісних натурних експериментів. Також у праці наведено основи аналізу проблеми механіки руйнування для структур, які представлені

крихкими породами. Це – гідромеханічний та термомеханічний зв'язок, множинні регіональні механічні, термічні та гідравлічні функції тощо. Програма постійно вдосконалюється і останнім часом дала змогу також моделювати утворення гідравлічних та термічних тріщин.

Наукову працю [9], присвячену обчислювальним методам оцінки поширення тріщин у пористих середовищах за допомогою методу скінченних елементів (МСЕ), було опубліковано у 2018 році. У даній роботі автором наведено основні рівняння, що описують пористе середовище, насичене рідиною. На основі проведеного аналізу рівнянь розроблено і обґрунтовано нові методи моделювання поширення тріщин в пористих структурах з урахуванням їх насичення рідиною.

Беручи до уваги попередній огляд, а також численні праці інших авторів, наприклад [10-23], слід відмітити високу перспективність методу оцінки тріщинуватості порід-колекторів шляхом аналізу їх НДС за допомогою комп'ютерного моделювання тектонофізичних процесів прошарків порід-колекторів.

Для цього нами за допомогою методу скінченних елементів (МСЕ) розроблено параметричну тектонофізичну модель оцінки НДС прошарку пісковика [24-26].

Виділення не вирішених раніше частин загальної проблеми

Основні підходи до оцінювання тріщинуватості нафтогазоперспективних відкладів у піщано-алевритовій товщі за допомогою тектонофізичного моделювання обґрунтовано в наших попередніх дослідженнях [24-26]. Але родовища Внутрішньої зони Передкарпатського прогину характеризуються дуже складними формами перегинів пластів. Як приклад, наведено фронтальні складки у Долинському перетині (рис. 1), де можна наочно побачити, наскільки складною є тектонічна будова Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Геодинамічні рухи та реологічна неоднорідність порід призвели до виникнення багатоярусної тектонічної будови. Одночасно з горизонтальними рухами відбувались і вертикальні, що спричинили до занурень блоків. Ярусність значно ускладнена локальними насувами, поперечними скидами, скидо-зсувами, які часто утруднюють простеження окремих ліній складок.

У таких умовах розроблена спрощена модель симетричної антикліналі не може використовуватись. Успішна апробація моделі на відомих родовищах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину [27] дає змогу повністю ви-

користати потенціал модельних досліджень тектонічної тріщинуватості в умовах надзвичайно складного характеру тектонічних структур. Тому **метою статті** є удосконалення тектонофізичної моделі піщано-алевритової товщі і її практичне використання для досліджень перспективних ділянок родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та рекомендацій щодо пошукового буріння.

Виклад основного матеріалу

Використання розробленої тектонофізичної моделі оцінки тріщинуватості піщано-алевритової товщі проведено на таких перспективних родовищах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, як Кричківський блок Південносливкінської площі, Ангелівська структура та площа Північна Опака

Південносливкінська структура

Південносливкінська площа приурочена до Надвірнянського нафтогазоносного району. У структурному відношенні охоплює Південносливкінську складку першого ярусу структур, яка представлена двома блоками. Ми розглядаємо Кричківський блок (рис. 2, 3).

З урахуванням можливої екранізації поперечними розломами структурні форми цього блоку є сприятливими для існування покладів нафти і газу. Породами-колекторами виступають піщано-алевритові різновидності порід з відносно низькими колекторськими властивостями.

Антикліналь пісковика вигодської світи вдалося змоделювати за допомогою удосконалених граничних умов імітації піднасуву (умова С – переміщення і фіксований поворот перерізу) (рис. 4).

Згідно з результатами досліджень, незважаючи на дуже великі деформації, зона тектонічної тріщинуватості є локальною, антикліналь не зруйнована (рис. 5). Відклади бистрицької світи з аналогічною тектонічною будовою є покришкою. За результатами досліджень уточнюємо місце розміщення пошукової свердловини 1-Пд.Сл. (див. рис. 3). Свердловина зміщена на 100 м в північно-східному напрямку від її початкового проектного положення.

Ангелівська структура

Ангелівська площа знаходиться в Долинському районі Івано-Франківської області на відстані 15 км від м. Долини та в 4-5 км від залізничної станції Вигода. Через площу проходить автомагістраль Долина-Хуст.

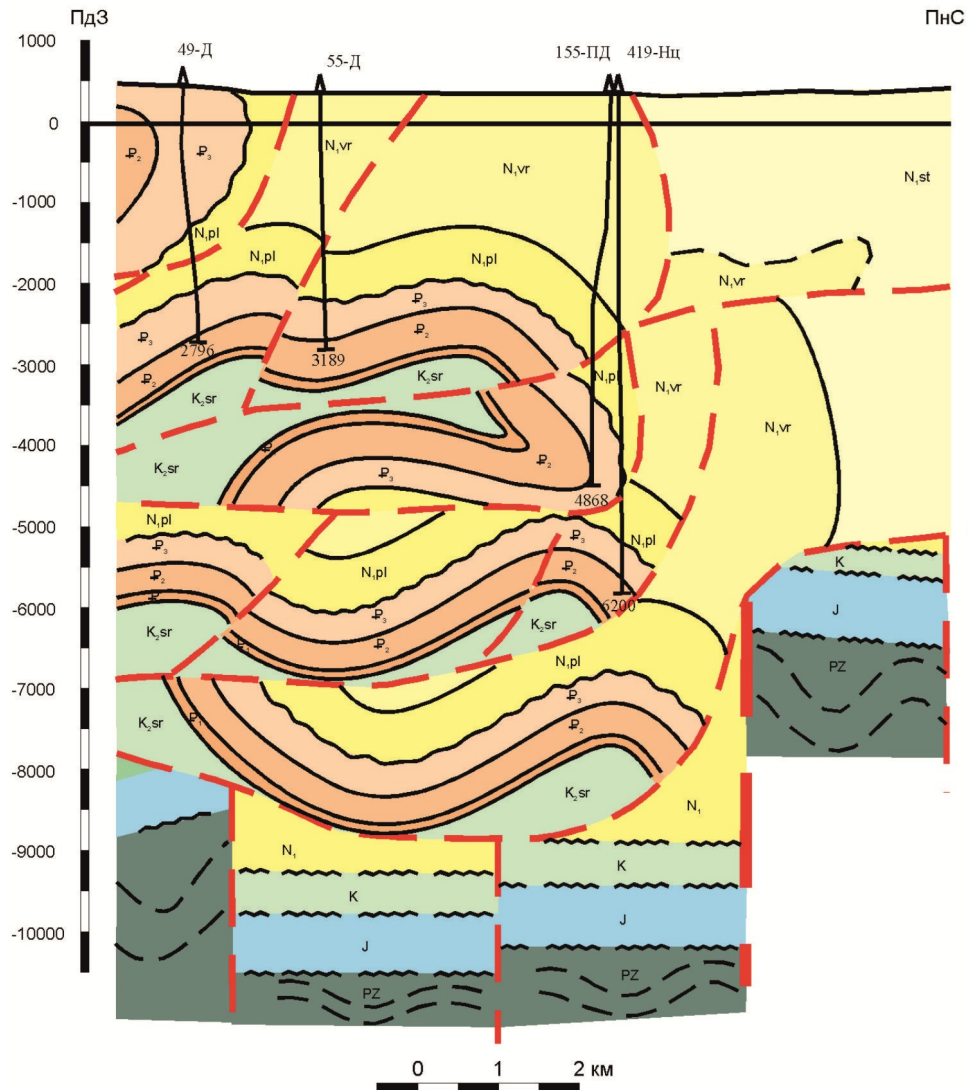


Рисунок 1 – Геологічна будова фронтальних складок у Долинському перетині (склав Мончак Л.С.)

У геологічному відношенні ця площа розташована в Скибовій зоні Карпат і пов'язана з Новошинською лінією складок. Ця складка відноситься до тієї частини Берегової скиби, що перекрита Орівською. Ця територія належить до Долинського нафтогазопромислового району, де сконцентрована велика кількість початкових запасів нафти і газу.

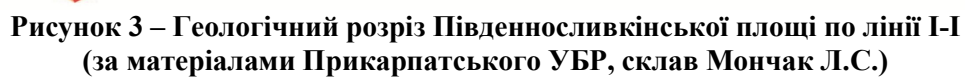
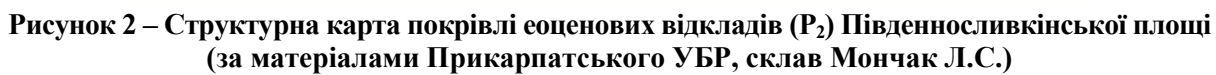
Геологічно будова Скибової зони Карпат вивчена не достатньо. Спеціальні структурні побудови в більшості не виконувались. В зв'язку з цим в 1991 р. сейсміками було переінтерпретовано сейсмозв'язувальні матеріали Скибової зони на Стинавсько-Лугівській ділянці.

За результатами переінтерпретації сейсмічних матеріалів в межах Берегової та Орівської скиб виявлено ряд складок карпатського типу у відкладах палеогену. Деякі з них вже вивчені достатньо і є потенційно перспективними для відкриття в них промислових покладів нафти і

газу на невеликих глибинах. Ці рекомендації відносяться до об'єктів, на яких сейсмічні матеріали мають високу ступінь достовірності. До таких віднесена і Ангелівська складка.

В геологічній будові Ангелівської площі беруть участь відклади верхньої крейди та палеогену у повному наборі світ. Неогенові відклади поляницької світи тут зустрічаються тільки місцями у фронтальній частині складки і не мають впливу на розподіл нафтогазоносності, як це має місце в Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину.

Породи, що можуть бути колекторами нафти і газу, відносяться до ямненської, частково манявської, вигодської та менілітової світ палеогену. У стрийській світі верхньокрейдного віку зустрічаються піщано-аргілітові горизонти, в яких пропластки пісковиків виступають як колектори з низькими фільтраційно-ємнісними властивостями. Породами покришками можуть



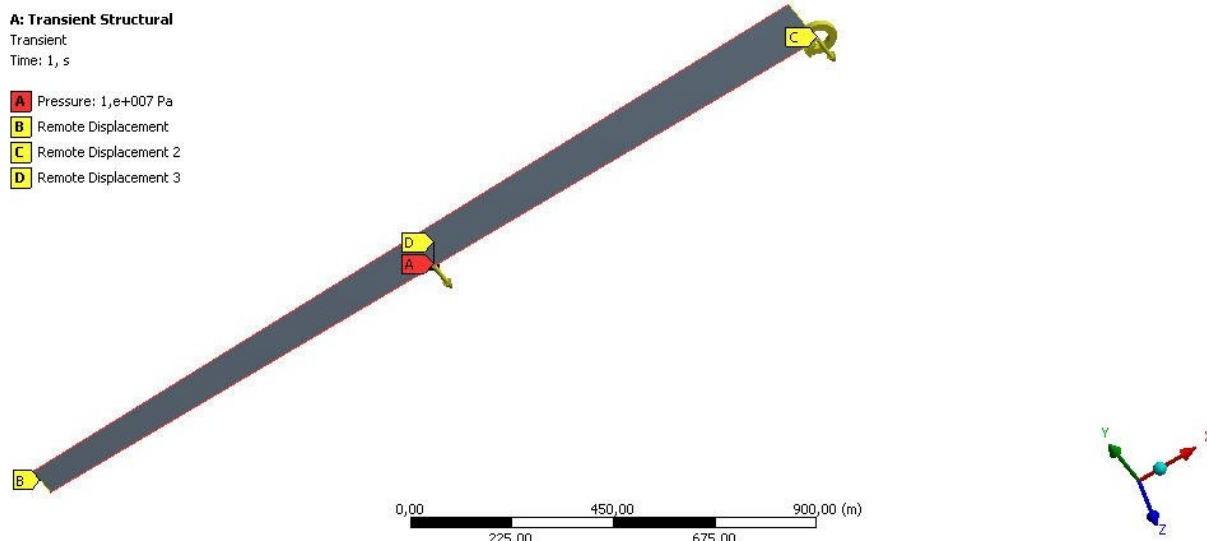


Рисунок 4 – Граничні умови та навантаження моделі антикліналі пісковика вигодської світи

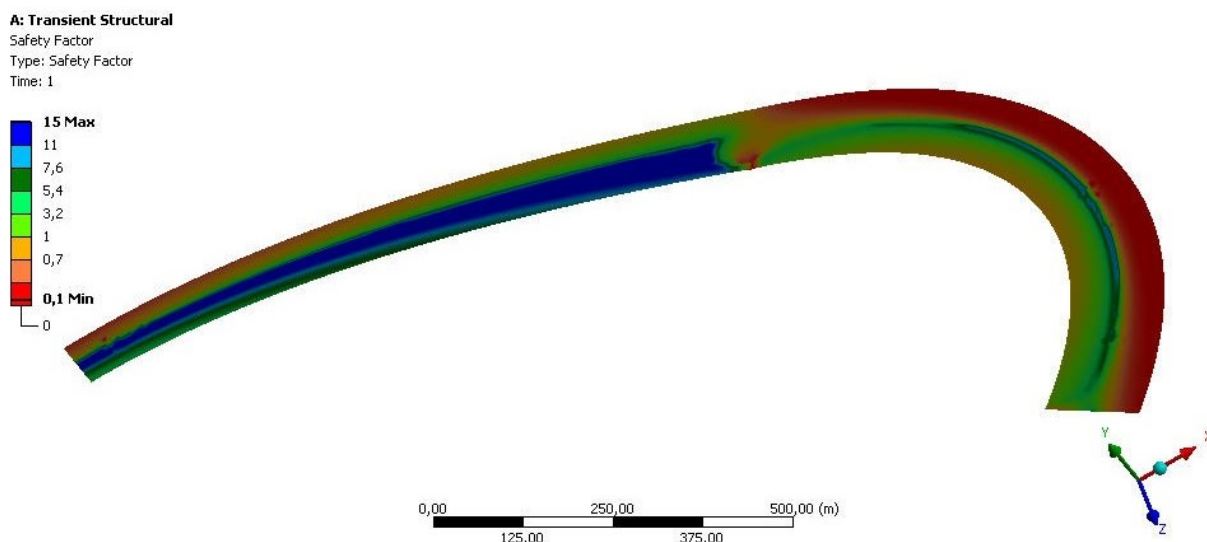


Рисунок 5 – Результати моделювання НДС антикліналі пісковика вигодської світи

бути аргілітові пачки порід верхньострийських, ямненських, бистрицьких та менілітових відкладів. Останні як покривки мають локальне значення.

Про можливу нафтогазоносність цієї площі можна судити за багатьма даними:

- існування лінійно витягнутої антиклінальної складки, що ускладнена поперечними розломами, де можуть існувати склепінні та екрановані пастки для нафти і газу;
- наявність порід-колекторів і порід-покривок, про що вже згадувалось вище;
- сусідство давно відомих нафтових родовищ (Вигода-Витвицького та Спаського), а також недавно відкритого Підсухівського;
- припливи газу з нижньоменілітових відкладів (інтервал 1339-1417 м) свердловини 1-Лолинська дебітом біля 10 тис. м³, а також прояви нафти з газом в еоценових відкладах

Орівської скиби (840-1050 м), де після ліквідації свердловини на гирлі просочується нафта.

Перспективні ділянки Ангелівської структури наведено на рис. 6.

Підтверджуємо місце розміщення проектної пошукової свердловини 1-Ан за аналогією з вибором місця свердловини Південносливкінської структури (рис. 7).

Удосконалені граничні умови та навантаження наведено на рис. 8. Результати моделювання наведено на рис. 9. Тут пласт пісковика ямненської світи має подібний НДС, як на рис. 5.

Площа Північна Опака

Також модель застосовано на площі Північна Опака (рис. 10). Тут пласт пісковика ямненської світи має подібну тектонічну будову до пісковика вигодської світи Південносливкінської структури (рис. 11).

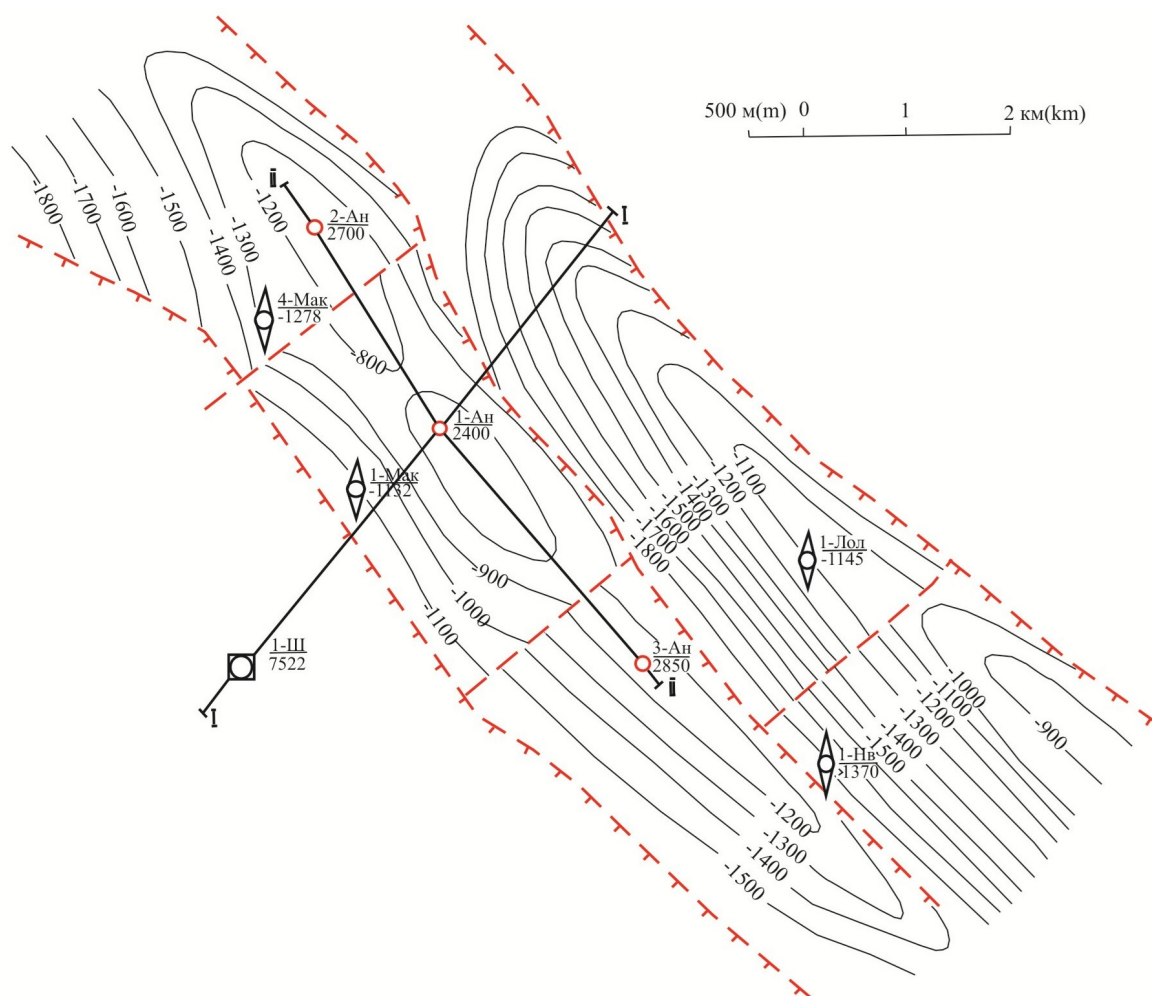


Рисунок 6 – Структурна карта покрівлі еоценових відкладів Ангелівської площі (склали М.Будкевич, О.Шуфлат із змінами Мончака Л.С., 1998 р.)

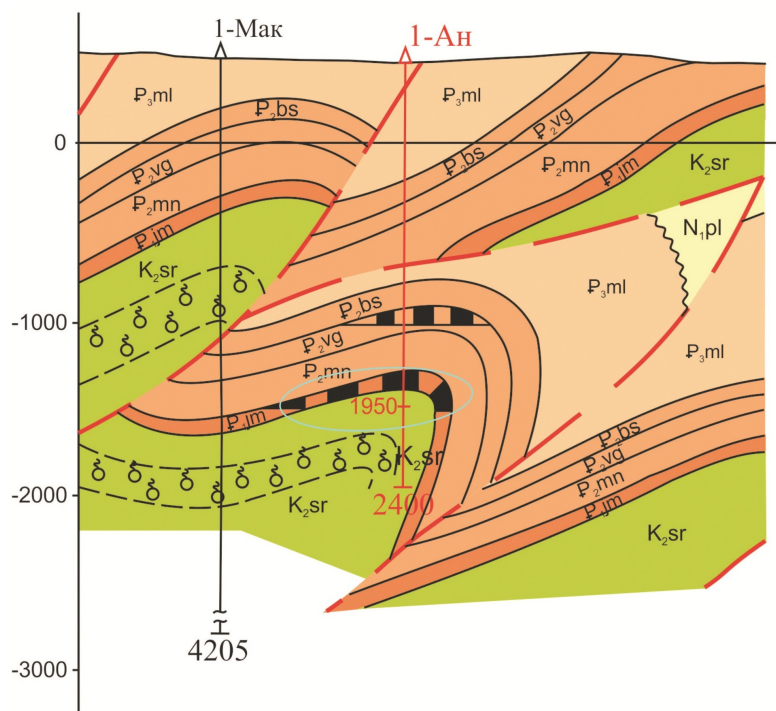


Рисунок 7 – Геологічний розріз Ангелівської площі по лінії I-I (склав Мончак Л.С., 1998 р.)

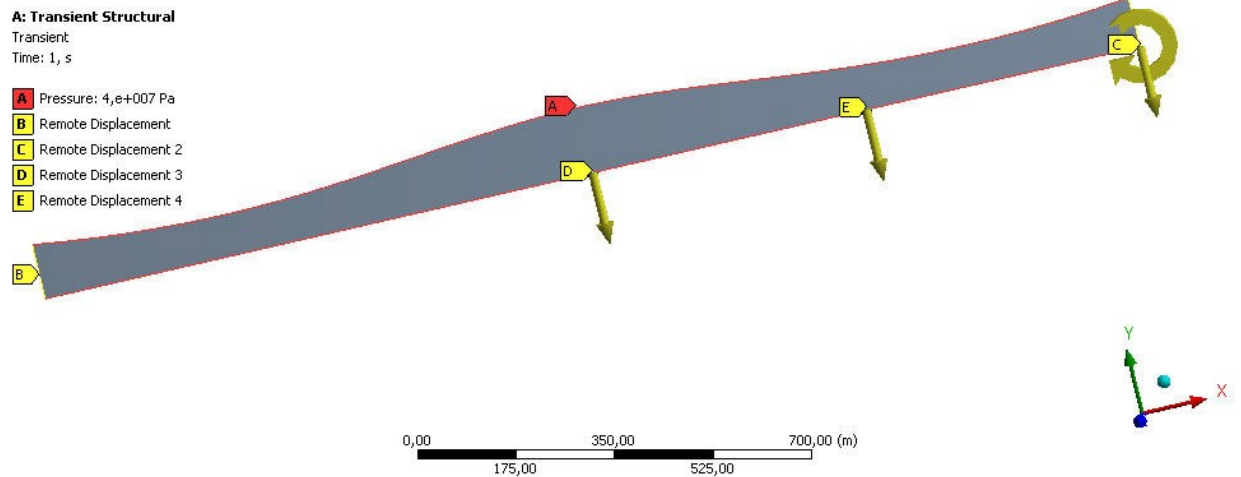


Рисунок 8 – Граничні умови та навантаження моделі антикліналі пісковика ямненської світи

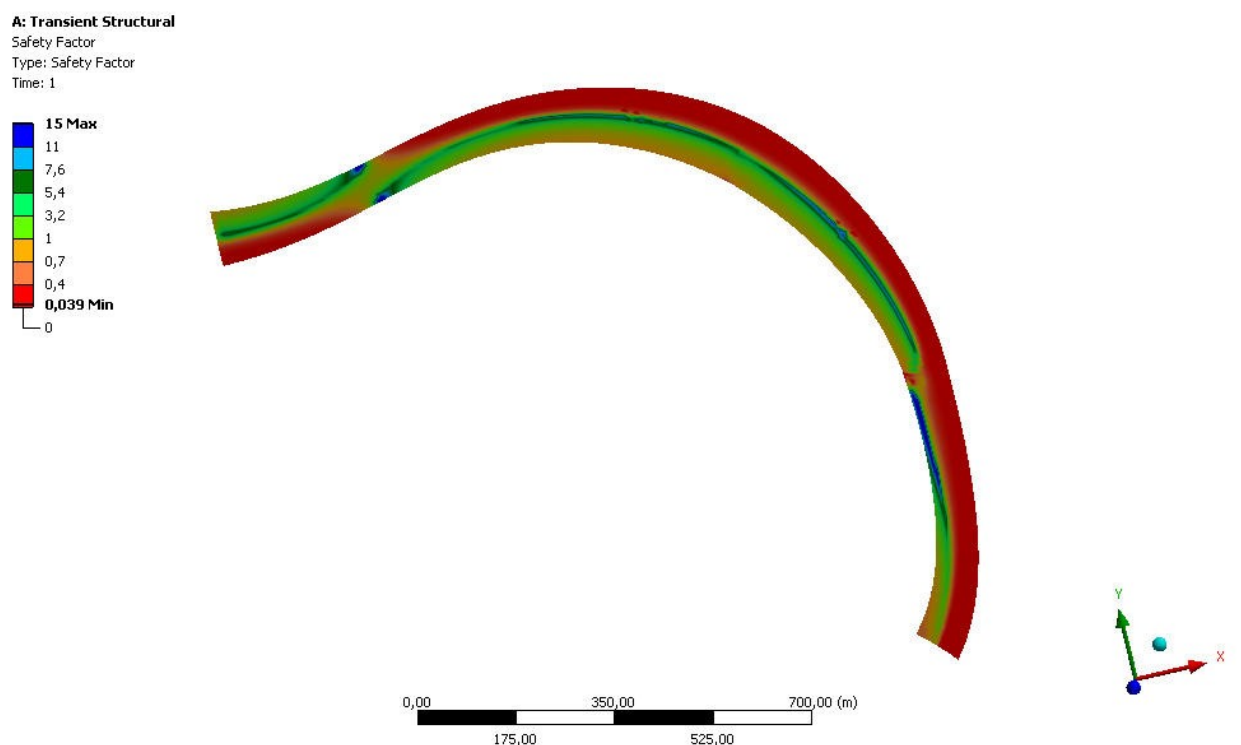


Рисунок 9 – Результати моделювання НДС відкладів ямненської світи Ангелівської структури

Площа Північна Опака розташована в Бориславському районі поряд з Бориславським родовищем. Антиклінальні складки встановлені у Бориславсько-Покутській зоні (нижні складки), а верхні складки – в перехідних елементах Скибової зони. Пласти пісковиків очікуються в ямненських відкладах та у менілітових відкладах (бориславський пісковик). Складка обмежена поперечними порушеннями північно-східного простягання.

Оскільки тектонічна будова пластів є схожою, то і граничні умови були застосовані аналогічні (рис. 12).

Згідно з нашими результатами уточнюємо місце розташування пошукової свердловини 1-ПнО (див. рис. 11).

Висновки

Результати практичного використання удосконаленої тектонофізичної моделі на прикладах нафтогазоперспективних структур Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, а саме Південносливкінської площі, Ангелівської структури та площі Північна Опака, свідчать про те, що за допомогою розробленої моделі можна досліджувати достатньо складні струк-

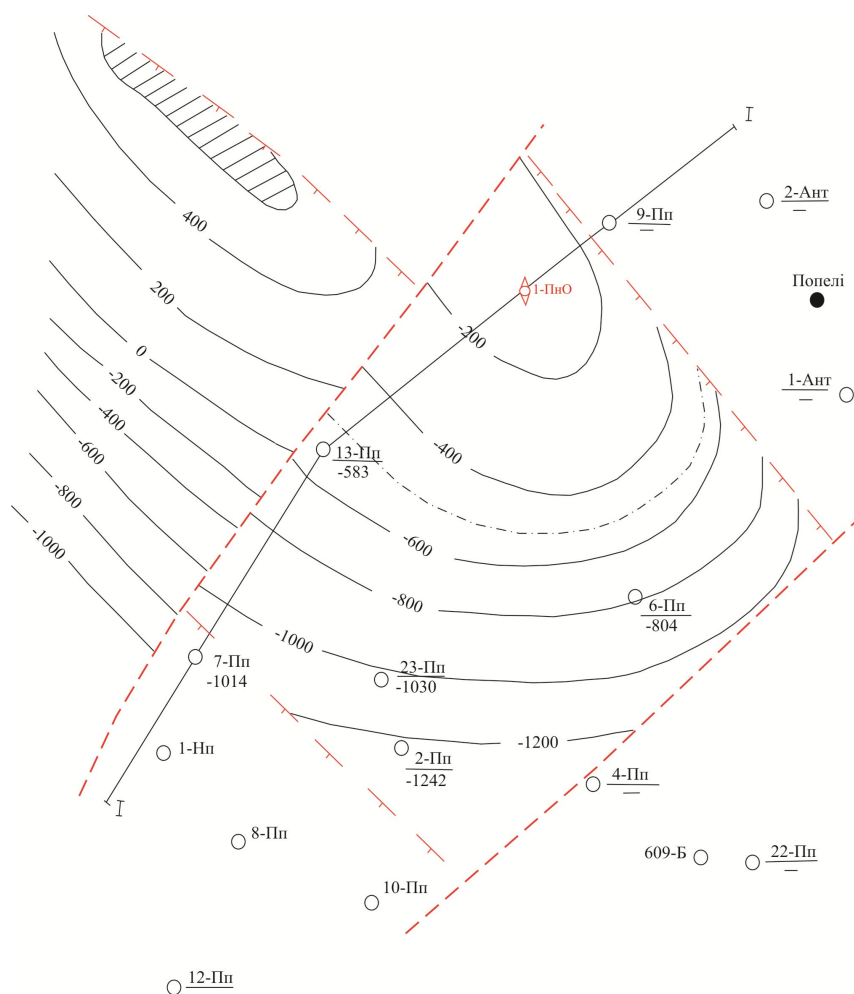


Рисунок 10 – Структурна карта покрівлі ямненської світи Берегової скиби. Площа Північна Опака (склав Трушевич Р.Т., з доповненнями Мончака Л.С.)

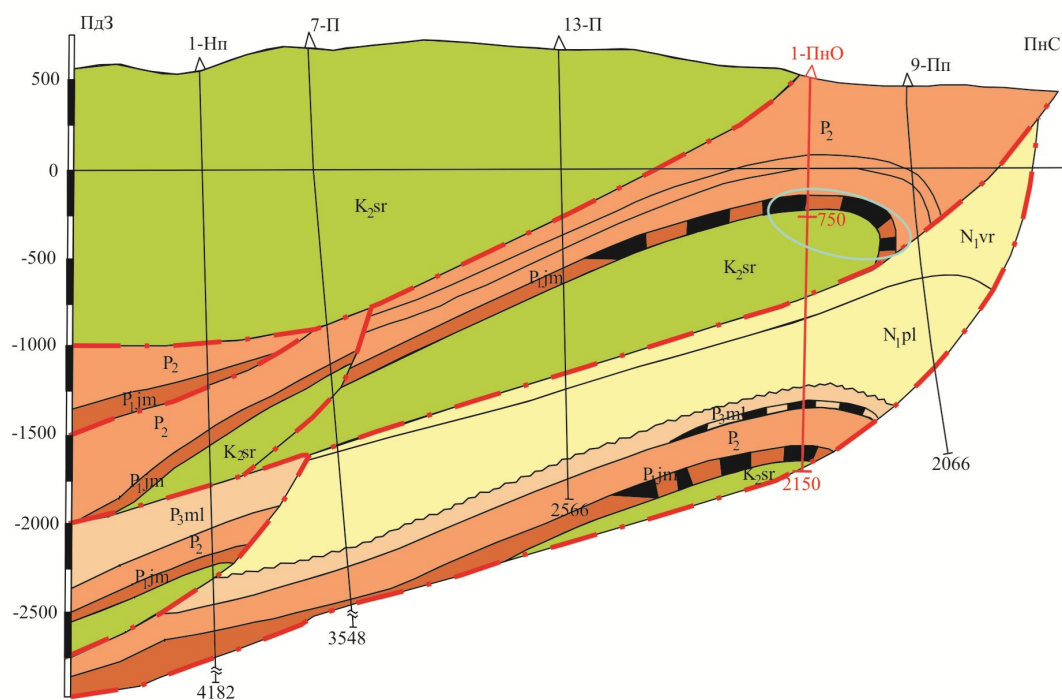


Рисунок 11 – Площа Північна Опака. Геологічний розріз по лінії I-I (склав Мончак Л.С.)

A: Transient Structural

Transient

Time: 1, s

- A Pressure: 1,e+007 Pa
- B Remote Displacement
- C Remote Displacement 2
- D Remote Displacement 3

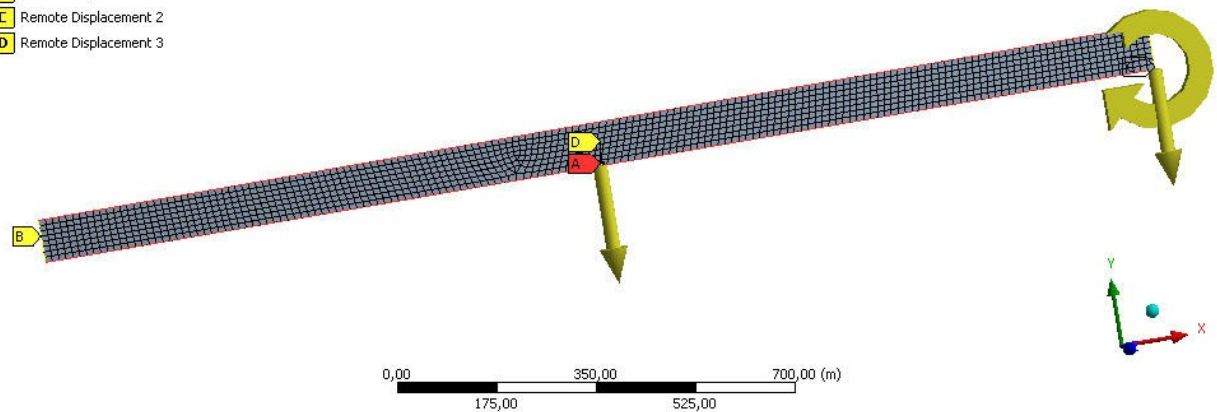


Рисунок 12 – Граничні умови та навантаження моделі антикліналі

A: Transient Structural

Safety Factor

Type: Safety Factor

Time: 1

- 15 Max
- 11
- 7,6
- 5,4
- 3,2
- 1
- 0,7
- 0,068 Min
- 0

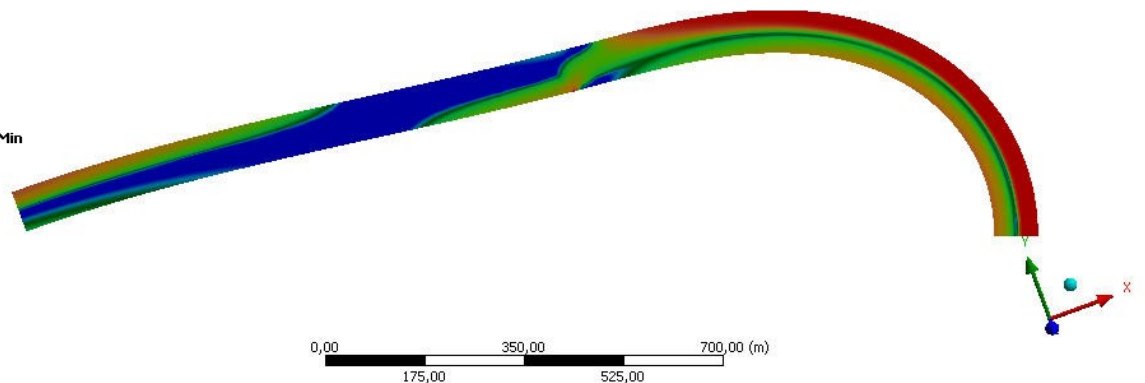


Рисунок 13 – Результати моделювання НДС відкладів ямненської світи структури Північна Опака

тури щодо тектонічної тріщинуватості. Аналіз отриманих результатів свідчить про можливість використання запропонованої моделі для експрес-оцінки зон підвищеної тріщинуватості реальних прогинів пластів. Наступні дослідження будуть спрямовані на удосконалення моделі для 3-D досліджень перспективних ділянок родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та рекомендацій щодо пошукового буріння.

Література

1. Мончак Л.С., Анікеєв С., Жученко Г., Здерка Т.В., Мончак Й.Л., Хомин В.Р. Щодо реальних перспектив відкриття нових родовищ

та нарошення видобутку нафти і газу у Західному регіоні України. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ* 2019. № 2 (71). С. 7-19. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-2\(71\)-7-19](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-2(71)-7-19).

2. Ставрогин А.Н., Тарасов Б.Г. Экспериментальная физика и механика горных пород. СПб: Наука, 2001.

3. Atkinson P.M., Foody G.M., Darby S.E., Wu F. *GeoDynamics*, 2005.

4. Ismail-Zadeh A., Tackley P. *Computational Methods for Geodynamics*, 2010.

5. Backers T. *Fracture Toughness Determination and Micromechanics of Rock Under Mode I and Mode II Loading*. Diss, 2004.

6. Noorian-Bidgoli M. Strength and deformability of fractured rocks. Diss. Stockholm, 2014.
7. Guo H. Rock cutting studies using fracture mechanics, 1990.
8. Shen Baotang, Stephansson O., Rinne M. Modelling Rock Fracturing Processes: A Fracture Mechanics Approach Using FRACOD, 2014.
9. De Borst R. Computational Methods for Fracture in Porous Media: Isogeometric and Extended Finite Element Methods, 2018.
10. Salze, M., Martinod, J., Guillaume, B., Kermarrec, J.-J., Ghiglione, M.C., Sue, C., 2018. Trench-parallel spreading ridge subduction and its consequences for the geological evolution of the overriding plate: Insights from analogue models and comparison with the Neogene subduction beneath Patagonia. *Tectonophysics*, doi : 10.1016/j.tecto.2018.04.018
11. Guillaume, B., Hertgen, S., Martinod, J., and Cerpa, N.G., 2018. Slab dip, surface tectonics : How and when do they change following an acceleration/slow down of the overriding plate ?, *Tectonophysics* 726, 110-120, doi: 10.1016/j.tecto.2018.01.030.
12. Brun, J.-P., Sokoutis, D., Tirel, C., Gueydan, F., Van Den Driessche J. , and Beslier M.-O., in press. Crustal versus mantle core complexes, *Tectonophysics*, doi: 10.1016/j.tecto.2017.09.017.
13. Bajolet F., Chardon D., Martinod J., Gapais D., Kermarrec J.J., 2015. Syn-convergence flow inside and at the margin of orogenic plateaux : Lithospheric-scale experimental approach. *J.G.R. Solid Earth*, 120, 6634-6657, doi: 10.1002/2015JB012110.
14. Kydonakis, K., Brun J.-P., Sokoutis D., 2015. North Aegean core complexes, the gravity spreading of a thrust wedge, *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 120, doi : 10.1002/2014JB011601.
15. Driehaus, L., Nalpas T., Ballard J.-F., 2014. Interaction between deformation and sedimentation in a multidecollement thrust zone : Analogue modelling and application to the Sub-Andean thrust belt of Bolivia. *Journal of Structural Geology*, 65, 59-68, doi: 10.1016/j.jsg.2014.04.003
16. Gapais D., Jaguin J., Cagnard F., Boulvais P., 2014. Pop-down tectonics, fluid channelling and ore deposits within ancient hot orogens. *Tectonophysics*, 618, 102-106.12, doi : 10.1016/j.tecto.2014.01.027
17. Philippon M., Brun J.-P., Gueydan F. and Sokoutis D., 2014. The interaction between Aegean back-arc extension and Anatolia escape since Middle Miocene. *Tectonophysics*, doi: 10.1016/j.tecto.2014.04.039
18. Zanella, A., Cobbold, P.R., Le Carlier de Veslud, C., 2014. Physical modelling of chemical compaction, overpressure development, hydraulic fracturing and thrust detachments in organic-rich source rock. *Marine and Petroleum Geology* 55, 262-274, doi : 10.1016/j.marpetgeo.2013.12.017.
19. Barrier, L., T. Nalpas, D. Gapais, J.-N. Proust, 2013. Impact of synkinematic sedimentation on the geometry and dynamics of compressive growth structures : Insights from analogue modelling. *Tectonophysics*, 608, 737-752.5, doi : 10.1016/j.tecto.2013.08.005
20. Driehaus, L., Nalpas, T., Cobbold, P.R., Gelabert, B., Sàbat, F. 2013. Effects of margin-parallel shortening and density contrasts on back-arc extension during subduction : Experimental insights and possible application to Anatolia. *Tectonophysics*, 608, 288-302, doi: 10.1016/j.tecto.2013.09.028 .
21. Midtkandal I., Brun J.P., Gabrielsen R.H., Huismans R.S., 2013. Control of lithosphere rheology on subduction polarity at initiation : Insights from 3D analogue modelling. *Earth and Planetary Science Letters*, 361, 219-228, doi : 10.1016/j.epsl. 2012.10.026
22. Reber, J.E., Galland, O., Cobbold, P.R., Le Carlier de Veslud, C. 2013. Experimental study of sheath fold development around a weak inclusion in a mechanically layered matrix. *Tectonophysics*, 586, 130-144, doi: 10.1016/j.tecto. 2012.11.013.
23. Soleimany, B., T. Nalpas, F. Sàbat, 2013. Role of the compression angle on the reactivation of an inverse fault. *Geologica Acta*, 11, 265-276.
24. Артим І.В. Оцінка тектонічної тріщинуватості порід-колекторів за допомогою методу скінченних елементів. *Молодий вчений. Геологічні науки*. 2018. № 2. С. 6-10. DOI: 10.32839.
25. Kurovets S., Artym I. Reservoir rocks fracturing model development. *East European Science Journal*. 2019. No 3. P. 24-29. ISSN: 2468-5380.
26. Куровець С.С., Артим І.В. Оцінка впливу розкиду значень механічних характеристик порід-колекторів Прикарпаття на їх тектонічну тріщинуватість. *Нафтогазова галузь України*. 2019. № 2. С. 19-33.
27. Куровець С.С., Артим І.В., Здерка Т.В. Апробація тектонофізичної моделі оцінювання тріщинуватості на родовищах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. *Нафтогазова енергетика*. 2020. № 2 (34). С. 15-25. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2020-2\(34\)-15-25](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2020-2(34)-15-25).

References

1. Monchak L.S., Anikeiev S., Zhuchenko G., Zderka T.V., Monchak Y.L., Khomyn V.R. (2019). Shchodo realnykh perspektyv vidkryttia novykh rodovyshch ta naroshchennia vydobutku nafty i hazu u Zakhidnomu rehioni Ukrainy. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, No 2(71). C. 7-19. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-2\(71\)-7-19](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-2(71)-7-19). [in Ukrainian]
2. Stavrogin A.N., Tarasov B.G. Eksperimentalnaya fizika i mehanika gorniyh porod. SPb: Nauka, 2001. [in Russian]
3. Atkinson P.M., Foody G.M., Darby S.E., Wu F. *GeoDynamics*, 2005.
4. Ismail-Zadeh A., Tackley P. *Computational Methods for Geodynamics*, 2010.
5. Backers T. Fracture Toughness Determination and Micromechanics of Rock Under Mode I and Mode II Loading. Diss, 2004.
6. Noorian-Bidgoli M. Strength and deformability of fractured rocks. Diss. Stockholm, 2014.
7. Guo H. Rock cutting studies using fracture mechanics, 1990.
8. Shen Baotang, Stephansson O., Rinne M. Modelling Rock Fracturing Processes: A Fracture Mechanics Approach Using FRACOD, 2014.
9. De Borst R. *Computational Methods for Fracture in Porous Media: Isogeometric and Extended Finite Element Methods*, 2018.
10. Salze, M., Martinod, J., Guillaume, B., Kermarrec, J.-J., Ghiglione, M.C., Sue, C., 2018. Trench-parallel spreading ridge subduction and its consequences for the geological evolution of the overriding plate: Insights from analogue models and comparison with the Neogene subduction beneath Patagonia. *Tectonophysics*, doi: 10.1016/j.tecto.2018.04.018
11. Guillaume, B., Hertgen, S., Martinod, J., and Cerpa, N.G., 2018. Slab dip, surface tectonics : How and when do they change following an acceleration/slow down of the overriding plate ?, *Tectonophysics* 726, P. 110-120, doi: 10.1016/j.tecto.2018.01.030.
12. Brun, J.-P., Sokoutis, D., Tirel, C., Gueydan, F., Van Den Driessche J., and Beslier M.-O., in press. Crustal versus mantle core complexes, *Tectonophysics*, doi: 10.1016/j.tecto.2017.09.017.
13. Bajolet F., Chardon D., Martinod J., Gapais D., Kermarrec J.J., 2015. Syn-convergence flow inside and at the margin of orogenic plateaux: Lithospheric-scale experimental approach. *J.G.R. Solid Earth*, 120, 6634-6657, doi: 10.1002/2015JB012110.
14. Kydonakis, K., Brun J.-P., Sokoutis D., 2015. North Aegean core complexes, the gravity spreading of a thrust wedge, *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 120, doi : 10.1002/2014JB011601.
15. Driehaus, L., T. Nalpas, J.-F. Ballard, 2014. Interaction between deformation and sedimentation in a multidecollement thrust zone : Analogue modelling and application to the Sub-Andean thrust belt of Bolivia. *Journal of Structural Geology*, 65, 59-68, doi: 10.1016/j.jsg.2014.04.003
16. Gapais D., Jaguin J., Cagnard F., Boulvais P., 2014. Pop-down tectonics, fluid channelling and ore deposits within ancient hot orogens. *Tectonophysics*, 618, 102-106.12, doi: 10.1016/j.tecto.2014.01.027
17. Philippon M., Brun J.-P., Gueydan F. and Sokoutis D., 2014. The interaction between Aegean back-arc extension and Anatolia escape since Middle Miocene. *Tectonophysics*, doi: 10.1016/j.tecto.2014.04.039
18. Zanella, A., Cobbold, P.R., Le Carlier de Veslud, C., 2014. Physical modelling of chemical compaction, overpressure development, hydraulic fracturing and thrust detachments in organic-rich source rock. *Marine and Petroleum Geology* 55, 262-274, doi : 10.1016/j.marpetgeo.2013.12.017.
19. Barrier, L., T. Nalpas, D. Gapais, J.-N. Proust, 2013. Impact of synkinematic sedimentation on the geometry and dynamics of compressive growth structures : Insights from analogue modelling. *Tectonophysics*, 608, 737-752.5, doi : 10.1016/j.tecto.2013.08.005 2
20. Driehaus, L., Nalpas, T., Cobbold, P.R., Gelabert, B., Săbat, F. 2013. Effects of margin-parallel shortening and density contrasts on back-arc extension during subduction : Experimental insights and possible application to Anatolia. *Tectonophysics*, 608, 288-302, doi: 10.1016/j.tecto.2013.09.028.
21. Midtkandal I., Brun J.P., Gabrielsen R.H., Huisman R.S., 2013. Control of lithosphere rheology on subduction polarity at initiation : Insights from 3D analogue modelling. *Earth and Planetary Science Letters*, 361, 219-228, doi: 10.1016/j.epsl.2012.10.026
22. Reber, J.E., Galland, O., Cobbold, P.R., Le Carlier de Veslud, C. 2013. Experimental study of sheath fold development around a weak inclusion in a mechanically layered matrix. *Tectonophysics*, 586, 130-144, doi:10.1016/j.tecto.2012.11.013.
23. Soleimany, B., T. Nalpas, F. Săbat, 2013. Role of the compression angle on the reactivation of an inverse fault. *Geologica Acta*, 11, 265-276.
24. Artym I.V. Otsinka tektonichnoi trishchynuvatosti porid-kolektoriv za dopomohoiu metodu skinchennykh elementiv. *Molodyi vchenyi*.

Heolohichni nauky. 2018. No 2. P. 6-10. DOI: 10.32839.

25. Kurovets S., Artym I. Reservoir rocks fracturing model development. *East European Science Journal*. 2019. No 3. P. 24-29. ISSN: 2468-5380.

26. Kurovets S.S., Artym I.V. Otsinka vplyvu rozkydu znachen mekhanichnykh kharakterystyk porid-kolektoriv Prykarpattia na yikh tektonichnu trishchynuvatist. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2019. No 2. P. 19-33. [in Ukrainian]

27. Kurovets S. S., Artym I. V., Zderka T. V. (2020). Aprobatsiia tektonofizychnoi modeli otsiniuvannia trishchynuvatosti na rodovyshchakh Vnutrishnoi zony Peredkarpatskoho prohynu. *Naftohazova enerhetyka*, No 2 (34). P. 15-25. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2020-2\(34\)-15-25](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2020-2(34)-15-25) [in Ukrainian]

Наука — виробництву

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-1(82)-83-92

ВПЛИВ ТРИВАЛОСТІ ПЕРІОДУ НАГНІТАННЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ РЕГУЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ОБВОДНЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ

¹С. В. Матківський*, ²О. Р. Кондрат

¹Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел./факс (04427) 23115, e-mail: matkivskij@gmail.com

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

З використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання досліджено процес нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на межі початкового газоводяного контакту з метою сповільнення надходження пластової води в газонасичені горизонти. Розрахунки проведено для різних значень тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю (12, 14, 16, 18, 21, 24 місяці). За результатами проведених досліджень встановлено, що завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечується підтримання пластового тиску в покладі на значно вищому рівні порівняно з розробкою на виснаження. Результати моделювання свідчать, що зі збільшенням тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю зменшується тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту його прориву у видобувні свердловини. На основі результатів проведених досліджень встановлено залежність накопиченого видобутку вуглеводнів від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад. При збільшенні тривалості періоду нагнітання неуглеводневого газу зменшується накопичений видобуток газу та конденсації, а також різко скорочуються об'єми видобутку пластової води. Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання для регулювання процесу надходження пластової води в продуктивні поклади. За результатами проведених досліджень визначено оптимальне значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю в поклад, яке на момент його прориву до ряду видобувних свердловин становить 16,3 місяців. Коефіцієнт вилучення газу для наведеного значення тривалості періоду нагнітання становить 61,98 %. Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в поклади, що розробляються в умовах прояву водонапірного режиму з метою регулювання процесу обводнення продуктивних покладів та підвищення кінцевого їх вуглеводневилучення.

Ключові слова: цифрове моделювання, газоконденсатний поклад, водонапірний режим, газоводяний контакт, обводнення, защемлений газ, технологія підвищення вуглеводневилучення, нагнітання діоксиду вуглецю.

С использованием основных инструментов гидродинамического моделирования проведено исследование процесса нагнетания диоксида углерода в залежь на границе начального газоводяного контакта с целью замедления поступления пластовой воды в газонасыщенные горизонты. Расчеты проведены для различных значений продолжительности периода нагнетания диоксида углерода (12, 14, 16, 18, 21, 24 месяца). По результатам проведенных исследований установлено, что благодаря внедрению технологии нагнетания диоксида углерода обеспечивается поддержание пластового давления в залежи на более высоком уровне по сравнению с разработкой на истощение. Результаты моделирования показывают, что с увеличением продолжительности периода нагнетания диоксида углерода уменьшается продолжительность периода эксплуатации добывающих скважин до момента его прорыва в добывающие скважины. На основе резуль-

татов проведених досліджень встановлено залежність накопленої добычі углеводородів від тривалості періоду нагнітання діоксида вуглецю в продуктивну залежь. При збільшенні тривалості періоду нагнітання неуглеводородного газу зменшується накопленна добыча газу і конденсату, а також різко скорочуються об'єми добычі пластової води. Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність використання діоксида вуглецю як агента нагнітання для регулювання процесу надходження пластової води в продуктивні залежі. По результатам проведених досліджень визначено оптимальне значення тривалості періоду нагнітання діоксида вуглецю в залежь, яке на момент його прориву до ряду добуваючих скважин становить 16,3 місяців. Коефіцієнт вилучення газу для приведеного значення тривалості періоду нагнітання становить 61,98%. Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність нагнітання діоксида вуглецю в залежі, які розробляються в умовах прояву водонапорного режиму з метою регулювання процесу обводнення продуктивних залежів і підвищення кінцевої углеводородоотдачі.

Ключові слова: цифрове моделювання, газоконденсатна залежь, водонапорний режим, газододатковий контакт, обводнення, зачеплений газ, технології підвищення углеводородоотдачі, нагнітання діоксида вуглецю.

Using the main tools of hydrodynamic modeling, a study of the process of carbon dioxide injection into the reservoir at the boundary of the initial gas-water contact has been carried out in order to slow down the flow of formation water into gas-saturated horizons. The calculations have been carried out for various values of the carbon dioxide injection period duration (12, 14, 16, 18, 21, 24 months). Based on the results of the carried-out studies, it has been found that due to the introduction of the carbon dioxide injection technology, the formation pressure in the reservoir is maintained at a higher level compared to depletion development. The simulation results show that with an increase in the duration of the carbon dioxide injection period, the duration of the production wells' operation period decreases until the moment of CO₂ breakthrough into the production wells. Based on the results of the carried-out studies, the dependence of the accumulated hydrocarbons production on the period duration of carbon dioxide injection into the productive reservoir has been established. With an increase in the injection period duration of non-hydrocarbon gas, the accumulated production of gas and condensate decreases, and the volumes of produced water production also sharply decrease. The studies' results indicate the high technological efficiency of using hydrocarbon dioxide as an injection agent to regulate the process of formation water flow into productive reservoirs. Based on the studies' results, the optimal duration value of the period of carbon dioxide injection into the reservoir has been determined, which at the time of its breakthrough into a number of production wells is 16.32 months. The gas recovery factor for the given value of the duration of the injection period is 61.98 %. The results of the studies indicate the high technological efficiency of carbon dioxide injection into the reservoirs, which are developed under the conditions of the water drive manifestation to regulate the process of productive reservoirs' watering and increase their final hydrocarbon recovery.

Keywords: digital modeling, gas condensate reservoir, water drive, gas-water contact, water encroachment, trapped gas, technologies for increasing hydrocarbon recovery, injection of carbon dioxide.

Вступ

Переважає більшість газових та газоконденсатних родовищ України пристосовані до пластових водонапірних систем та характеризуються вибірковою обводненням продуктивних покладів та видобувних свердловин [1].

Матеріали гідрогеологічних досліджень, а також дані про підземні води, отримані по свердловинах пошуково-розвідувального буріння, з яких при випробуванні отримані припливи пластових вод, дозволяють охарактеризувати особливості гідрогеологічної системи в межах родовища. Визначення положення ГВК є важливим завданням контролю, без якого неможлива раціональна розробка покладів [2].

До основних методів контролю за процесом розробки родовища відноситься побудова залежності приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища [3]. З використанням графоаналітичної залежності

встановлюють режим розробки родовища, визначають початкові та залишкові дренажі запаси газу та оцінюють активність пластової водонапірної системи при надходженні в продуктивні поклади пластових вод, а також оцінюють характер дренажування продуктивних покладів [4].

Відомі методи, які застосовуються для попередження просування пластових вод та боротьби з обводненням видобувних свердловин, спрямовані на мінімізацію негативного впливу водонапірного режиму на процес розробки та збільшення коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Протягом багатьох років досліджень процесів розробки родовищ вуглеводнів були запропоновані три основні методи для збільшення видобутку газу із газоконденсатних родовищ. Одним із таких методів є видобуток залишкового зачепленого газу шляхом продовження експлуатації обводнених свердловин з на-

ступним вилученням газу із газорідинної суміші [5-8]. Цей метод характеризується значними недоліками. Основний недолік пов'язаний з утилізацією великих об'ємів видобутої пластової води в порівнянні з видобутими об'ємами защемленого газу.

Другий метод – це сумісне видобування газу та води. У цьому способі газ видобувають із свердловин, які гіпсометрично вище та експлуатуються з газової частини покладу. Видобуток води здійснюється з свердловин, які розміщені на межі газоводяного контакту [9-10]. Цей метод ефективний для газових родовищ з малоактивною та активною водонапірними системами.

Відповідно до третього методу видобуток газу здійснюється із значно більшими темпами в порівнянні зі швидкістю припливу води. Мета цієї технології полягає в тому, що за короткий період часу необхідно вилучити якомога більше газу до моменту прориву пластової води та обводнення продуктивних пластів і експлуатаційних свердловин. За результатами проведених досліджень [11] встановлено, що збільшення темпів видобутку газу не завжди призводить до збільшення коефіцієнта вуглеводневилучення та залежить від фільтраційно-ємнісних характеристик колектора та зональної неоднорідності продуктивних пластів.

За результатами лабораторних та експериментальних досліджень встановлено високу ефективність вторинного видобутку вуглеводнів шляхом нагнітання неуглеводневих газів. Одним з ефективних серед неуглеводневих газів є діоксид вуглецю [12-13].

Технологія використання діоксиду вуглецю для витіснення защемленого водою залишкового газу з газових та газоконденсатних покладів, які розробляються в умовах водонапірного режиму, достатньо вивчена та успішно використовується в світі.

В даній статті розглянуто основні особливості нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на межі газоводяного контакту з метою сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади на прикладі синтетичної цифрової тривимірної моделі газоконденсатного покладу.

Постановка проблеми

Враховуючи всю складність розробки родовищ вуглеводнів в умовах інтенсивного просування пластової води в продуктивні поклади, доцільно було б впроваджувати технології, які б певним чином сповільнили процес просування пластової води та забезпечили стабільну безводну експлуатацію видобувних свердловин

протягом тривалішого періоду, забезпечуючи тим самим значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення.

За результатами лабораторних та експериментальних досліджень встановлено високу ефективність вторинного видобутку вуглеводнів шляхом нагнітання неуглеводневих газів. Теоретичні та експериментальні дослідження процесу нагнітання неуглеводневих газів з метою витіснення залишкового газу та підвищення вуглеводневилучення підтверджують їх ефективність. Однак, до сьогодні не досліджена проблема вибору агента нагнітання, який забезпечить найбільший ефект і за яких умов.

Проблема попередження просування пластових вод та обводнення свердловин набуває все більшої актуальності на фоні погіршення структури та якості сировинної бази родовищ України.

Виклад основного матеріалу

При водонапірному режимі розробки родовищ свердловини виводяться з експлуатації після відносно невеликих відборів газу. Пов'язано це з особливостями промислового облаштування газових та газоконденсатних родовищ, які за технологічних і економічних міркувань не розраховуються на збір і підготовку продукції з великим вмістом води.

Враховуючи вищевикладене, удосконалення існуючих технологій та методів розробки родовищ повинно бути спрямовано на зменшення негативного впливу води на процес розробки родовищ вуглеводнів.

Згідно з результатами лабораторних та експериментальних досліджень встановлено високу ефективність вторинного видобутку вуглеводнів шляхом нагнітання неуглеводневих газів.

Однією з успішних методик в області вторинного видобутку газу є методика нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний пласт. Теоретичні та експериментальні дослідження процесу нагнітання діоксиду вуглецю з метою витіснення залишкового газу та підвищення вуглеводневилучення підтверджують його ефективність.

Згідно проведених досліджень встановлено, що завдяки нагнітання діоксиду вуглецю вдається додатково вилучити значно більший об'єм газу в порівнянні з варіантами розробки родовища на виснаження та забезпечити значно вищі коефіцієнти вилучення газу [15-17].

Численними дослідженнями підтверджено, що діоксид вуглецю добре розчиняється у воді при збільшенні тиску, але різко зменшується з

підвищенням температури та солоності води. Враховуючи вищенаведене, можна стверджувати, що діоксид вуглецю буде, розширюватися та частково розчинятися у воді забезпечуючи при цьому сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади [18].

У відповідності до проведених експериментальних досліджень встановлено, що в більшості випадків з ціллю забезпечення більш повного охоплення газонасиченої площі покладу бажаним було б повне попередження просування пластової води в продуктивні поклади. Однак, практичного вирішення даної проблеми так і не знайдено [19].

Дослідження впливу тривалості періоду нагнітання на коефіцієнт вилучення природного газу виконано на прикладі синтетичної тривимірної цифрової моделі газоконденсатного покладу.

Продуктивний поклад представлений моделлю кругової форми з такими параметрами: площа газонасиченості – $17,63 \cdot 10^6$ м², товщина пласта – 15,4 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,18, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,8, коефіцієнт абсолютної проникності пласта – $8,65 \cdot 10^{-3}$ мкм², середня глибина залягання продуктивного пласта – 3300 м, початковий пластовий тиск – 35 МПа, пластова температура – 358 К. Запаси газу становлять 800,97 млн м³.

Газоконденсатний поклад розробляється на виснаження п'ятьма свердловинами, розміщеними в центральній частині структури, які експлуатуються на режимі постійного дебіту газу. Дебіт газу однієї свердловини становить 50 тис. м³/добу. Поблизу початкового контуру газонасиченості розміщено 12 нагнітальних свердловин. Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється з темпом на рівні 50 тис.м³/добу в одну свердловину. Дослідження виконано для різних значень періоду нагнітання діоксиду вуглецю у поклад (12, 14, 16, 18, 21, 24 місяці).

Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється одночасно з початком розробки продуктивного покладу, тобто при початковому пластовому тиску на межі початкового газоводяного контакту. Після досягнення заданої тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю припиняли нагнітання і продовжували подальшу експлуатацію видобувних свердловин до моменту прориву агенту нагнітання у видобувні свердловини.

З метою урахування всіх фізичних процесів, що мають місце при фільтрації газу в пласті при нагнітанні діоксиду вуглецю в умовах водонапірного режиму, створено та використано в подальшому композиційну модель для газоконденсатного покладу [20-21].

Аналізуючи результати проведених розрахунків, встановлено, що нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту забезпечує підтримання пластового тиску на значно вищому рівні порівняно з розробкою покладів на виснаження.

Залежності пластового тиску від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці на виснаження наведені на рисунку 1.

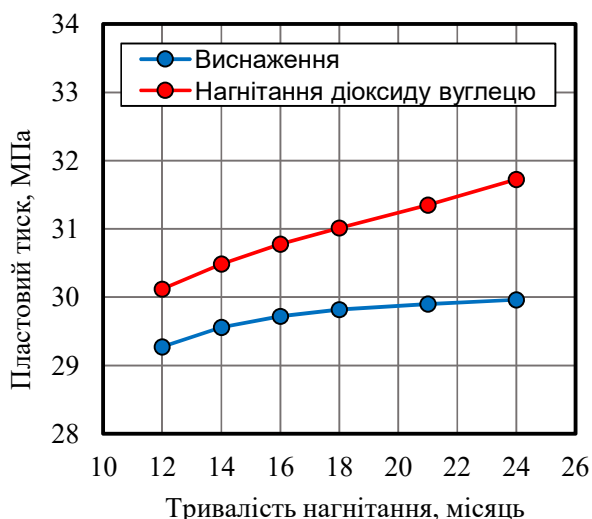


Рисунок 1 – Залежності пластового тиску від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці на виснаження

На основі результатів моделювання встановлено, що, збільшуючи час періоду нагнітання діоксиду вуглецю з 12 місяців до 24 місяців, зменшується тривалість експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву агенту нагнітання. Для тривалості періоду нагнітання на рівні 12 місяців прорив діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин відбувається після 45 місяців розробки продуктивного покладу, а для тривалості періоду нагнітання 24 місяців час прориву становить 37 місяців.

Результати розрахунків тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до ряду видобувних свердловин наведено у таблиці 1.

Таким чином, збільшення тривалості періоду нагнітання призводить до зменшення загального видобутку газу та конденсату через швидкий прорив діоксиду вуглецю у видобувні свердловини. Чим більша тривалість періоду нагнітання, тим швидше діоксид вуглецю проривається у видобувні свердловини і тим шви-

Таблиця 1 – Результати розрахунків тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до ряду видобувних свердловин

Період нагнітання, місяці	Тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву діоксиду вуглецю, місяці
12	45
14	42
16	40
18	39
21	38
24	37

Таблиця 2 – Результати розрахунків накопиченого видобутку газу, конденсату та води для різної тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на кінець розробки продуктивного покладу

Період нагнітання, місяці	Накопичений видобуток		
	газу, тис. м ³	конденсату, тис. м ³	води, тис. м ³
12	537,1	29,6	131,9
14	514,1	28,3	48,0
16	498,2	27,5	17,8
18	488,2	26,9	7,4
21	478,6	26,4	2,5
24	471,4	26,0	0,1

дше призводить до виведення видобувних свердловин з експлуатації.

Аналізуючи результати проведених досліджень, слід звернути увагу на динаміку основних технологічних показників розробки газоконденсатного покладу в залежності від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю.

Результати розрахунків накопиченого видобутку газу, конденсату та води для різної тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на кінець розробки продуктивного покладу наведені в таблиці 2.

Аналізуючи результати розрахунків, що наведені в таблиці 2, встановлено, що збільшення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю призводить до зменшення накопиченого видобутку газу, конденсату та різкого скорочення об'ємів видобутку пластової води. Результати проведених розрахунків дають підстави стверджувати, що нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад дозволяє контролювати процес надходження пластової води в газонасичені горизонти та забезпечити стабільну безводну експлуатацію видобувних свердловин протягом тривалішого періоду дорозробки покладу.

Враховуючи те, що густини діоксиду вуглецю та води значно відрізняються, процес його нагнітання на межі початкового газоводяно-

го контакту призводить до створення штучного бар'єру між водою та природним газом, завдяки якому відбувається блокування вибіркового просування пластової води.

Аналізуючи стан обводненості продуктивного покладу, встановлено, що у випадку впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до ряду видобувних свердловин поточний газоводяний контакт знаходиться значно нижче порівняно з розробкою на виснаження. На основі результатів проведених досліджень можна зробити висновок про ефективність технології нагнітання діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті з метою регулювання процесу обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин.

Стан обводненості продуктивного покладу при розробці на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю протягом 14 місяців на момент його прориву до ряду видобувних свердловин наведено на рисунку 2.

На основі результатів проведених досліджень здійснено розрахунок коефіцієнта вилучення газу залежно від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до ряду видобувних свердловин. Результати розрахунків наведено в таблиці 3.

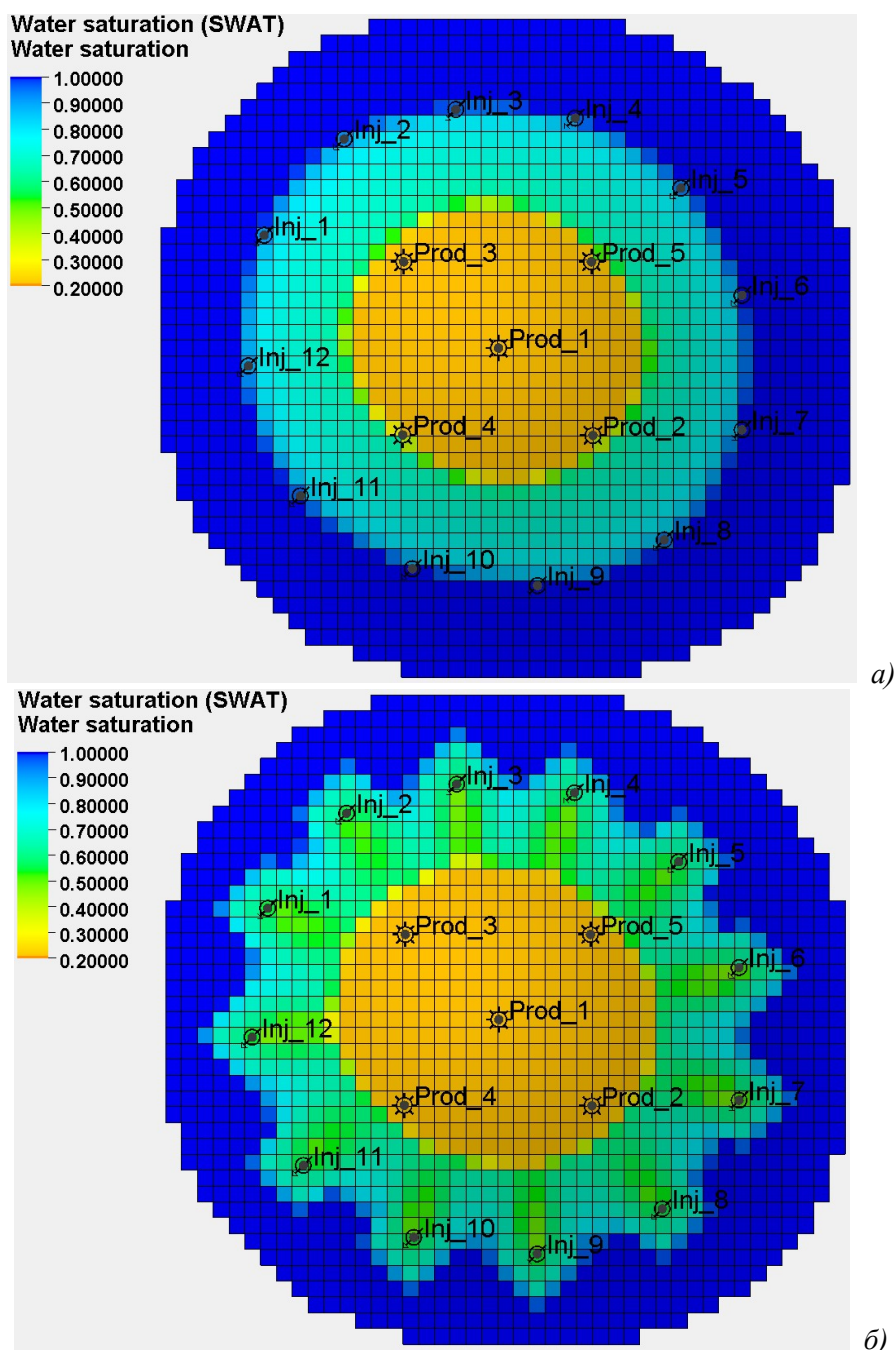


Рисунок 2 – Стан обводненості продуктивного покладу при розробці на виснаження (а) та при нагнітанні діоксиду вуглецю 14 місяців (б) на момент його прориву до ряду видобувних свердловин

Таблиця 3 – Результати розрахунків коефіцієнта вилучення газу залежно від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до ряду видобувних свердловин

Період нагнітання, місяці	Коефіцієнт вилучення газу, %	
	Нагнітання CO ₂	Виснаження
12	42,54	40,01
14	39,44	36,66
16	37,63	33,61
18	36,61	30,66
21	35,64	26,85
24	34,96	24,15

Залежності коефіцієнта вилучення газу від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження наведено на рисунку 3.

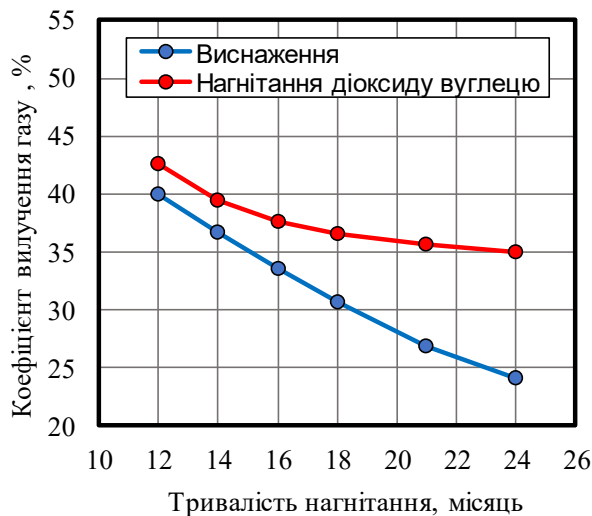


Рисунок 3 – Залежності коефіцієнта вилучення газу від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження

За результатами обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю у поклад, за межами якого коефіцієнт газовилучення змінюється не значно. На момент прориву діоксиду вуглецю у видобувну свердловину оптимальне значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю у поклад становить 16,3 місяців. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення тривалості періоду нагнітання дорівнює 61,98 %.

Висновки

На даний час проведено значну кількість теоретичних та експериментальних досліджень, пов'язаних з розробкою родовищ вуглеводнів в умовах водонапірного режиму. За результатами вітчизняних та іноземних досліджень розкрито механізм поведінки защемленого газу водою в пористому середовищі. Спираючись на результати фундаментальних досліджень, розроблено безліч методик та технологій розробки виснажених родовищ в умовах інтенсивного просування пластової води, які характеризуються певними перевагами та недоліками. Зважаючи на це, існує необхідність вдосконалення існуючих та розробка нових технологій, які б за мінімальних витрат забезпечували максимальні ко-

ефіцієнти вилучення вуглеводнів, впровадження яких, з економічної точки зору, забезпечувало б максимальний приведений грошовий потік.

Використання основних інструментів гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger для проектування розробки родовищ вуглеводнів дає можливість оптимізувати процес видобутку вуглеводнів в умовах прояву водонапірного режиму. На основі результатів проведених досліджень встановлено оптимальне значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті, яке становить 16,3 місяців.

Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на межі початкового газоводяного контакту з метою сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади та збільшення кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення.

Література

1. Кондрат Р.М. Активний вплив на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газоконденсатовилучення. *Наука та інновації*, 2005. Т1. № 5. С.12-23.
2. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. К.: Львів, 1996. 620 с.
3. Glumov D.N., Sokolov S.V., Strekalov A.V. Assessment of Drained Gas Reserves in the Process of Gas and Gas Condensate Field Operation in Water Drive (Russian). *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 16-18 October, Moscow, Russia, 2017. <https://doi.org/10.2118/187863-MS>
4. Zavaleta S., Adrian P.M., Michel Michel: Estimation of OGIP in a Water-Drive Gas Reservoir Coupling Dynamic Material Balance and Fetkovich Aquifer Model. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, 25-26 June, Port of Spain, Trinidad and Tobago, 2018. <https://doi.org/10.2118/191224-MS>
5. Hower T.L., Bergeson I.E., Lewis D.R. and Owens R.W. Recovery Optimization in a Multi-Reservoir Offshore Gas Field with Water Influx, *SPE 24865, 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington, D. C.*, Oct. 4-7, 1992. P. 9-15. <https://doi.org/10.2118/24865-MS>

6. Ancell K. L., Trousil P. M. Remobilization of Natural Gas Trapped by Encroaching Water. *SPE 20753. 65th Annual Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, Louisiana, USA*, Sept. 23-26, 1990. P. 1-7 (375-381). <https://doi.org/10.2118/20753-MS>
7. Matthew J. D., Hawes R. I., Lock T. P. Feasibility Studies of water flooding Gas Condensate Reservoir. *J PT*, P. 1049-1056. <https://doi.org/10.2118/15875-PA>
8. Calgle T. O. Performance of Secondary Gas Recovery Operations: North Alazan H-21 Reservoir, *SPE 20771, 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, LA*, Sept. 23-26, 1990, USA, P. 2-7 (508-513). <https://doi.org/10.2118/20771-MS>
9. Rogers L.A. Test of Secondary Gas Recovery by Coproduction of Gas and Water from Mt. Selman Field, Texas. *SPE DOE/GRI 12865, Unconventional Gas Recovery Symposium held in Pittsburgh. P. A.*, May 13-15, 1984. P. 331-335. <https://doi.org/10.2118/12865-MS>
10. Arco D. P., Bassiouni Z. The Technical and Economic Feasibility of Enhanced Gas Recovery in the Eugene Island Field by Use of Coproduction Technique, Louisiana State University, *Journal of Petroleum Technology*, May 1987, USA, P. 58-590. <https://doi.org/10.2118/14361-PA>
11. Rzaee M., Rostami B., Mojarad M. Experimental Determination of Optimized Production Rate and its Upscaling Analysis in Strong Water Drive Gas Reservoirs, *IPTC 16938, International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China*. 26-28 March, 2013, P. 1-11. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16938-Abstract>
12. Sim S. S. K., Turtata A. T., Singhai A. K., Hawkins B. F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency, *Canada International petroleum Conference*, June 17- 19, 2008. Calgary, Alberta, Canada. Pp. 1-14. <https://doi.org/10.2118/2008-145>
13. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs, *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. - 2 Oct. 2002, San Antonio. Texas, Pp. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
14. Матківський С., Кондрат О. та ін. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу колекторів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 2 (75). С. 43-51. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2\(75\)-43-51](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2(75)-43-51)
15. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs, *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. - 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, Pp. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
16. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L., White S. P. Mixing of CO₂ and CH₄ in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies, USA, Canada and New Zealand, 2003, P. 1-5. <https://doi.org/10.1016/B978-008044276-1/50071-4>
17. Turta A. T., Sim, S. S. K., Singhai A. K., Hawkins B. F. Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas - Gas Displacement, *Journal of Canada Petroleum Technology*, Volume 47, Number 10, Alberta, Canada, 2008, P. 1-6. <https://doi.org/10.2118/08-10-39>
18. Al-Hashami A., Ren S. R., Tohidi B. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, *SPE 94129, SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Madrid, Spain*, 13-16 June, 2005, P. 1-7. <https://doi.org/10.2118/94129-MS>
19. Akindele F., Tiab D. Enhanced Gas Recovery from Water-Drive Reservoirs - Methods and Economics, University of Oklahoma, *SPE 11104, 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers*, New Orleans, Sept. 26-29, 1982, Dallas, Texas, USA, P. 1-6. <https://doi.org/10.2118/11104-MS>
20. Бурачок О. В., Першин Д. В., Матківський С. В., Бікман Є. С., Кондрат О. Р. Особливості відтворення рівняння стану газоконденсатних сумішей за умови обмеженої вхідної інформації. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 1(74), С. 82-88. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1\(74\)-82-88](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88)
21. Бурачок О. В., Першин Д. В., Матківський С. В., Кондрат О. Р. Дослідження меж застосування PVT-моделі “чорної нафти” для моделювання газоконденсатних покладів. *Мінеральні ресурси України*, 2020. № 2. С. 43-48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>

References

1. Kondrat R.M. Aktyvnyi vplyv na protsesy rozrobky rodovysch pryrodnykh haziv z vodonapirnym rezhymom dlia zbilshennia hazokondensatovyluchennia. *Nauka ta innovatsii*, 2005. T1. No 5. P.12-23. [in Ukrainian]

2. Boiko V.S., Kondrat R.M., Yaremiichuk R.S. Dovidnyk z naftohazovoi spravy. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]
3. Glumov D.N., Sokolov S.V., Strekalov A.V. Assessment of Drained Gas Reserves in the Process of Gas and Gas Condensate Field Operation in Water Drive (Russian). *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 16-18 October, Moscow, Russia, 2017. <https://doi.org/10.2118/187863-MS>
4. Zavaleta S., Adrian P.M., Michel Michel: Estimation of OGIP in a Water-Drive Gas Reservoir Coupling Dynamic Material Balance and Fetkovich Aquifer Model. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, 25-26 June, Port of Spain, Trinidad and Tobago, 2018. <https://doi.org/10.2118/191224-MS>
5. Hower T.L., Bergeson I.E., Lewis D.R. and Owens R.W. Recovery Optimization in a Multi-Reservoir Offshore Gas Field with Water Influx, *SPE 24865, 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington, D. C.*, Oct. 4-7, 1992. P. 9-15. <https://doi.org/10.2118/24865-MS>
6. Ancell K. L., Trousil P. M. Remobilization of Natural Gas Trapped by Encroaching Water. *SPE 20753. 65th Annual Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, Louisiana, USA*, Sept. 23-26, 1990. P. 1-7 (375-381). <https://doi.org/10.2118/20753-MS>
7. Matthew J. D., Hawes R. I., Lock T. P. Feasibility Studies of water flooding Gas Condensate Reservoir. *J PT*, P. 1049-1056. <https://doi.org/10.2118/15875-PA>
8. Calgle T. O. Performance of Secondary Gas Recovery Operations: North Alazan H-21 Reservoir, *SPE 20771, 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, LA*, Sept. 23-26, 1990, USA, P. 2-7 (508-513). <https://doi.org/10.2118/20771-MS>
9. Rogers L.A. Test of Secondary Gas Recovery by Coproduction of Gas and Water from Mt. Selman Field, Texas. *SPE DOE/GRI 12865, Unconventional Gas Recovery Symposium held in Pittsburgh. P. A.*, May 13-15, 1984. P. 331-335. <https://doi.org/10.2118/12865-MS>
10. Arco D. P., Bassiouni Z. The Technical and Economic Feasibility of Enhanced Gas Recovery in the Eugene Island Field by Use of Coproduction Technique, Louisiana State University, *Journal of Petroleum Technology*, May 1987, USA, P. 58-590. <https://doi.org/10.2118/14361-PA>
11. Rzaee M., Rostami B., Mojarad M. Experimental Determination of Optimized Production Rate and its Upscaling Analysis in Strong Water Drive Gas Reservoirs, *IPTC 16938, International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China*. 26-28 March, 2013, P. 1-11. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16938-Abstract>
12. Sim S. S. K., Turtata A. T., Singhai A. K., Hawkins B. F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency, *Canada International petroleum Conference*, June 17- 19, 2008. Calgary, Alberta, Canada. Pp. 1-14. <https://doi.org/10.2118/2008-145>
13. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs, *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. - 2 Oct. 2002, San Antonio. Texas, Pp. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
14. Matkivskyi S., Kondrat O. ta in. Doslidzhennia vplyvu neznachnogo proiavu vodonapirnoi systemy na dostovirnist materialnogo balansu kolektoriv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh odovyshch*. 2020. No 2 (75). S.43-51. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2\(75\)-43-51](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2(75)-43-51). [inUkrainian]
15. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs, *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. - 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, Pp. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
16. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L., White S. P. Mixing of CO₂ and CH₄ in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies, USA, Canada and New Zealand, 2003, P. 1-5. <https://doi.org/10.1016/B978-008044276-1/50071-4>
17. Turta A. T., Sim, S. S. K., Singhai A. K., Hawkins B. F. Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas - Gas Displacement, *Journal of Canada Petroleum Technology*, Volume 47, Number 10, Alberta, Canada, 2008, P. 1-6. <https://doi.org/10.2118/08-10-39>
18. Al-Hashami A., Ren S. R., Tohidi B. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, *SPE 94129, SPE Europepec/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Madrid, Spain*, 13-16 June, 2005, P. 1-7. <https://doi.org/10.2118/94129-MS>
19. Akindele F., Tiab D. Enhanced Gas Recovery from Water-Drive Reservoirs - Methods and Economics, University of Oklahoma, *SPE 11104, 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers*,

New Orleans, Sept. 26-29, 1982, Dallas, Texas, USA, P. 1-6. <https://doi.org/10.2118/11104-MS>

20. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskyi S. V., Bikman Ye. S., Kondrat O. R. Osoblyvosti vidtvorennia rivniannia stanu hazokondensatnykh sumishei za umovy obmezhenoi vkhidnoi informatsii. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2020. No 1(74), P. 82-88. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1\(74\)-82-88](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88). [inUkrainian]

21. Burachok, O. V., Pershyn, D. V., Matkivskyi, S. V., Kondrat, O. R. Doslidzhennia mezhi zastosuvannia PVT-modeli "chornoj nafty" dlia modeliuvannia hazokondensatnykh pokladiv. *Mineralni resursy Ukrainy*, 2020. No 2. P. 43-48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>

ДИСПЕРСНО-ГЕЛЕВЫЕ ЧАСТИЦЫ ДЛЯ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В ПЛАСТЕ

Н. В. Нагиева

НИПИ «Нефтегаз», ГНКАР; Баку AZ1012, Азербайджан
e-mail: nura.n.naghiyeva@gmail.com

Висока обводненість продукції, що видобувається, є однією з найбільш серйозних проблем для інженерів-нафтовиків. З року в рік збільшується кількість родовищ на пізніх стадіях розробки, що неминуче супроводжується зниженням дебітів нафти та збільшенням обсягів видобутої води. З цією метою застосовуються різноманітні методи. Однією з найефективніших технологій для вирішення цієї проблеми є застосування технологій відведення потоку. Застосування полімерних гелів за останні десятиліття набуло найбільшого поширення як через економічну рентабельність, так і доступність використовуваних компонентів. Полімерні гелі, володіючи низькою первісною в'язкістю, з легкістю проникають у високопроникні зони пласта як і більшість води, що закачується при заводненні. У роботі представлено синтез частинок дисперсного гелю (DPG) для зміни профілю нагнітання свердловини, фронту зміщення та відведення фільтраційних потоків у пласті. Проведено серію експериментів для визначення гранулометричного складу, досліджено коефіцієнт опору запропонованої композиції як на моделях піщаного пакета, так і на зразках керна. Використання складу DPG дозволяє закачувати розчин у пласт без значного підвищення тиску нагнітання, що підтверджується низькими значеннями коефіцієнта опору. Композиція має селективність ізоляційного ефекту, що підтверджується більш значним зниженням відносної водопроникності, ніж відносної нафтопроникності. Вибірковість дії забезпечує значне зниження обводнення експлуатаційної свердловини. Таким чином, DPG може служити ефективним інструментом для відведення фільтраційних потоків у пласт, блокуючи високопроникні ділянки та канали в гетерогенних пластах.

Ключові слова: гелі дисперсних частинок, зміна фільтраційних потоків у пласті, селективна ізоляція, коефіцієнт видобутку нафти.

Высокая обводненность добываемой продукции является одной из наиболее серьёзных проблем для инженеров нефтяников. На сегодняшний день из года в год увеличивается количество месторождений, переходящих на поздние этапы разработки, что неизбежно сопровождается уменьшением дебитов нефти и увеличением объемов попутно добываемой воды. С этой целью применяются различные методы. Одной из наиболее эффективных технологий борьбы с данной проблемой является применение потокоотклоняющих технологий. Применение полимерных гелей в последние десятилетия получило наибольшее распространение ввиду как экономической рентабельности, так и доступности используемых компонентов. Полимерные гели, обладая низкой первоначальной вязкостью, с легкостью проникают в высокопроницаемые зоны пласта, как и большинство воды, закачиваемой при заводнении. В работе представлен синтез разработанного состава дисперсно-гелевых частиц (ДГЧ) для модификации профиля приемистости скважины, фронта вытеснения и изменения фильтрационных потоков в пласте. Проведены серии экспериментов по определению распределения размера частиц предложенного состава, изучено влияние закачки данного раствора на изменение гидравлических сопротивлений в пласте, как на насыпных моделях пласта, так и на керновых образцах. Применение предложенного состава позволяет производить закачку рабочего раствора в пласт без значительного увеличения давления закачки, что было подтверждено низкими значениями фактора сопротивления. Состав обладает селективностью изоляционного воздействия, что доказывается большим уменьшением относительной проницаемости по воде в сравнении с нефтью. Селективность действия обеспечивает значительное уменьшение обводненности добываемой продукции. Таким образом, ДГЧ могут служить эффективным инструментом для изменения фильтрационные потоков в пласте, перекрывая высокопроницаемые участки и каналы в неоднородных коллекторах.

Ключевые слова: дисперсно-гелевые частицы, изменение фильтрационных потоков в пласте, селективная изоляция, коэффициент извлечения нефти.

The high water cut of produced products is one of the most serious problems for oil engineers. From year to year, the number of fields in late stages of development is increasing, which is inevitably accompanied by a decrease in oil production rates and an increase in the volume of produced water. For this purpose, various methods are used. One of the most effective technologies for dealing with this problem is the application of flow diverting technologies. The use of polymer gels in recent decades has become the most widespread due to both economic profitability and the availability of the components used. Polymer gels, having a low initial viscosity,

easily penetrate into high permeability zones of the reservoir, like most water injected during waterflooding. The paper presents the synthesis of the dispersed-gel particles (DPG) for modifying the injectivity profile of the well, the displacement front and diverting the filtration flows in the reservoir. A series of experiments were carried out to determine the particle size distribution, resistance factor of the proposed composition, both on sandpack models and on core samples was studied. The use of the DPG composition allows the injection of the solution into the formation without a significant increase in the injection pressure, which was confirmed by the low values of the resistance factor. The composition possesses selectivity of isolation effect, which is proved by more significant decrease of relative water permeability than relative oil permeability. The selectivity of the action provides a significant reduction in the water cut of the production well. Thus, DPG can serve as an effective tool to divert the filtration flows in the reservoir, blocking the highly permeable areas and channels in heterogeneous reservoirs.

Key words: dispersed particle gels, change in filtration flows in the reservoir, selective isolation, oil recovery factor.

Введение

Высокая обводненность добываемой продукции является одной из наиболее серьезных проблем для большинства нефтегазовых регионов [1-3]. Из года в год увеличивается количество месторождений, переходящих на поздние этапы разработки, что неизбежно сопровождается уменьшением дебитов добычи нефти и увеличением объемов попутно добываемой воды [3-5]. Стоит отметить, что на увеличение обводненности продукции непосредственно влияют применяемые методы увеличения нефтедобычи [6-10]. Например, при длительном заводнении с целью поддержания пластового давления в разрезе нефтегазовой залежи формируются высокопроницаемые каналы [11-15]. Это обусловлено длительным выносом породы потоками закачиваемой воды, неверно выбранными режимами закачки вытесняющего агента и т.д. По сути, причин может быть множество, и зачастую выделить одну основную не представляется возможным [16-21].

Постановка проблемы

В процессе нефтедобычи существует необходимость контролировать и строго регулировать обводненность добываемой продукции [22-27]. С этой целью в промысловой практике применяются различные методы, условно классифицируемые на три основные группы [28-31]:

Механические методы – основанные на применении различного скважинного оборудования для предотвращения или изоляции зон прорыва воды

Химические методы – основанные на применении реагентов образующих непроницаемый для воды экраны в пласта, наиболее распространено применение с этой целью различных полимерных систем

Комбинированные методы – заключающиеся в комбинированном применении двух предыдущих методов.

В последние десятилетия наибольшее распространение получило применение полимерных гелей [32-37]. Последние, обладая низкой исходной вязкостью, с легкостью проникают в высокопроницаемые зоны пласта, как и большинство объема воды, закачиваемой при заводнении [38-43]. Процесс гелеобразования протекает непосредственно в пласте, и образовавшиеся в высокопроницаемых участках пласта гель служит надежным экраном, перенаправляющим фильтрационные потоки в менее проницаемые пропластки [44-47]. Основным недостатком применения известных полимерных систем является сложность контроля гелеобразования и недостаточная устойчивость в пластовых условиях.

Изложение основного материала

Целью настоящего исследования является тестирование полимерной композиции обладающей высокой устойчивостью и селективностью воздействия в пластовых условиях.

Указанная композиция представлена сульфированным полиакриламидом (СПАМ) (сополимер натриевой соли 2-акриламида и 2-метилпропансульфоновой кислоты и акриламида). В качестве сшивающего агента применялся N, N-метиленабисакриламида.

Первоначально был приготовлен гелевый состав, состоящий из 4000 мг/л полимера и 500 мг/л сшивающего агента. Смешивание реагентов осуществлялось при скорости сдвига ($155-181 \text{ c}^{-1}$) в течение 2–3 часов. Для измерения распределения размера частиц полеченной композиции использовался анализатор размера частиц ZetasizerNanoS (DLS) компании Malvern. Результаты проведенных измерений показали, что размер частиц находится в диапазоне 410–1100 нм (рис. 1).

Сопrotивляемость прокачиванию предложенного состава определяли на экспериментальной установке с насыпной моделью пласта, представленной на рисунке 2. Длина модели составляла 60 см, внутренний диаметр – 2,85 см,

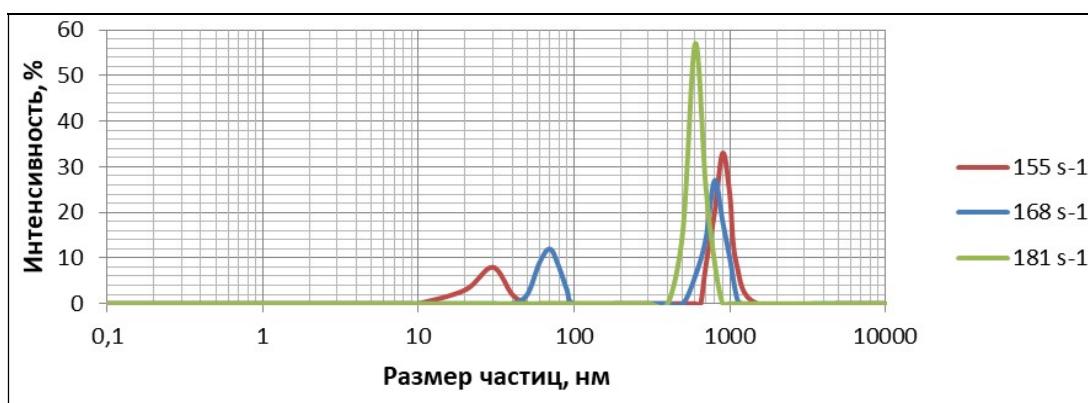


Рисунок 1 – Распределения размера частиц

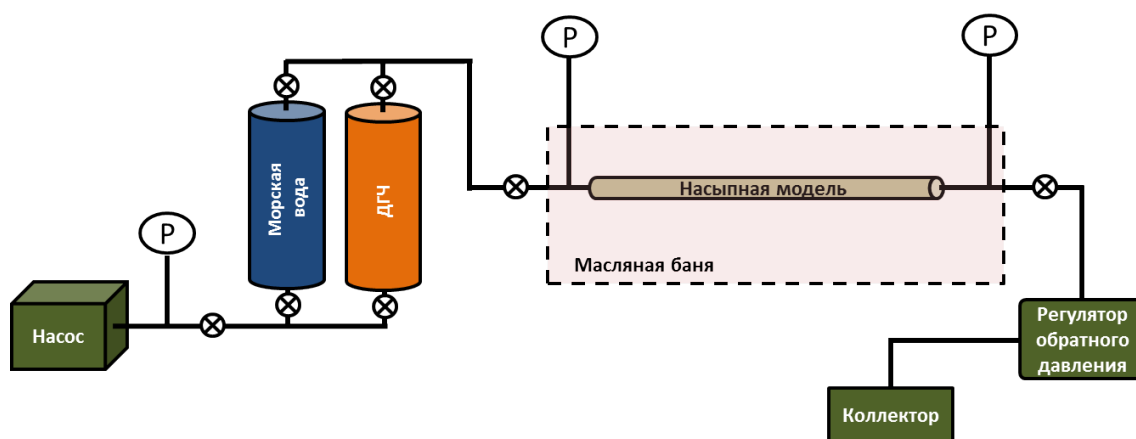


Рисунок 2 – Экспериментальная установка для определения факторов сопротивления и остаточного сопротивления

проницаемость $0,50 \text{ мкм}^2$, объем пор 160 мл , пористость 35% . Модель условно была разделена на три участка (А,В,С), ограничиваемые дифференциальными манометрами. Концентрация закачиваемого раствора ДГЧ составляла 500 мг/л , со средним размером частиц в 410 нм . Первоначально закачивался раствор ДГЧ в количестве 10 поровых объемов при расходе 1 мл/мин . Далее закачивалась синтетическая морская вода при том же расходе насоса.

Коэффициент сопротивления RF определялся по формуле:

$$RF = \frac{\Delta p_m}{\Delta p_p},$$

где Δp_m – дифференциальное при закачке морской воды,

Δp_p – дифференциальное давление при закачке раствора.

Селективность изоляционного воздействия определялась на керновом образце с построением кривых относительных проницаемостей согласно методу, описанному в стандарте [17]. Длина керна составила $5,5 \text{ см}$, диаметр $2,5 \text{ см}$, проницаемость $4,8 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$,

объем пор $7,1 \text{ мл}$, пористость $26,2\%$. В качестве модельной нефти применялся керосин со следующими характеристиками: вязкость $2,2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, плотность $0,80 \text{ г/см}^3$ при $30 \text{ }^\circ\text{C}$. Концентрация закачиваемого раствора полимера составляла 500 мг/л , со средним размером частиц в 410 нм ; расход насоса составлял $0,4 \text{ мл/мин}$.

Термическая стабильность предложенного состава определялась с применением насыпных моделей пласта (рис. 2). Длина модели составляла 30 см , диаметр $2,5 \text{ см}$, проницаемость $4 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, объем пор 38 мл , пористость 33% . Концентрация закачиваемого раствора полимера составляла 500 мг/л , со средним размером частиц в 410 нм , расход насоса составлял $0,4 \text{ мл/мин}$. Методика эксперимента:

- закачивался раствор ДГЧ в количестве 4 поровых объемов;
- закачивалась синтетическая морская вода в количестве 10 поровых объемов;
- вход и выход в модель перекрывался, и модель оставалась в подобном положении при температуре $90 \text{ }^\circ\text{C}$ в течение 15 дней;
- по истечении вышеуказанного периода вновь производилась закачка синтетической морской воды.

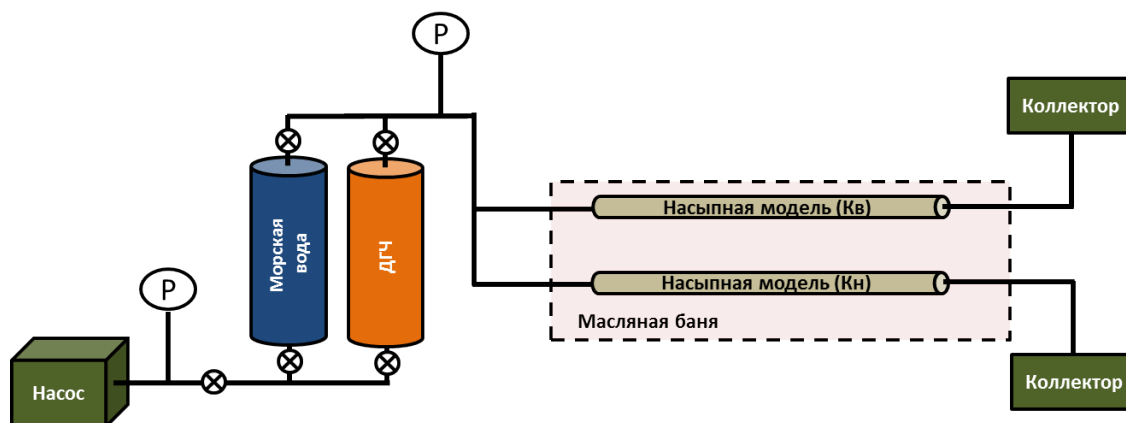


Рисунок 3 – Экспериментальная установка для определения коэффициента извлечения нефти

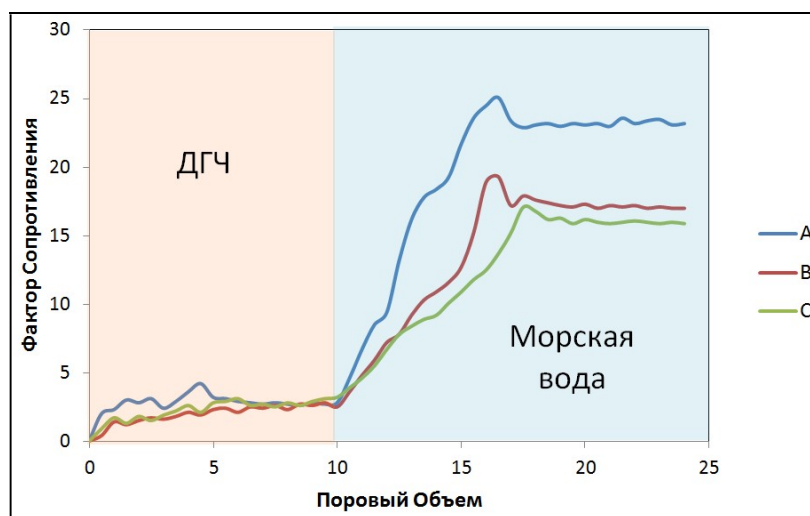


Рисунок 4 – Динамика изменения коэффициента сопротивления на разных участках насыпной модели

Данные по изменению дифференциального давления в течении данного эксперимента применялись для оценки термической стабильности предложенного состава ДГЧ.

Коэффициент извлечения нефти определялся с применением параллельных насыпных моделей пласта с различной проницаемостью с целью смоделировать слоистую неоднородность пласта (рис. 3). Длина обеих моделей составляла 30 см, а диаметр 2,5 см. Концентрация закачиваемого раствора составляла 500 мг/л, со средним размером частиц в D50-410 нм, расход насоса составлял 1,0 мл/мин.

Методика исследований:

- в обе модели до установления стационарного режима фильтрации закачивалась морская вода;

- для моделирования остаточной водонасыщенности в модель закачивалась модельная нефть (керосин) до достижения 95% содержания углеводорода в фильтрате на выходе из модели;

- далее для моделирования остаточной нефтенасыщенности в модель закачивалась мор-

ская вода до достижения 95% содержания морской воды в фильтрате на выходе из модели;

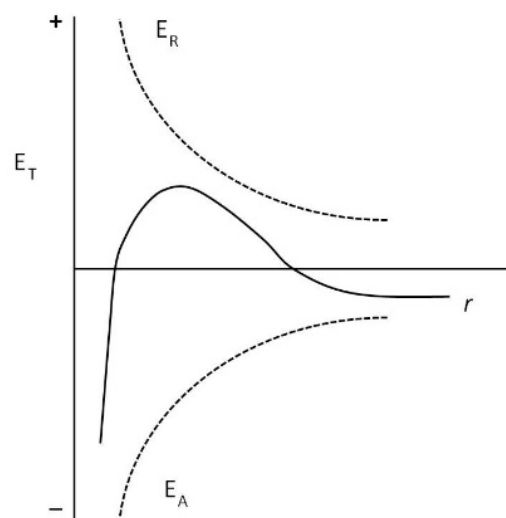
- закачивался раствор полимерной композиции;

- закачивалась синтетическая морская вода для моделирования последующего заводнения пласта.

Результаты динамики изменения коэффициента сопротивления течению для каждого из участков модели представлены на рисунке 4. Для всех трех участков модели имели низкие значения, даже после закачки 10 поровых объемов раствора полимера, что свидетельствует о хороших фильтрационных характеристиках предложенного состава. Однако последующая закачка морской воды привела к росту данного показателя (в период закачки 7 поровых объемов). Далее данный показатель стабилизировался и наблюдалось некоторое уменьшение значений фактора сопротивлений, что, по всей видимости, связано с частичным вымыванием раствора изолирующей композиции из насыпной модели. Первоначальный эффект

увеличения гидравлических сопротивлений при закачке морской воды объясняется удержанием полимера пористой средой, что значительно уменьшает вынос частиц полимерной композиции при последующем заводнении. В пользу данного предположения свидетельствует и постепенное падение значений коэффициента сопротивления на участках В и С. Механизм удержания полимера пористой средой объясняется теорией ДЛФО [48]. Согласно данной теории агрегативная устойчивость дисперсной среды определяется результирующей энергией взаимодействующих частиц, являющейся суммой энергии сил притяжения и отталкивания. Изменения значения результирующей энергии взаимодействия частиц в зависимости от расстояния между частицами показано на рис. 5. Таким образом, при небольшом расстоянии между частицами E_T принимает положительное значение, то есть силы отталкивания преобладают над силами притяжения. Данный процесс протекает при закачке раствора полимера, так как высокая концентрация раствора приводит к значительному уменьшению расстояния между частицами. В пористой модели протекает следующий процесс. Первоначально закачанная порция раствора ДГЧ адсорбируются на поверхности пористой среды, в то время как последующая порция фильтруется далее по поровым каналам. Механизм данного явления объясняется преобладанием сил отталкивания в растворе ДГЧ, что не позволяет прикрепиться частичкам полимерной композиции к первоначально сформированному адсорбционному слою. При последующей закачке морской воды протекает обратный процесс. Расстояние между частицами изолирующей композиции увеличивается, что приводит к преобладанию сил притяжения. На данном этапе результирующая энергия взаимодействия частиц приобретает негативное значение. Протекает процесс беспорядочной агрегация частиц изолирующей композиции с образованием наибольшего количества агрегатов в зоне высокой концентрации раствора, то есть количество агрегатов уменьшается по направлению фильтрационного потока. (т.е. от участка А к участку С). Полученные результаты согласуются с предложенным механизмом: фактор сопротивления максимален на участке А и уменьшается на последующих участках по мере приближения к выходу модели.

Результаты приведенных исследований по изучению селективности изоляционного воздействия приложенного состава представлены в табл. 1. Остаточная водонасыщенность увеличилась с 0,35 до 0,54, при этом снизилась оста-



E_R — энергия отталкивания, E_A — энергия притяжения, E_T — общая потенциальная энергия

Рисунок 5 — Динамика результирующей энергии взаимодействия частиц в зависимости от расстояния между частицами

точная нефтенасыщенность модели, что свидетельствует о селективности воздействия изолирующей композиции. По всей видимости, раствор, проникая прежде всего в водонасыщенные поровые каналы, содержится в них в большей концентрации, и последующая закачка морской воды, инициирующая агрегацию частиц, приводит к снижению проницаемости данных каналов, закупоривая значительные объемы воды. Именно за счет захваченных в подобную ловушку объемов воды и увеличивается остаточная водонасыщенность, а последующие объемы закачиваемой морской воды устремляются в нефтенасыщенные участки модели приводя к увеличению нефтеотдачи. Малый размер частиц и хорошая диспергация в растворе служат основной причиной, приводящей к подобному эффекту.

Эксперименты по изучению термической стабильности раствора ДГЧ на насыпной модели пласта показали значительное увеличение дифференциального давления по истечении инкубационного периода в 15 дней при температуре 90⁰С. Полученные результаты свидетельствуют об увлечении степени агрегации частиц изолирующей композиции при длительном воздействии температуры, обусловленной большой площадью поверхности частиц и увеличением реакционной способности раствора (рис. 6). По всей видимости, с уменьшением среднего размера частиц данный эффект будет проявляться сильнее. Наблюдаемое возросшее дифференциальное давление связано с набуханием частиц ДГЧ в инкубационный период.

Таблица 1 – Изменения значений относительных проницаемостей до и после закачки раствора ДГЧ

Обработка	Остаточная водо-насыщенность	Конечная точка относительной проницаемости нефти	Остаточная нефте-насыщенность	Конечная точка относительной проницаемости воды
До заводнения ДГЧ	0,35	1,00	0,45	0,24
После заводнения ДГЧ	0,54	0,58	0,31	0,032

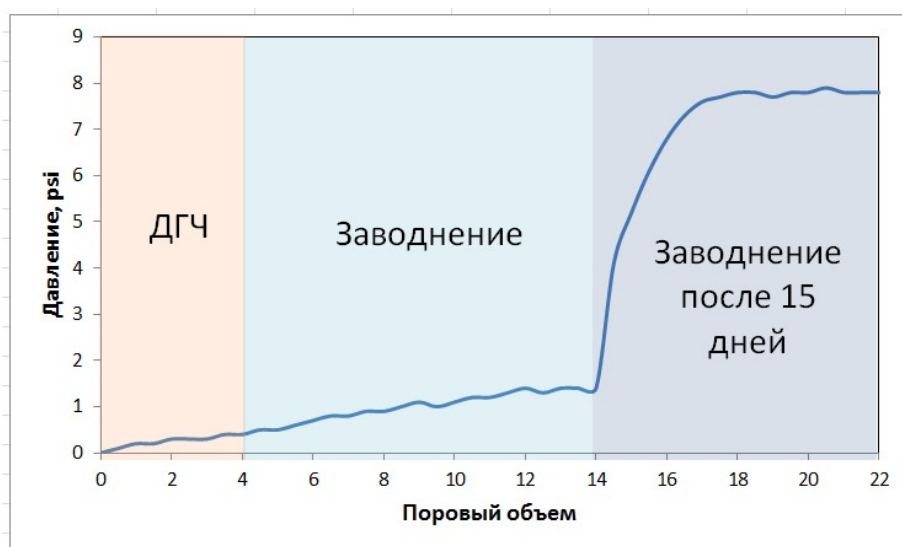


Рисунок 6 – Изменение дифференциального давления до и после инкубационного периода при 90°C

Таблица 2 – Основные параметры насыпных моделей

№ эксперимента	Описание	Проницаемость, Дарси	Контраст проницаемости Кв /Кн	Пористость, %
1	Кв	2.64	2	35.0
	Кн	1.29		38.0
2	Кв	4.64	4	32.5
	Кн	1.15		38.5

Таким образом, изолирующая способность раствора полимера в пластовых условиях будет только возрастать с течением времени, даже в условиях высоких температур. Безусловно, речь идет об представленных в работе диапазонах времени и температур.

В таблице 2 представлены результаты измерения коэффициента извлечения нефти. Очевидно, что с увеличением отношения проницаемостей моделей увеличивается и коэффициент нефтеотдачи. Причем зависимость носит практически пропорциональный характер, так с увеличением соотношения проницаемостей вдвое коэффициент нефтеотдачи также увеличивается примерно вдвое - с 35,5% до 63%. Механизм наблюдаемого явления связан измене-

нием фильтрационных потоков в насыпной модели после образования гелевого экрана. По сути, последующие фильтрационные потоки направляются в низкопроницаемые модели пласта, увеличивая нефтеотдачу, что обеспечивается высокой остаточной нефтенасыщенностью данных моделей. Таким образом, предложенный состав является эффективным потокоотклоняющим агентом.

Выводы

Применение предложенного состава позволяет производить закачку рабочего раствора в пласт без значительного увеличения ее давления, что было подтверждено низкими значениями фактора сопротивления.

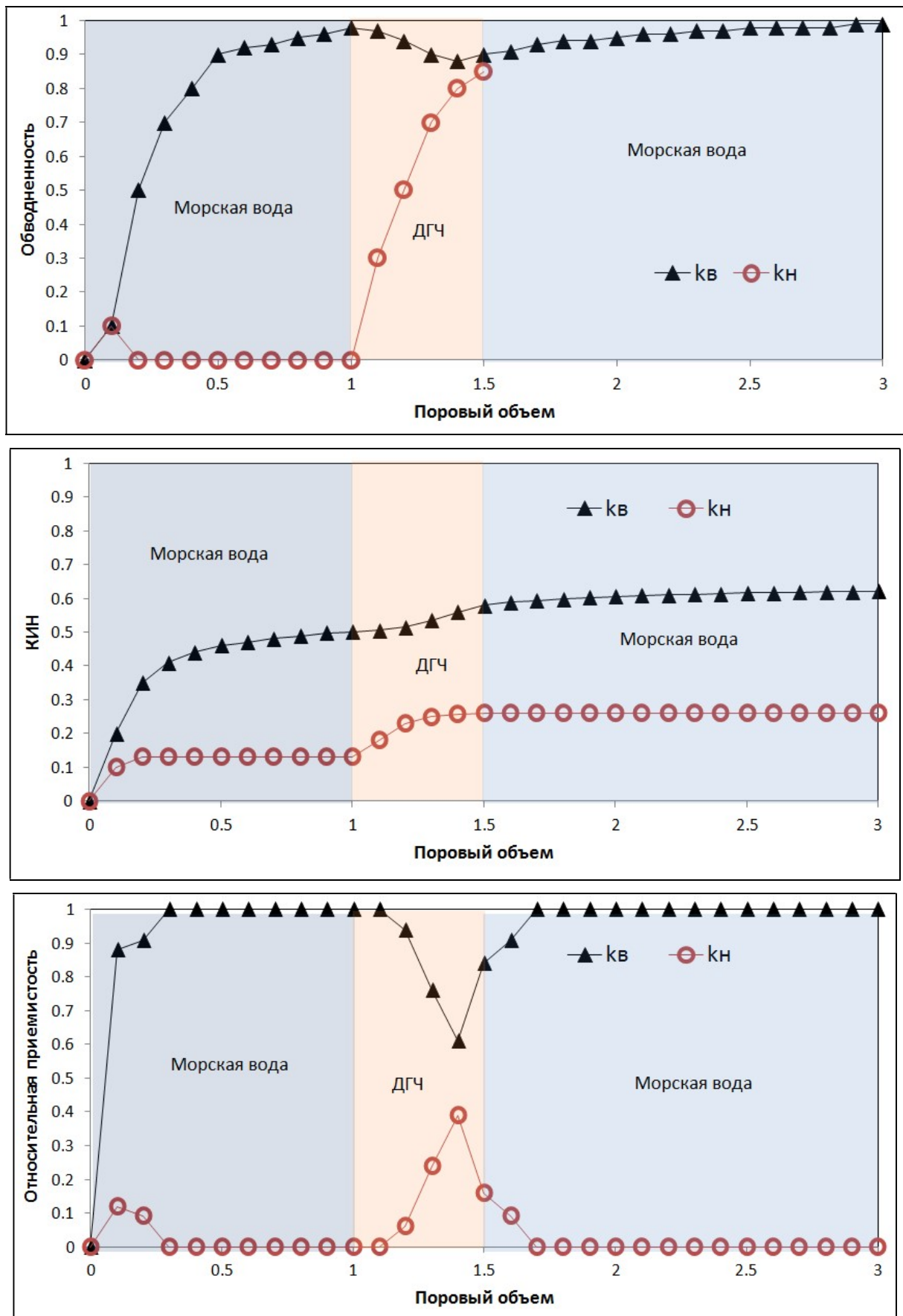


Рисунок 7 – Динамика изменения коэффициента вытеснения нефти (Эксперимент 2)

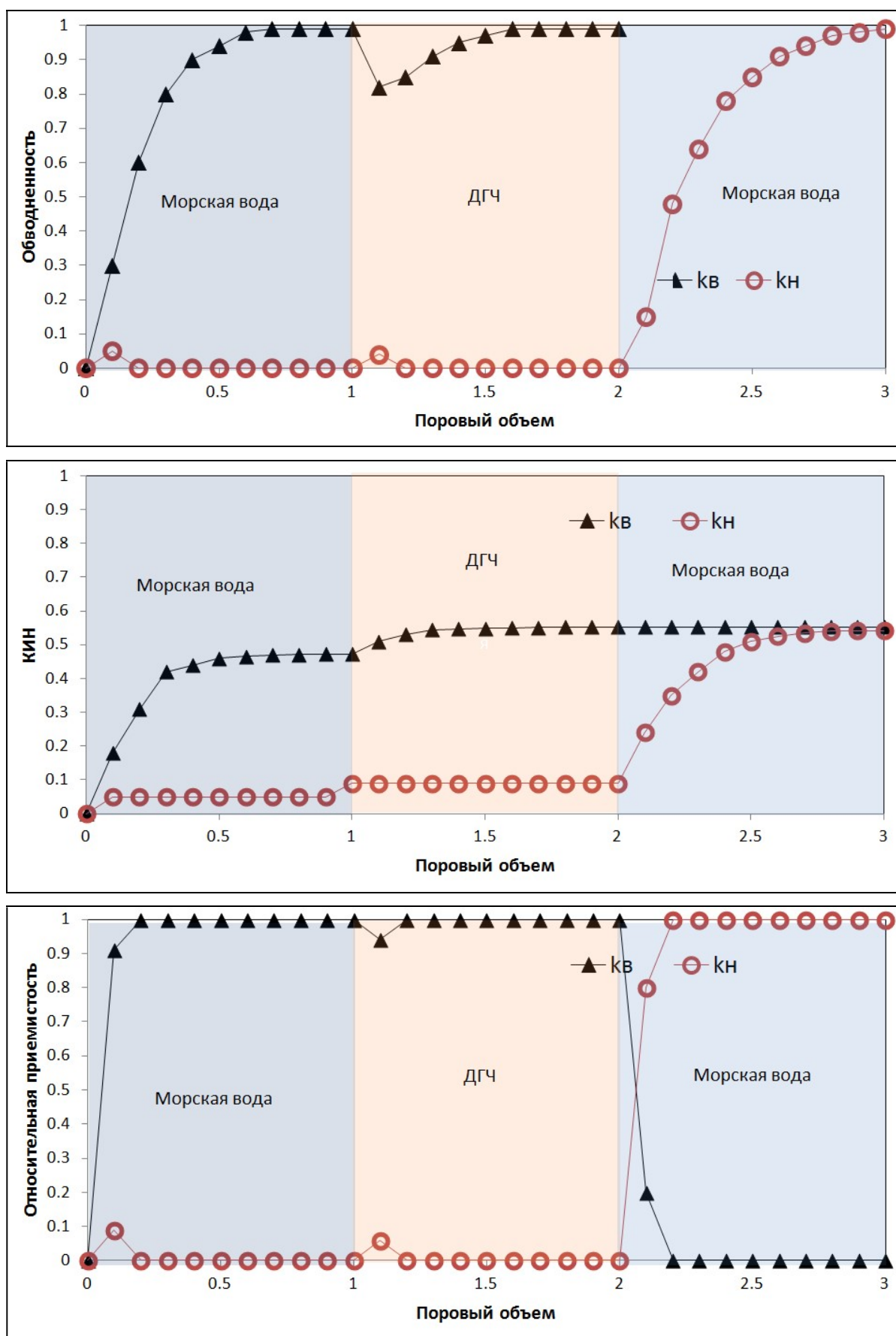


Рисунок 8 – Динамика изменения коэффициента вытеснения нефти (Эксперимент 2)

Предложенный состав обладает селективностью изоляционного воздействия, так как наблюдается уменьшение фазовой проницаемости по воде при незначительном падении значений данного параметра для нефти.

Раствор ДГЧ является эффективным потокоотклоняющим агентом, приводящим к уменьшению проницаемости высоко проницаемых участков и каналов пласта.

Литература

1. Suleimanov B. A. et al. Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and bayesian inference mechanisms. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. OnePetro, 2016.
2. Vishnyakov V. et al. Primer on enhanced oil recovery. Gulf Professional Publishing, 2019.
3. Suleimanov B. A., Dyshin O. A., Veliyev E. F. Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. OnePetro, 2016.
4. Veliyev E. F., Aliyev A. A. Propagation of Nano Sized CDG Deep into Porous Media. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. OnePetro, 2021.
5. Велиев Э. Ф. Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2021. №. 1 (78). С. 61-72.
6. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol 3. P. 126-134.
7. Garmeh R. et al. Thermally active polymer to improve sweep efficiency of waterfloods: simulation and pilot design approaches. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2012. Vol. 15. No 01. P. 86-97.
8. Castro-Garcia R. H., Maya-Toro G. A., Jimenez-Diaz R., et al. Polymer flooding to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*. 2016. No 6(3), P. 71-90.
9. Masalmeh S. K. et al. Simultaneous injection of miscible gas and polymer (SIMGAP) to improve oil recovery and sweep efficiency from layered carbonate reservoirs. *SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia*. OnePetro, 2010.
10. Norman C., De Lucia J. P., Turner B. O. Improving volumetric sweep efficiency with polymer gels in the Cuyo Basin of Argentina. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. OnePetro, 2006.
11. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 193. P. 107411.
12. Bai B. et al. Case study on performed particle gel for in-depth fluid diversion. *SPE symposium on improved oil recovery*. OnePetro, 2008.
13. Coste J. P. et al. In-Depth Fluid Diversion by Pre-Gelled Particles. Laboratory Study and Pilot Testing. *SPE/DOE improved oil recovery symposium*. OnePetro, 2000.
14. Han M. et al. State-of-the-art of in-depth fluid diversion technology: enhancing reservoir oil recovery by gel treatments. *SPE Saudi Arabia section technical symposium and exhibition*. OnePetro, 2014.
15. Alhashim H. W. et al. Gelation time optimization of an organically crosslinked polyacrylamide gel system for in-depth fluid diversion applications. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. OnePetro, 2018.
16. Manrique E. et al. Colloidal dispersion gels (CDG): field projects review. *SPE EOR conference at oil and gas West Asia*. OnePetro, 2014.
17. Chang H. L. et al. Successful field pilot of in-depth colloidal dispersion gel (CDG) technology in Daqing oil field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2006. T. 9. No 06. C. 664-673.
18. Zhidong G. et al. The study of oil displacement characteristics of CDG and polymer flooding. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. OnePetro, 2011.
19. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 193. P. 107411.
20. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*. 2021. Vol. 35. No 01. P. 2150038.
21. Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for align the injectivity profile of injection wells. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol. 2. C. 67-77.
22. Spildo K. et al. A new polymer application for North Sea reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2009. Vol. 12. No 03. P. 427-432.
23. Smith J. E., Liu H., Guo Z. D. Laboratory studies of in-depth colloidal dispersion gel technology for Daqing oil field. *SPE/AAPG western regional meeting*. OnePetro, 2000.
24. Chang H. L. et al. Successful field pilot of in-depth colloidal dispersion gel (CDG) technology in Daqing oil field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2006. Vol. 9. No. 06. P. 664-673.

25. Castro R., Maya G., Sandoval J., et al. Colloidal dispersion gels CDG in Dina cret? ceos field: from pilot design to field implementation and performance. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. 2013, July.
26. Almohsin A. et al. Transport of nanogel through porous media and its resistance to water flow. *SPE improved oil recovery symposium*. OnePetro, 2014.
27. Wang L. et al. Preparation of microgel-nanospheres and their application in EOR. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. OnePetro, 2010.
28. Tian Y. et al. Research and application of nano polymer microspheres diversion technique of deep fluid. *SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition*. OnePetro, 2012.
29. Ayirala S. C., Yousef A. A. Injection water chemistry requirement guidelines for IOR/EOR. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. OnePetro, 2014.
30. Romanuka J. et al. Low salinity EOR in carbonates. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. OnePetro, 2012.
31. Alotaibi M. B., Azmy R. M., Nasr-El-Din H. A. A comprehensive EOR study using low salinity water in sandstone reservoirs. *SPE improved oil recovery symposium*. OnePetro, 2010.
32. Rezaei Doust A., Puntervold T., Austad T. A discussion of the low salinity EOR potential for a North Sea sandstone field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro, 2010.
33. Shaker Shiran B., Skauge A. Enhanced oil recovery (EOR) by combined low salinity water/polymer flooding. *Energy & Fuels*. 2013. Vol. 27. No. 3. P. 1223-1235.
34. McGuire P. L. et al. Low salinity oil recovery: An exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope. *SPE western regional meeting*. OnePetro, 2005.
35. Suleimanov B. A., Latifov Y. A., Veliyev E. F. Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*. 2019. Vol. 1. P. 19-29.
36. Ляtifов Я. А., Велиев Э. Ф. Применение смягченной воды для вторичных и третичных методов повышения нефтеотдачи пласта. *Булатовские чтения*. 2019. Т. 2. С. 112-121.
37. Bjørsvik M., Høiland H., Skauge A. Formation of colloidal dispersion gels from aqueous polyacrylamide solutions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2008. Vol. 317. No. 1-3. P. 504-511.
38. Велиев Э. Ф. Влияние ступенчатого увеличения темпов заводнения пласта на добычу нефти после закачки предварительно сформированных гелевых частиц. *Ашировские чтения*. 2020. Т. 1. №. 1. С. 114-123.
39. Нагиева Н. В. Применение предварительно сформированных гелеобразующих частиц для изоляции водопритока в скважине. *Ашировские чтения*. 2020. Т. 1. №. 1. С. 12-18.
40. Алиев А. А. Гели на основе поливинилпирролидона для изоляции водопритока в скважинах. *Ашировские чтения*. 2020. Т. 1. №. 1. С. 5-11.
41. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol. 3. P. 126-134.
42. Veliyev E. F. Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol 2. P. 50-66.
43. Suleimanov B. A., Veliyev E. F. The effect of particle size distribution and the nano-sized additives on the quality of annulus isolation in well cementing. *Socar proceedings*. 2016. Vol. 4. P. 4-10.
44. Нагиева Н. В., Алиев А. А. Дисперсные гелевые частицы для увеличения нефтеотдачи пласта. *Ашировские чтения*. Учредители: Самарский государственный технический университет. 2021. Т. 1. №. 1. С. 386-389.
45. Исмаилов Р. Г., Велиев Э. Ф. Эмульсирующий состав для повышения коэффициента нефтеизвлечения вязких нефтей. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 2021. №. 5. С. 22-28.
46. Veliyev E. F., Aliyev A. A. Propagation of Nano Sized CDG Deep into Porous Media. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. OnePetro, 2021.
47. Veliyev E. F. et al. Water shutoff using crosslinked polymer gels. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. OnePetro, 2019.
48. Trefalt G., Borkovec M. Overview of DLVO theory. 2014.

References

1. Suleimanov B. A. et al. Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and bayesian inference mechanisms. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. OnePetro, 2016.
2. Vishnyakov V. et al. Primer on enhanced oil recovery. Gulf Professional Publishing, 2019.
3. Suleimanov B. A., Dyshin O. A., Veliyev E. F. Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. OnePetro, 2016.

4. Veliyev E. F., Aliyev A. A. Propagation of Nano Sized CDG Deep into Porous Media. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. OnePetro, 2021.
5. Veliev E. F. Polimerno-dispersnaya sistema dlya izmeneniya filtratsionnykh potokov v plaste. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*. 2021. No. 1 (78). P. 61-72. [in Russian]
6. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol 3. P. 126-134.
7. Garmeh R. et al. Thermally active polymer to improve sweep efficiency of waterfloods: simulation and pilot design approaches. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2012. Vol. 15. No 01. P. 86-97.
8. Castro-Garcia R. H., Maya-Toro G. A., Jimenez-Diaz R., et al. Polymer flooding to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*. 2016. No 6(3), P. 71-90.
9. Masalmeh S. K. et al. Simultaneous injection of miscible gas and polymer (SIMGAP) to improve oil recovery and sweep efficiency from layered carbonate reservoirs. *SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia*. OnePetro, 2010.
10. Norman C., De Lucia J. P., Turner B. O. Improving volumetric sweep efficiency with polymer gels in the Cuyo Basin of Argentina. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. OnePetro, 2006.
11. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 193. P. 107411.
12. Bai B. et al. Case study on performed particle gel for in-depth fluid diversion. *SPE symposium on improved oil recovery*. OnePetro, 2008.
13. Coste J. P. et al. In-Depth Fluid Diversion by Pre-Gelled Particles. Laboratory Study and Pilot Testing. *SPE/DOE improved oil recovery symposium*. OnePetro, 2000.
14. Han M. et al. State-of-the-art of in-depth fluid diversion technology: enhancing reservoir oil recovery by gel treatments. *SPE Saudi Arabia section technical symposium and exhibition*. OnePetro, 2014.
15. Alhashim H. W. et al. Gelation time optimization of an organically crosslinked polyacrylamide gel system for in-depth fluid diversion applications. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. OnePetro, 2018.
16. Manrique E. et al. Colloidal dispersion gels (CDG): field projects review. *SPE EOR conference at oil and gas West Asia*. OnePetro, 2014.
17. Chang H. L. et al. Successful field pilot of in-depth colloidal dispersion gel (CDG) technology in Daqing oil field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2006. T. 9. No 06. C. 664-673.
18. Zhidong G. et al. The study of oil displacement characteristics of CDG and polymer flooding. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. OnePetro, 2011.
19. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 193. P. 107411.
20. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*. 2021. Vol. 35. No 01. P. 2150038.
21. Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for align the injectivity profile of injection wells. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol. 2. C. 67-77.
22. Spildo K. et al. A new polymer application for North Sea reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2009. Vol. 12. No 03. P. 427-432.
23. Smith J. E., Liu H., Guo Z. D. Laboratory studies of in-depth colloidal dispersion gel technology for Daqing oil field. *SPE/AAPG western regional meeting*. OnePetro, 2000.
24. Chang H. L. et al. Successful field pilot of in-depth colloidal dispersion gel (CDG) technology in Daqing oil field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2006. Vol. 9. No. 06. P. 664-673.
25. Castro R., Maya G., Sandoval J., et al. Colloidal dispersion gels CDG in Dina cret? ceos field: from pilot design to field implementation and performance. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. 2013, July.
26. Almohsin A. et al. Transport of nanogel through porous media and its resistance to water flow. *SPE improved oil recovery symposium*. OnePetro, 2014.
27. Wang L. et al. Preparation of microgel-nanospheres and their application in EOR. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. OnePetro, 2010.
28. Tian Y. et al. Research and application of nano polymer microspheres diversion technique of deep fluid. *SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition*. OnePetro, 2012.
29. Ayirala S. C., Yousef A. A. Injection water chemistry requirement guidelines for IOR/EOR. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. OnePetro, 2014.
30. Romanuka J. et al. Low salinity EOR in carbonates. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. OnePetro, 2012.

31. Alotaibi M. B., Azmy R. M., Nasr-El-Din H. A. A comprehensive EOR study using low salinity water in sandstone reservoirs. *SPE improved oil recovery symposium*. OnePetro, 2010.
32. Rezaei Doust A., Puntervold T., Austad T. A discussion of the low salinity EOR potential for a North Sea sandstone field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro, 2010.
33. Shaker Shiran B., Skauge A. Enhanced oil recovery (EOR) by combined low salinity water/polymer flooding. *Energy & Fuels*. 2013. Vol. 27. No. 3. P. 1223-1235.
34. McGuire P. L. et al. Low salinity oil recovery: An exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope. *SPE western regional meeting*. OnePetro, 2005.
35. Suleimanov B. A., Latifov Y. A., Veliyev E. F. Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*. 2019. Vol. 1. P. 19-29.
36. Lyatifov Ya. A., Veliev E. F. Primenenie smyagchennoy vodyi dlya vtorichnykh i tretichnykh metodov povyisheniya nefteotdachi plasta. *Bulatovskie chteniya*. 2019. Vol. 2. P. 112-121. [in Russian]
37. Bjørsvik M., Høiland H., Skauge A. Formation of colloidal dispersion gels from aqueous polyacrylamide solutions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2008. Vol. 317. No. 1-3. P. 504-511.
38. Veliev E. F. Vliyanie stupenchatogo uvelicheniya tempov zavodneniya plasta na dobyichu nefti posle zakachki predvaritelno sformirovannykh gelevykh chastits. *Ashirovskie chteniya*. 2020. Vol. 1. No. 1. P. 114-123. [in Russian]
39. Nagieva N. V. Primenenie predvaritelno sformirovannykh geleobrazuyuschikh chastits dlya izolyatsii vodopritoka v skvazhine. *Ashirovskie chteniya*. 2020. Vol. 1. No. 1. P. 12-18. [in Russian]
40. Aliev A. A. Geli na osnove polivinilpirrolidona dlya izolyatsii vodopritoka v skvazhinah. *Ashirovskie chteniya*. 2020. Vol. 1. No. 1. P. 5-11. [in Russian]
41. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol. 3. P. 126-134.
42. Veliyev E. F. Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*. 2020. Vol. 2. P. 50-66.
43. Suleimanov B. A., Veliyev E. F. The effect of particle size distribution and the nano-sized additives on the quality of annulus isolation in well cementing. *Socar proceedings*. 2016. Vol. 4. P. 4-10.
44. Nagieva N. V., Aliev A. A. Dispersnyie gelevyie chastitsyi dlya uvelicheniya nefteotdachi plasta. *Ashirovskie chteniya*. Uchrediteli: SamarSKIY gosudarstvennyiy tehnikeskiiy universitet. 2021. Vol. 1. No. 1. P. 386-389. [in Russian]
45. Ismailov R. G., Veliev E. F. Emulsiruyushchiy sostav dlya povyisheniya koeffitsienta nefteizvlecheniya vyazkiy neftey. *Azerbaydzhan-skoe neftyanoe hozyaystvo*. 2021. No. 5. P. 22-28. [in Russian]
46. Veliyev E. F., Aliyev A. A. Propagation of Nano Sized CDG Deep into Porous Media. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. OnePetro, 2021.
47. Veliyev E. F. et al. Water shutoff using crosslinked polymer gels. *SPE Annual Caspian Technical Conference*. OnePetro, 2019.
48. Trefalt G., Borkovec M. Overview of DLVO theory. 2014.

МОДЕРНІЗАЦІЯ ЗАВОДНЕННЯ НА ОСНОВІ СТВОРЕННЯ ПОТОКОСКЕРОВУВАЛЬНИХ БАР'ЄРІВ У МІЖСВЕРДЛОВИННІЙ ЗОНІ ПЛАСТА

В. С. Бойко, **І. М. Купер**

ІФНТУНГ; 76019, м Івано-Франківськ, вул Карпатська, 15; тел. (03422) 42195;
e-mail: ivankuper@ukr.net

Досліджується проблема підвищення коефіцієнта нафтовилучення шляхом встановлення в заводнюваному нафтовому покладі потোকскеровувальних бар'єрів у міжсвердловинній зоні. Запропоновано залежності, які дають змогу надати процесу тампонування властивостей вибірковості і керованості та являють собою модель процесу вибіркового, керованого тампонування. Така вибірковість забезпечується застосуванням гранульованих ізоляційних матеріалів відповідного фракційного складу, тобто керованими дисперсними системами. Представлено результати аналітичних та експериментальних досліджень впливу наявності в пласті тріщин різного розкриття на процес заводнення, раціональних розмірів тампонувального бар'єру і відносного щодо ліній нагнітання і відбирання його розміщення в тріщині з метою досягнення найбільшого нафтовилучення. Проведені аналітичні дослідження на основі моделі Коземи з використанням формули Буссінеска за методом послідовної зміни стаціонарних станів стосовно процесу поришкового витіснення нафти водою із однієї тріщини. Встановлено, що тріщина розкритістю 2,5 мкм повністю обводнюється через 41 рік, тоді як для тріщини розкритістю 50 мкм повне обводнення настає усього через 1 місяць. Виконані лабораторні експерименти показали, що тампонуванням тріщин досягається збільшення як безводного, так і кінцевого коефіцієнта нафтовилучення із моделі елемента тріщинувато-поришкового пласта. Коефіцієнт кінцевого нафтовилучення із моделі елемента тріщинувато-поришкового пласта без тампонування тріщини є незначним і не перевищує 0,22. Тампонування тріщини заводненого нафтового пласта в разі витіснення вздовж простягання тріщини призводить до підвищення коефіцієнта нафтовилучення. Приріст коефіцієнта нафтовилучення за рахунок тампонування є тим вищим, чим більшим є ступінь закупорювання тріщини по її довжині. Після тампонування тріщини по всій її довжині коефіцієнт безводного нафтовилучення із моделі пласта збільшується у 2 рази, а кінцевого – в 3 рази. Тампонування доцільно проводити у віддаленій від ліній нагнітання зоні пласта, що забезпечує збереження високої прийнятності нагнітальної свердловини та збільшення приросту коефіцієнта нафтовилучення.

Ключові слова: нафтовилучення, потোকскеровувальні бар'єри, дисперсні системи, моделювання, заводнення.

Исследуется проблема повышения коэффициента нефтеотдачи путем установления в межскважинной зоне заводняемой нефтяной залежи потокоотклоняющих барьеров. Предлагаемые зависимости позволяют придать процессу тампонирования свойства избирательности и управляемости и представляют собой модель процесса выборочного, управляемого тампонирования. Такая избирательность обеспечивается применением гранулированных изоляционных материалов соответствующего фракционного состава, то есть управляемыми дисперсными системами. Представлены результаты аналитических и экспериментальных исследований влияния наличия в пласте трещин различного раскрытия на процесс заводнения, рациональных размеров тампонирующего барьера и относительного линий нагнетания и отбора его размещения в трещине с целью достижения наибольшего нефтеизвлечения. Проведены аналитические исследования на основе модели Коземи с использованием формулы Буссинеска методом последовательного изменения стационарных состояний относительно процесса поришкового вытеснения нефти водой из одной трещины. Установлено, что трещина раскрытостью 2,5 мкм полностью обводняется через 41 год, в то же время для трещины раскрытостью 50 мкм полное обводнение наступает всего через 1 месяц. Выполненные лабораторные эксперименты показали, что путем тампонирования трещин достигается увеличение как безводного, так и конечного коэффициента нефтеотдачи из модели элемента трещиновато-поришкового пласта. Коэффициент конечного нефтеизвлечения из модели элемента трещиновато-поришкового пласта без тампонирования трещины незначителен и не превышает 0,22. Тампонирование трещины заводного нефтяного пласта в случае вытеснения вдоль простирания трещины приводит к повышению коэффициента нефтеизвлечения. Прирост коэффициента нефтеизвлечения за счет тампонирования тем выше, чем больше степень закупорки трещины по ее длине. После тампонирования трещины по всей ее длине коэффициент безводного нефтеизвлечения из модели пласта увеличивается в 2 раза, а конечного – в 3 раза. Тампонирование целесообразно производить в удаленной от линии нагнетания зоне пласта, что обеспечи-

ваєт сохранение высокой приемистости нагнетательной скважины и увеличение прироста коэффициента нефтеизвлечения.

Ключевые слова: нефтеотдача, потокоотклоняющие барьеры, дисперсные системы, моделирование, заводнение.

The problem of increasing the oil recovery coefficient by installing flow-controlling barriers in the flooded oil field in the inter-well zone is investigated. The dependences that allow giving the tamponing process the properties of selectivity and controllability have been proposed. They represent a model of the selective controlled plugging process. Such selectivity is ensured by the use of granular insulating materials of the appropriate fractional composition, i.e. controlled dispersed systems. The results of several analytical and experimental studies have been presented: the influence of the different-opening cracks' presence on the flooding process; the rational size of the plugging barrier relative to the injection lines and its placement in the crack in order to achieve maximum oil recovery. Analytical studies based on the Kozemi model using the Bussinesk formula by the method of steady states' successive change with respect to the process of piston displacement of oil by water from a single crack. It has been found that a crack with an opening of $2.5\text{ }\mu\text{m}$ is completely flooded after 41 years, while for a crack with an opening of $50\text{ }\mu\text{m}$ full flooding occurs in only 1 month. The performed laboratory experiments showed that crack plugging increases both the anhydrous and the final oil recovery coefficient from the model of the fractured-porous formation element. The coefficient of final oil recovery from the model of the fractured-porous formation element without crack plugging is insignificant and does not exceed 0.22. Crack plugging of the flooded oil reservoir along the extension of the crack in the case of displacement leads to an increase in the coefficient of oil recovery. The increase in the oil recovery coefficient due to plugging will be higher, the greater the degree of crack clogging along its length. After crack plugging along its entire length, the coefficient of anhydrous oil recovery from the reservoir model increases 2 times and the final one – 3 times. It is expedient to carry out plugging in the zone of the formation remote from the injection line, which ensures the preservation of the high acceptability of the injection well and increases the growth rate of the oil recovery factor.

Keywords: oil recovery, flow-controlling barriers, dispersed systems, modeling, flooding.

Вступ

Неоднорідність пластів за проникністю і розмірами пор є одним із трьох основних чинників, які визначають залишкові запаси нафти в покладах із пористими колекторами після заводнення. Родовища з тріщинуватими колекторами внаслідок великої неоднорідності за розмірами пор, тріщин і каверн при інших однакових умовах розробляються методами заводнення з меншою ефективністю, ніж родовища в пористих пластах. Тріщинуватість порід відіграє як позитивну роль у процесах розробки, так і зумовлює передчасне проривання витіснювальних агентів (води, розчинів активних домішок, тощо) у видобувні свердловини.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Вивчаючи витіснення водою, Ю.П.Желтов дійшов цікавого судження, що якщо тріщини в тріщинувато-пористому пласті зробити непроникними у поздовжньому напрямку, то, враховуючи, що об'єм тріщин зазвичай є невеликим порівняно з пористим об'ємом блоків, тріщинувато-пористий пласт перетвориться практично у звичайне пористе середовище. На основі досвіду (з 1970 р.) із використанням гранульованих матеріалів для інтенсифікації видобування нафти з 1982 року були розпочаті роботи з розвитку такої ідеї в напрямку створення способів тампонування (закупорювання) високопровідних тріщин на відстані від свердловин у

глибині пласта, у міжсвердловинних зонах [7, 8]. Пізніше Л.М.Сургучовим та ін. також підкреслюється думка, що одним із можливих шляхів зменшення об'ємів супутньої видобутої води, а отже, підвищення ефективності дорозробки колекторів тріщинувато-пористого типу, може бути технологія, яка дає змогу повністю чи частково виключити високопровідні тріщини з процесу фільтрації. У результаті сформульовано новий науковий напрям, суть якого полягає в тому, що для регулювання процесу витіснення нафти з тріщинуватих колекторів, збільшення охоплення пласта заводненням та нафтовилучення, зменшення відборів води найбільш ефективним є використання дисперсних систем, переважно суспензій, тобто грубодисперсних систем із твердою дисперсною фазою (частинками розміром понад $0,01\text{ }\mu\text{m}$) і рідинним дисперсним середовищем [1]. Як дисперсне середовище може бути використана вода, вуглеводневі рідини, емульсії, розчини різних речовин, таких як ПАР, полімери, луги, кислоти та ін.), як дисперсна фаза – рубракс, гранульований магній, асфальтосмолистий пом'якшувач АСМГ та ін.). У результаті цього пласт із тріщинувато-пористого «перетворюється» на пористий.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми

Родовища з тріщинуватими колекторами зазвичай розробляються методами заводнення з меншою ефективністю, ніж родовища з по-

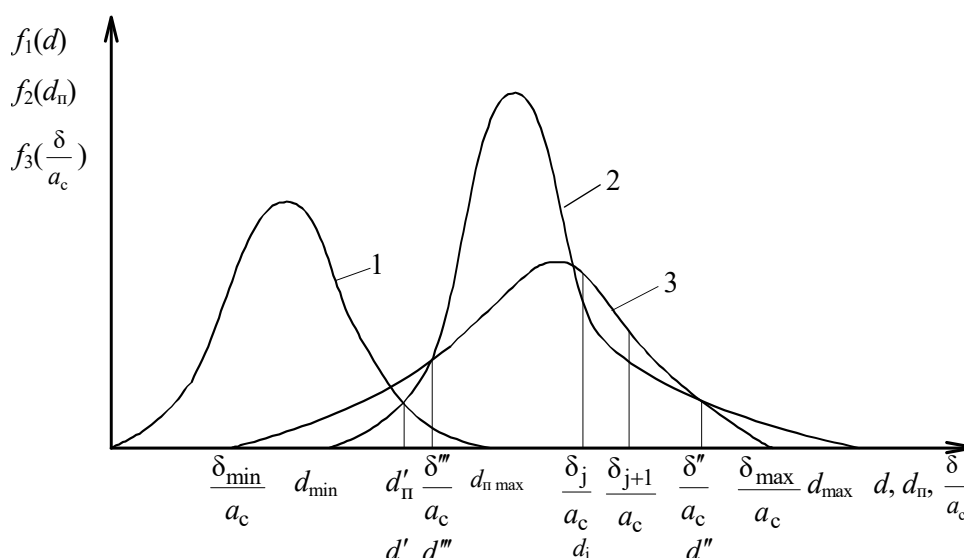


Рисунок 1 – Щільності розподілів (м^{-1}) діаметра пор $d_{\text{п}}$ в м (1), діаметра частинок кольтматувального матеріалу d в м (2) і відношення розкриття тріщин δ до безрозмірного коефіцієнта a_c (3)

ровими колекторами; при цьому досягнутий коефіцієнт нафтовилучення у них нижчий на 5-20%. Це пояснюється складнішою структурою пустотного простору, будовою покладу, відмінністю процесів фільтрації і витіснення нафти. Вода переважно рухається високопроникними тріщинами, залишаючи невірбленими застійні зони, цілики пласта, насиченого нафтою. Залишаються невіршеними питання механізму тампонування тріщин у віддаленій від свердловини зоні пласта. Також не вирішене питання раціонального розміщення потоко-скеровувального бар'єру чи ступеня тампонування тріщини по довжині.

Метою досліджень є встановлення впливу тампонування тріщин на повноту витіснення нафти, також впливу ступеня тампонування тріщини і місця розміщення потоко-скеровувального бар'єру відносно нагнітальної свердловини на коефіцієнт кінцевого нафтовилучення.

Основний матеріал

Ефективність методу забезпечується виконанням двох основних умов геометричного структурного критерію і гідродинамічного критерію пульпової плавучості [2].

Вимогою геометричного критерію є проникнення дисперсної фази в тріщини і відсутність кольтматції пор блоків матриць тріщинувато-пористого середовища, що ілюструється рис. 1, де показано щільність статистичних розподілів розмірів дисперсних частинок $f_1(d)$, пор матриці $f_2(d_{\text{п}})$ і тріщин $f_3(\delta/a_c)$. Тут d – діаметр дисперсних частинок суспензії, $d_{\text{п}}$ – діаметр пор

метр пор матриці, δ – розкриття (ширина) тріщини, a_c – коефіцієнт, що характеризує повноту врахування можливості аркоутворення (склепноутворення) частинок біля входу в тріщину, заклинювання одних частинок іншими в тріщині, ступінь окатаності частинок і розмах розподілу розмірів частинок ($a_c=1-3$).

Для виконання цього критерію можна було б записати умови (за рівностями) між відповідними найбільшими і найменшими розмірами. Але це фізично неможливо, оскільки розподіли розмірів пор і тріщин апіорі відомі (незалежні від нас, хіба якщо розкриття тріщин пов'язати із створеним нами тиском у покладі), а розподіл розмірів частинок слід підбирати. Тоді розглядається імовірно-статистична модель тампонування тріщин, вводяться імовірності надійності відсутності кольтматції пор, надійності проникнення частинок у тріщини, надійності вибіркового тампонування (або коефіцієнт коректування проникностей тріщин і пор) і коефіцієнт повноти тампонування каналів. Якщо тріщини повністю заповнені частинками і утворився непроникний шар, то бар'єр, зрозуміло, буде потовідхилюючим, а в ідеальному випадку коефіцієнт проникності тріщин із частинками стане рівним коефіцієнту проникності матриць породи (проникності пор) бар'єр буде потоковіврівнювальним.

При прогнозуванні процесу тампонування необхідно забезпечити високі і практично однакові значини коефіцієнта α_j для кожного інтервалу j високопроникних тріщин підбором відповідного вмісту необхідних фракцій (певних розмірів частинок) тампонажного матеріалу.

Звідси, під високопроникливими тріщинами можна розуміти, наприклад, тріщини, проникність яких дорівнює проникності пор чи для яких $\delta / a_{\text{ск}} \geq d'$, причому d' відповідає надійності P_n відсутності кольматції.

Запропоновані залежності дають змогу надати процесу тампонування *властивостей вибіркової* (здійснювати відбір тріщин апіорі заданого розкриття) і *керованості* (підлягають дії керування). Вони є *моделлю процесу вибіркового, керованого тампонування*. Дисперсні системи, які саморозподіляються каналами апіорі заданого розміру в результаті попереднього цілеспрямованого підбору їх фракційного складу (за розмірами і вмістом), або, інакше кажучи, які забезпечують такий процес, доцільно називати *керованими дисперсними системами*.

Дисперсна фаза таких систем (суспензій) надходить лише в ті канали, розміри яких є більшими від розмірів її частинок (гранул). Враховуючи статистичний розподіл тріщин за величиною їх розкриття і зменшення проникності (кероване, вибіркоче тампонування) лише високопроникливих макротріщин, а рідинні тампонавальні агенти завжди надходять в усі канали пропорційно до їх проникності. Спеціальним підбором дисперсних тампонажних матеріалів можна забезпечити переміщення їх в каналах і заповнення цих каналів практично на будь-якій відстані від стовбура свердловини.

Для оцінки впливу різнотріщинуватості в пласті, тобто наявності в пласті тріщин різного розкриття на процес заводнення, раціональних розмірів тампону вального бар'єру і відносного (щодо ліній нагнітання і відбирання) його розміщення в тріщині з метою досягнення найбільшого нафтовилучення виконано аналітичні та експериментальні дослідження.

Нами проведені аналітичні дослідження на основі моделі Коземі з використанням формули Буссінеска за методом послідовної зміни стаціонарних станів стосовно процесу поршньового витіснення нафти водою із однієї тріщини. Встановлено (рис. 2), що тріщина розкритістю 2,5 мкм повністю обводнюється через 41 рік, тоді як для тріщини розкритістю 50 мкм повне обводнення настає усього через 1 місяць. При $\delta > 20$ мкм час настання повного обводнення практично не залежить від значини розкриття тріщин.

Безводний період роботи моделі тріщинуватого пласта з багатьма тріщинами різного розкриття визначається часом настання обводнення тріщини з найбільшим розкриттям. Пе-

ребіг обводненості продукції в часі на лінії відбирання залежить від статистичного розподілу тріщин у пласті за значинами розкриття.

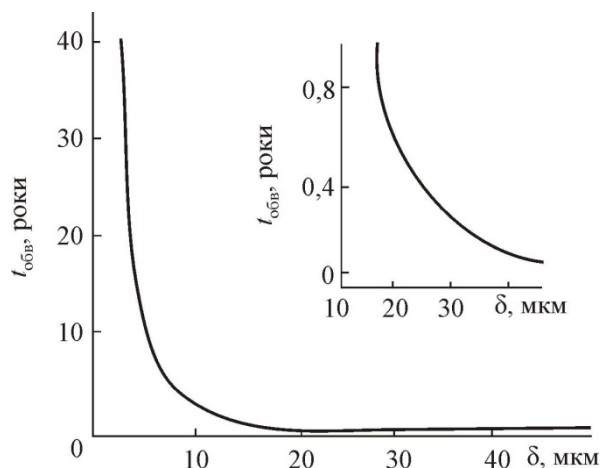


Рисунок 2 – Залежність часу $t_{\text{обв}}$ настання повного обводнення тріщини від її розкриття δ

Припустимо, розподіли кількості тріщин за їх розкриттям для законів нормального, логарифмічно-нормального і гамма-розподілу для чотирьох варіантів (в порядку зростання) тампонування тріщин з таким розкриттям, мкм: 30; 27,5-30; 22,5-30; 17,5-30. У результаті виявлено, що на початку витіснення до лінії відбирання припливає безводна нафта, а відтак у продукції з'являється вода, яка припливає обводненими тріщинами, котрі мають найбільше розкриття. Обводненість залишається сталою до прориву води по тріщинах з меншим розкриттям, а надалі зростає. Залежно від різниці між розкриттями тріщин цей період може бути досить тривалим. Звідси можна пояснити відомий у нафтопромисловій практиці факт появи води в продукції пласта уже на ранній стадії розробки родовища, кількість якої втримується постійною тривалий період часу.

Обводненість продукції збільшується в міру обводнення тріщин з меншим розкриттям. Умовне тампонування обводнених тріщин виконали за названими варіантами, і продовжили витіснення при цьому ж перепаді тиску.

Після тампонування тріщин, якими припливає вода, поточна обводненість продукції зменшується, тобто забезпечується обмеження припливу води. На один і той же момент часу без тампонування тріщин і з тампонуванням досягається одна і та ж значина коефіцієнта поточного нафтовилучення, але при меншій обводненості продукції і меншому накопиченому об'ємі запомпованої в пласт води.

Припускаємо, що гранична рентабельна обводненість продукції рівна, наприклад, $n_{вр} = 0,98$, після настання якої припиняється розробка тріщинної моделі пласта. На цей момент часу коефіцієнт поточного нафтовилучення, наприклад, при нормальному законі розподілу тріщин за розкриттям без тампонування тріщин, становить 0,957. Після тампонування тріщин за варіантом 3 до настання рентабельної обводненості коефіцієнт нафтовилучення досягне значини 0,984, тобто підвищиться на 2,8%.

Найбільш ефективним (приріст 12,4 %) виявилось тампонування за варіантом 4 (тампонування тріщин широкого спектру розкриття на пізнішій стадії розробки після їх обводнення) при статистичному розподілі розкриття тріщин за логарифмічно-нормальним законом. Отже, вибіркоким тампонуванням високопровідних тріщин досягаються як обмеження відбору води, так і обсяги запомпованої води та покращення технологічних показників розробки моделі тріщинного пласта.

Одночасно зі зменшенням обсягів запомпованого витіснювального агента та обмеженням об'єму супутно видобутої води тампонування високопровідних тріщин забезпечує підвищення охоплення пласта заводненням і збільшення нафтовилучення за рахунок перерозподілу фільтраційних потоків із тріщин на нафтонасичені пористі блоки.

Метою проведеного нами фізичного моделювання є встановлення залежності параметрів витіснення нафти водою з елемента тріщинувато-пористого пласта від місця встановлення тампонувального бар'єру і ступеня тампонування тріщини по її довжині [6, 10]. В якості тампонуєчого матеріалу застосовується гранульований асфальтено-смолистий пом'якшувач АСМГ. Густина його (982 кг/м^3) є близькою до густини води, розмір гранул складає від 0,125 до 2 мм, тобто співрозмірні з розмірами макротріщин.

Використовуючи теорію розмірностей, визначальні параметри були об'єднані у п'ять безрозмірних комплексів, які описують процес витіснення при розміщенні тампона в тріщині:

$$\pi_1 = \frac{\sigma_e \cos \theta}{P \sqrt{k_2/m}} \pi_2 = \frac{\sigma_e \cos \theta}{k_2 \text{ grad } P};$$

$$\pi_3 = \eta; \pi_4 = \frac{v t \delta}{k}; \pi_5 = \frac{l_x}{l},$$

де σ_e – поверхневий натяг витіснюючої води на границі з нафтою, Н/м;

θ – крайовий кут змочування породи;

m – пористість блоків;

t – час витіснення, с;

U_0 – початкова швидкість потоку суспензії м/с;

φ_k – об'ємна концентрація гранул в суспензії, кг/м³;

W_0 – швидкість спливання гранул, м/с;

η_0 – висота тріщини, м;

δ – розкриття тріщини, м;

v – швидкість фільтрації, м/с;

k – загальна проникність, м²;

k_2 – проникність пористого середовища;

η – коефіцієнт нафтовилучення;

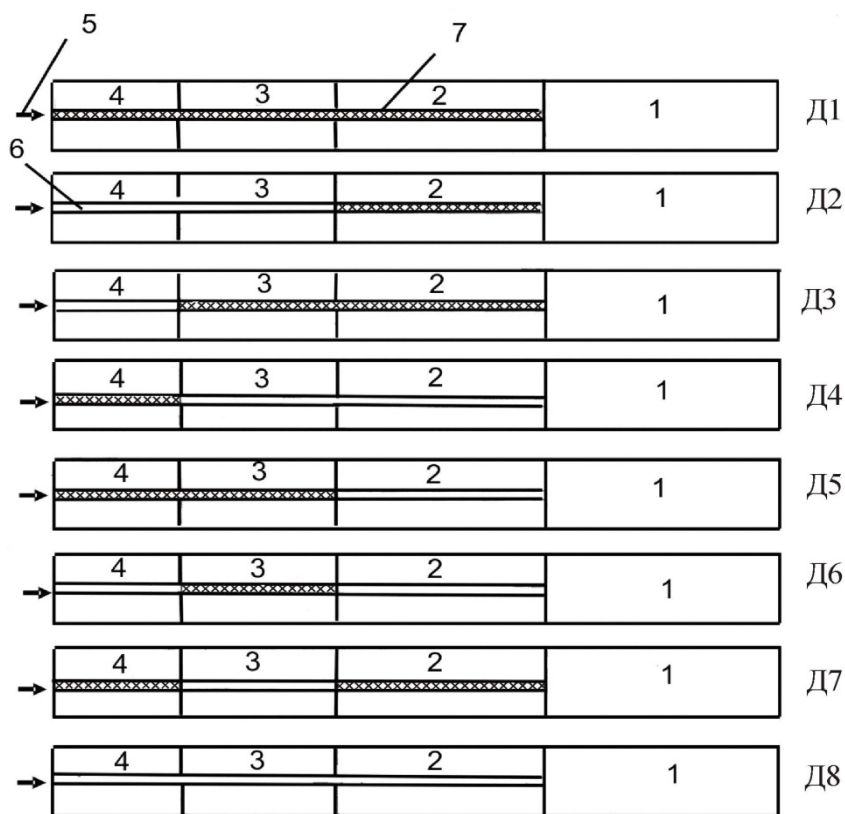
l – розмір блоку, м;

l_x – довжина тампона, м.

Комплекс π_4 являє собою критерій гомохронності і відображає подібність відрізків часу, протягом яких протікають подібні явища витіснення нафти в системі “тріщина – пористі блоки”, а комплекс π_5 характеризує ступінь тампонування тріщини. У дослідях вивчали вплив параметрів, котрі входять у безрозмірні комплекси π_4 і π_5 , на коефіцієнт нафтовилучення (комплекс π_3) при дотриманні згідно з Д.А. Ефросом [5] автомодельності за комплексами π_1 і π_2 .

Компонування моделі здійснили в гумовій манжеті кернотримача з боковим гідрообтисканням. Для виконання експериментів застосували удосконалений кернотримач конструкції НДПІ ПАТ „Укрнафта”. Досліди проводили на стандартному устаткованні УДПК-1М (ТУ 38-11011-80). Моделлю нафти був неполярний гас з динамічним коефіцієнтом в'язкості $1,76 \cdot 10^{-3}$ Па·с. Витіснення здійснювали дистильованою водою, поверхневий натяг σ_n якої на межі з моделлю нафти становив $27 \cdot 10^{-3}$ Н/м. Косинус крайового кута змочування $\cos \theta$ був рівним 0,86. Тиск обтискування, який створювався у ході проведення досліджень, підтримували постійним на рівні 2 МПа. Екстрагування взірців моделі проводили сумішню петролейного ефіру та бензолу. Після екстрагування взірці висушували до постійної маси, вакуумували протягом 5 годин і насичували гасом. Залишкова водонасиченість в експериментах не моделювалась. Кількість гасу, що насичував взірці моделі, визначали ваговим методом і у всіх дослідях дорівнювала $17 \pm 0,1$ мл. Компонування взірців моделі і розміщення тампону проводили за схемами, поданими на рис.3. Середній коефіцієнт пористості блоків моделі визначали як середньозважений по довжині:

$$m_2 = \sum_{i=1}^4 m_{2i} l_i / \sum_{i=1}^4 l_i,$$



1-4 – відповідно номери візців-кернаїв у моделі; 5 – напрям витіснення;
6, 7 – тріщини, відповідно не тампоновані і тампоновані; Д1-Д8 – номери дослідів

Рисунок 3 – Схема розміщення тампонів у моделі елемента тріщинувато-пористого пласта при проведенні експериментів з витіснення нафти водою

де m_{2i} – коефіцієнт пористості i -го візця, що входить у модель;

l_i – довжина i -го візця.

За результатами визначень $m_2 = 0,16$.

За Д.А. Ефросом [2, 4] автомодельність досліду настає при значинах критеріїв $\pi_1 \leq 0,6$; $\pi_2 \geq 0,5 \cdot 10^6$. Тоді перепад тиску Δp в процесі витіснення для забезпечення автомодельності визначали, виходячи зі значин критеріїв π_1 і π_2 :

$$\Delta p \geq \frac{\sigma_r \cos \theta}{\pi_1 \sqrt{k_2 / m_2}} = 0,156, \quad \Delta p \geq \frac{\sigma_r \cos \theta l}{\pi_2 k_2} = 0,94.$$

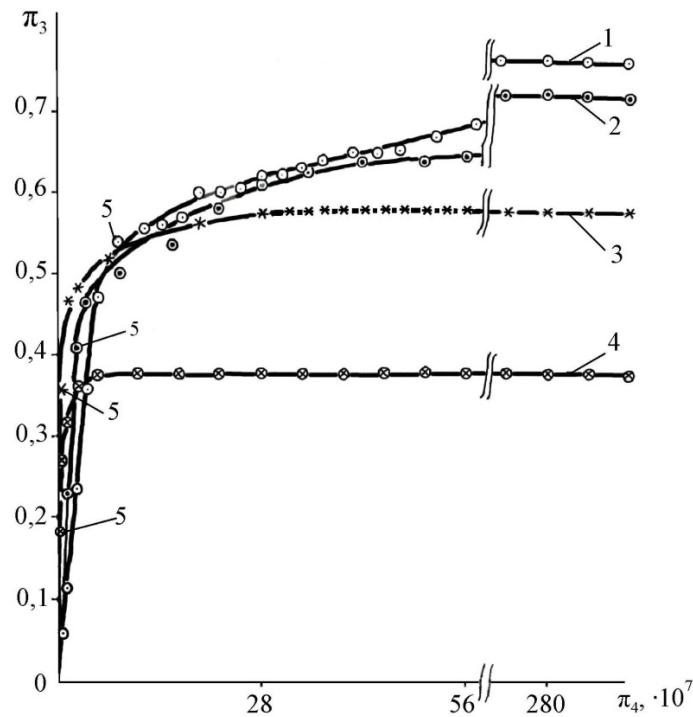
Для забезпечення автомодельності дослідів перепад тиску витіснення підтримували в межах 0,156-0,94 МПа.

Проведені лабораторні експерименти показали, що тампонуванням тріщин досягається збільшення як безводного, так і кінцевого коефіцієнта нафтовилучення із моделі елемента тріщинувато-пористого пласта. Причому, чим вищий ступінь тампонування тріщини по довжині, тим вищим є нафтовилучення із моделі. Так, при $\pi_3 = 0,29$ коефіцієнт безводного нафтовилучення із моделі збільшується в 1, 4 рази, а кінцевого – в 1, 2 рази. При $\pi_5 = 0,63$ коефіцієнт безводного нафтовилучення зростає в 2, 3

рази, а кінцевого – в 1, 6 разів. Максимальну значину приросту коефіцієнта нафтовилучення (як безводного, так і кінцевого) отримано внаслідок тампонування тріщини по всій її довжині ($\pi_5 = 1$).

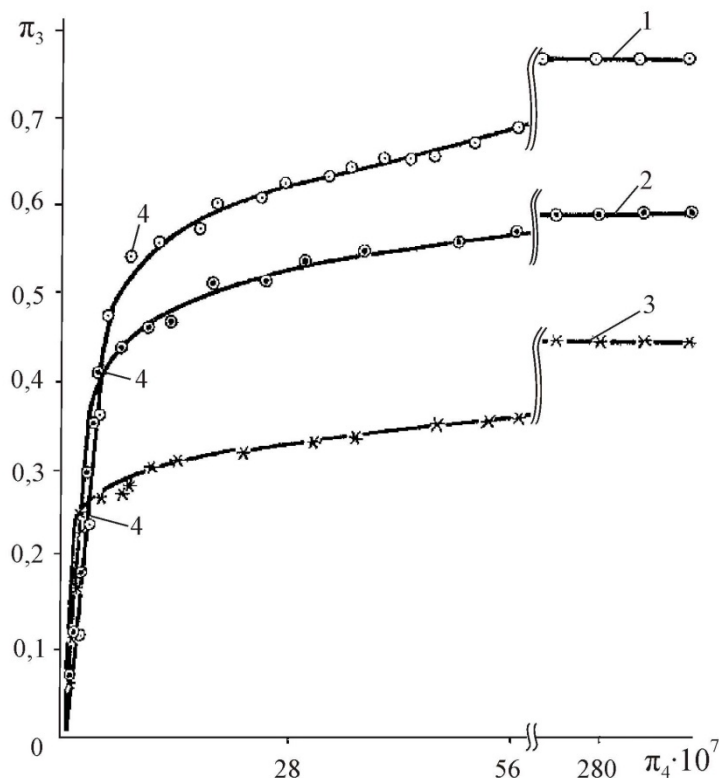
Розташування кривих залежності коефіцієнта нафтовилучення від параметрів π_4 і π_5 підлягають наступній закономірності: чим меншим є ступінь тампонування тріщини по довжині, тим крутіше сходження кривої у безводний період. Це пояснюється заповненням водою в першу чергу тріщини та витісненням із неї моделі нафти. Чим меншою є довжина тампона в тріщині, тим швидкоплиннішим є період безводного нафтовилучення. Так, за одного і того ж темпу витіснення, коли швидкість потоку дорівнює $1,9 \cdot 10^{-5}$ м/с, тривалість періоду безводного нафтовилучення за результатами дослідів Д1 (ступінь тампонування тріщини $\pi_5 = 1$) становить 840 с, дослідів Д3 (ступінь тампонування $\pi_5 = 0,7$) – 727 с, а дослідів Д8 ($\pi_5 = 0$) – лише 25 с.

За результатами дослідів Д8 оцінювали значину коефіцієнта нафтовилучення із моделі пласта без тампонування тріщини. Для цього виключали з розгляду нафту, котра витіснена із



1 – 0,1; 2 – 0,7; 3 – 0,37; 4 – 0; 5 – завершення безводного нафтовилучення

Рисунок 4 – Експериментальні залежності кінцевого коефіцієнта нафтовилучення π_3 від параметра π_4 при тампонуванні тріщини зі сторони лінії відбирання і без тампонування (кратність промивання рівна 23) за різних значин параметра π_5



1 – 1; 2 – 0,63; 3 – 0,29; 4 – завершення безводного нафтовилучення

Рисунок 5 – Експериментальні залежності коефіцієнта кінцевого нафтовилучення π_3 від безрозмірного параметра π_4 при тампонуванні тріщини зі сторони нагнітання (кратність промивання 23) за різних значин параметра π_5

взірця №1, який не розсічений тріщиною. Результати дослідів Д1 показали, що з цього взірця витіснено близько 76% моделі нафти, яка насичує його, або $4,9 \cdot 10^{-6} \cdot 0,76 = 3,72 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$. Тоді до кінця водного періоду з моделі в досліді Д8, що включає взірці №2, 3 і 4, витіснено $6,38 \cdot 10^{-6} - 3,72 \cdot 10^{-6} = 2,66 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$ нафти. Значина коефіцієнта нафтовилучення, яку відносимо до отриманої за рахунок капілярного просочування, становить

$$2,66 \cdot 10^{-6} / (17 \cdot 10^{-6} - 4,9 \cdot 10^{-6}) = 0,22.$$

Тріщина в досліді Д1 була затампована по всій своїй довжині, а вирішальна роль при цьому, на відміну від моделювання в досліді Д8, належала гідродинамічному процесу витіснення. Зіставляючи результати цих двох дослідів і виключаючи з розгляду взірці №1, виснуємо, що за рахунок тампонування тріщини коефіцієнт нафтовилучення також зріс більше, ніж у 3 рази, і становив 0,76, тобто $(12,95 \cdot 10^{-6} - 3,72 \cdot 10^{-6}) / (17 \cdot 10^{-6} - 4,9 \cdot 10^{-6}) = 0,76$.

На рис. 6 показано осереднені за результатами дослідів залежності коефіцієнтів безводного (лінія 1) і кінцевого (лінія 2) нафтовилучення від ступеня тампонування тріщини моделі пласта по її довжині. З рисунка випливає, що ці залежності є близькими до лінійних. Залежність коефіцієнта кінцевого нафтовилучення від ступеня тампонування тріщини прийнято як осереднену між двома прямими (див. рис. 6, лінії 2' і 2''): першою, котра проведена за експериментальними точками, отриманими в досліді з розташуванням тампона в моделі зі сторони лінії відбирання (Д2, Д3); другою – з розташуванням тампона зі сторони лінії нагнітання (Д4, Д5). На ці прямі лягають точки результатів дослідів Д6 і Д7, коли тампон розміщався відповідно між лініями нагнітання та відбирання і біля ліній нагнітання та відбирання.

Від місця встановлення тампона в тріщині залежить загальна проникність моделі. На рис. 7 показано залежність коефіцієнта кінцевого нафтовилучення від коефіцієнта загальної проникності моделі тріщинувато-пористого пласта при різних ступенях тампонування тріщини відповідно до номерів дослідів для випадків тампонування зі сторони відбирання (а) і зі сторони нагнітання (б).

Результати лабораторних дослідів показали, що значина приросту коефіцієнта кінцевого нафтовилучення, отриманого за рахунок тампонування тріщин, залежить від місця встановлення

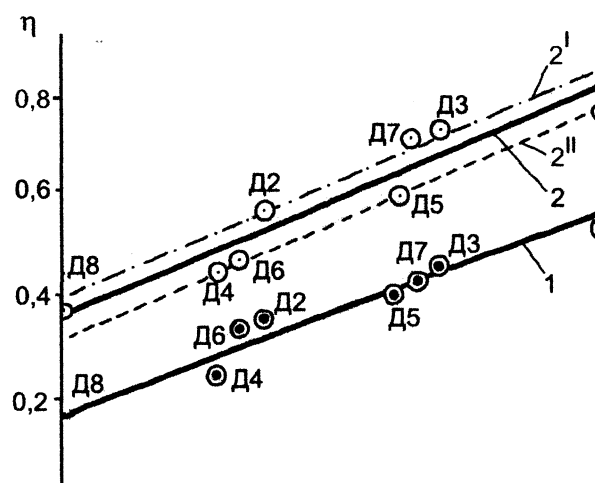


Рисунок 6 – Залежності коефіцієнтів η безводного нафтовилучення (1) і кінцевого нафтовилучення (2) від ступеня тампонування тріщини (параметра π_5) за простяганням при розміщенні тампона відповідно зі сторони відбирання (2') і нагнітання (2'')

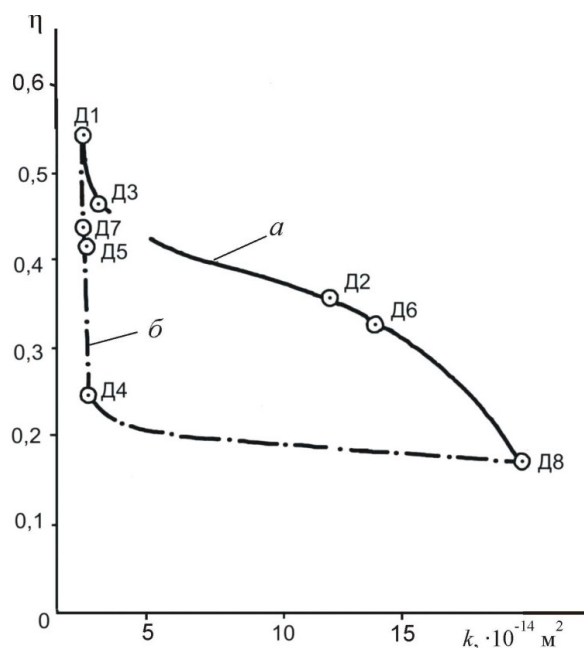


Рисунок 7 – Залежність кінцевого коефіцієнта нафтовилучення η від коефіцієнта загальної проникності k моделі тріщинувато-пористого пласта при різних ступенях тампонування тріщини відповідно до номерів дослідів для випадків тампонування зі сторони відбирання (а) і зі сторони нагнітання (б)

тампона (див. рис. 6 і 7). У досліді Д2 і Д4 ступінь тампонування тріщини був практично однаковим. Модель, на якій вони проводились, відрізнялась лише місцем розташування тампона, а значина коефіцієнта кінцевого нафтовилучення із моделі з розташуванням тампона на певній відстані від лінії нагнітання в модель

води виявилась вищою. Такі ж результати отримано в дослідях Д3 і Д5.

Досліди Д2 і Д4 проводили при різних швидкостях витіснення. Відмітимо, що думки дослідників щодо впливу швидкості витіснення нафти водою на коефіцієнт нафтовилучення суперечливі. У тому інтервалі, в якому ми працювали, важко однозначно висувати про вплив швидкості витіснення. Однак досліді Д3 і Д5 проводили за однакових швидкостей витіснення, а отримані результати зіставимі із результатами дослідів Д2 і Д4. Тому вважаємо, що вплив швидкості витіснення на нафтовилучення менш значимий, ніж вплив фактора місця розташування тампона.

Промислові дослідження були проведені на дослідній ділянці Долинського нафтового родовища [12].

Висновок

Таким чином, аналіз даних моделювання показав, що коефіцієнт кінцевого нафтовилучення із моделі елемента тріщинувато-пористого пласта без тампонування тріщини є незначним і не перевищує 0,22. Тампонування тріщини заводного нафтового пласта в разі витіснення вздовж простягання тріщини призводить до підвищення коефіцієнта нафтовилучення. Приріст нафтовилучення за рахунок тампонування є тим вищим, чим більший ступінь закупорювання тріщини по її довжині. Після тампонування тріщини по всій її довжині коефіцієнт безводного нафтовилучення із моделі пласта збільшується у 2 рази, а кінцевого – в 3 рази. Тампонування доцільно проводити у віддаленій від лінії нагнітання зоні пласта, що забезпечує збереження високої приймальності нагнітальної свердловини та збільшення приросту коефіцієнта нафтовилучення.

Література

1. Научные основы интенсификации нефтегазодобычи из неоднородных пластов с применением дисперсных систем : дис. ... д-ра техн. наук : 05.15.06 / Бойко Василий Степанович. Ивано-Франковск, 1989. 448 с.
2. Бойко В. С., Заливаха Н. Я. Вивчення придатності дисперсних бітумних матеріалів для тампонування високопрвідних тріщин у нафтовому покладі. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2017. № 1(37). С. 145-165.
3. Теоретичні та експериментальні засади технології регулювання розробки нафтових і газових родовищ в умовах тріщинуватості колектора / В. С. Бойко, І. М. Купер, Р. В. Гри-

бовський, Р. В. Бойко ; Івано-Франків. держ. техн. ін-т нафти і газу. Івано-Франківськ, 1994. 29 с. – Деп. в ДНТБ України 01.12.94, № 2488-Ук94.

4. Научные основы интенсификации нефтегазодобычи из неоднородных пластов с применением дисперсных систем : автореф. дис. на соискание учен. степ. д-ра техн. наук : спец. 05.15.06 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / Бойко Василий Степанович; Моск. ин-т нефтехим. и газовой пром-сти им. И. М. Губкина. М., 1989. 48 с.

5. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем. М.: Гостоптехиздат, 1963. 351 с.

6. Совершенствование технологии тампонирувания высокопроницаемых трещин заводного нефтяного пласта: дис. ... канд техн. наук : 05.15.06 / Купер Иван Николаевич. Ивано-Франковск, 1990. 261 с.

7. А.с 1434841 СССР. МКИ Е21 В 43/20. Способ разработки нефтяных залежей с трещиновато-пористыми коллекторами / Бойко В.С., Купер И.Н., Грибовский Р.В. и др. № 4148737/22-03; заявл. 18.11.86.-ДСП.

8. А. с. 1380334 СССР, МКИ Е 21 В 33/13. Способ тампонирувания трещин в удаленной от скважины зоне пласта / В. С. Бойко, И. Н. Купер. № 4041560/22-03; заявл. 24.03.86 ; зарегистрир. 08.11.87.

9. А. с. 1558078 СССР, МКИ Е 21 В 33/11. Способ тампонирувания трещинно-пористого пласта / В. С. Бойко, В. А. Петриняк, В. Г. Касянчук, И. Н. Купер. – № 4446583/23-0.

10. Купер І. М. Угриновський А. В. Фізика нафтового і газового пласта : підручник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2018. 448 с.

11. Купер І.М. Підвищення нафтовилучення на пізній стадії розробки родовищ. *Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (23-25 травня, Івано-Франківськ)*. Івано-Франківськ, 2018. С.195-197.

12. Купер І.М. Впровадження методів підвищення нафтовилучення на дослідних полях нафтових родовищ. *Problems and perspectives of modern science and practice (30-31 січня 2020, Грац., Австрія)*. Грац, 2020.

References

1. Nauchnyie osnovyi intensifikatsii neftega-zodobyichi iz neodnorodnyih plastov s prime-neniem dispersnih sistem : dis. ... d-ra tehn. nauk : 05.15.06 / Boyko Vasily Stepanovich. Ivano-Frankovsk, 1989. 448 p. [in Russian]

2. Boiko V. S., Zalyvakha N. Ya. Vyvchennia prydatnosti dyspersnykh bitumnykh materialiv dlia tamponuvannia vysokoprovodnykh trishchyn u naftovomu pokladi. *Prykarpatskyi visnyk NTSh. Chyslo*. 2017. No 1(37). P. 145-165. [in Ukrainian]
3. Teoretychni ta eksperymentalni zasady tekhnolohii rehuliuвання розробки нафтових і газових родовищ в умовах тришчурного стікатора / V. S. Boiko, I. M. Kuper, R. V. Hrybovskyi, R. V. Boiko ; Ivano-Frankiv. derzh. tekhn. in-t nafty i hazu. Ivano-Frankivsk, 1994. 29 p. – Dep. v DNTB Ukrainy 01.12.94, No 2488-Uk94. [in Ukrainian]
4. Nauchnyie osnovy intensifikatsii neftegazodobyichi iz neodnorodnykh plastov s primeneniem dispersnykh sistem : avtoref. dis. na soiskanie uchen. step. d-ra tehn. nauk : spets. 05.15.06 «Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy» / Boyko Vasilii Stepanovich; Mosk. in-t neftehim. i gazovoy prom-sti im. I. M. Gubkina. M., 1989. 48 p. [in Russian]
5. Efros D.A. Issledovanie filtratsii neodnorodnykh sistem. M.: Gostoptehizdat, 1963. 351 p. [in Russian]
6. Sovershenstvovanie tekhnologii tamponirovaniya vyisokopronitsaemykh treschin zavodnyaemogo neftyanogo plasta: dis. ... kand. tehn. nauk : 05.15.06 / Kuper Ivan Nikolaevich. Ivano-Frankovsk, 1990. 261 p. [in Russian]
7. A.s 1434841 SSSR, MKI E21 V 43/20. Sposob razrabotki nyaftyanykh zalezhey s treschinovato-poristyimi kollektorami / Boyko V.S., Kuper I.N., Gribovskiy R.V. i dr.No4148737/22-03; zayavl. 18.11.86.-DSP. [in Russian]
8. A. s. 1380334 SSSR, MKI E 21 V 33/13. Sposob tamponirovaniya treschin v udalennoy ot skvazhiny zone plasta / V. S. Boyko, I. N. Kuper. No 4041560/22-03; zayavl. 24.03.86 ;zaregistr. 08.11.87. [in Russian]
9. A. s. 1558078 SSSR, MKI E 21 V 33/11. Sposob tamponirovaniya treschinno-poristogo plasta / V. S. Boyko, V. A. Petrinyak, V. G. Kasyanchuk, I. N. Kuper. – No 4446583/23-0. [in Russian]
10. Kuper I. M. Uhrynovskyi A. V. Fizyka naftovoho i hazovoho plasta : pidruchnyk. Ivano-Frankivsk : IFNTUNH, 2018. 448 p. [in Ukrainian]
11. Kuper I.M. Pidvyshchennia naftovyluchennia na piznii stadii rozrobky rodovyshch *Naftohazova haluz: Perspektyvy naroshchuvannia resursnoi bazy: Materialy mizhnarodnoi naukovo-tekhnichnoi konferentsii (23-25 travnia, Ivano-Frankivsk)*. Ivano-Frankivsk, 2018. P.195-197. [in Ukrainian]
12. Kuper I.M. Vprovadzhennia metodiv pidvyshchennia naftovyluchennia na doslidnykh poliakh naftovykh rodovyshch. *Problems and perspectives of modern science and practice (30-31 sichnia 2020, Hrats., Avstriia)*. Hrats, 2020. [in Ukrainian]

ВОЗМОЖНОСТИ СОЗДАНИЯ ТОННЕЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В МАЛОМОЩНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СОЛИ

Н. С. Мустафаева

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности;
Пр. Азадлыг 34, Баку, AZ1010, Азербайджан; тел: 99412 3735393

Останніми роками у розвинених зарубіжних країнах зберігається стійка тенденція до пріоритетного використання ПСГ у родовищах кам'яної солі для покриття пікових навантажень газоспоживання. У складі системи газопостачання Азербайджанської Республіки в даний час експлуатуються Калмазське і Гарадазьке ПСГ, споруджені на базі старих вуглеводневих родовищ. Поряд із заходами щодо збільшення обсягу діючих ПСГ, SOCAR працює над створенням підземного газосховища в Нахічеванській Автономній Республіці на базі родовища солі. У статті зазначено, що використання пластів кам'яної солі малої потужності для будівництва підземних сховищ найефективніше при спорудженні резервуарів у вигляді протяжної (тоннельної) виробки з поперечними перерізами, обмеженими потужністю пласта. Технологічні схеми спорудження тунельних резервуарів можна класифікувати за такими ознаками: за кількістю свердловин на один резервуар; за видом та компоновкою свердловин резервуара; за положенням центральної колони в горизонтальному стовбурі свердловини в процесі спорудження резервуара; за способом подачі розчинника. Використовуючи запропоновані в роботі схеми спорудження горизонтальних тунельних резервуарів, можна створити ПСГ в соляних відкладах ділянки Тумбул в Нахічеванській АР для регулювання нерівномірності забезпечення газом і покриття сезонних піків споживання газу.

Ключові слова: підземні сховища газу (ПСГ), родовища кам'яної солі, промивання солей, тунельні резервуари, вертикальні тунельні резервуари.

В последние годы в развитых зарубежных странах сохраняется устойчивая тенденция к приоритетному использованию ПХГ в месторождениях каменной соли для покрытия пиковых нагрузок газопотребления. В составе системы газоснабжения Азербайджанской Республики в настоящее время эксплуатируются Калмазское и Гарадагское ПХГ, сооруженные на базе старых углеводородных месторождений. Наряду с мероприятиями по увеличению объема действующих ПХГ, SOCAR работает над созданием подземного газохранилища в Нахичеванской Автономной Республике на базе месторождения соли. В статье отмечено, что использование пластов каменной соли малой мощности для строительства подземных хранилищ наиболее эффективно при сооружении резервуаров в виде протяженной (тоннельной) выработки с поперечными сечениями, ограниченными мощностью пласта. Технологические схемы сооружения туннельных резервуаров можно классифицировать по следующим признакам: по количеству скважин на один резервуар; по виду и компоновке скважин резервуара; по занимаемому положению центральной колонны в горизонтальном стволе скважины в процессе сооружения резервуара; по способу подачи растворителя. Используя предложенные в работе схемы сооружения горизонтальных туннельных резервуаров, можно создать ПХГ в соляных отложениях участка Тумбул в Нахичеванской АР для регулирования неравномерности обеспечения газом и покрытия сезонных пиков потребления газа.

Ключевые слова: подземные хранилища газа (ПХГ), месторождения каменной соли, промывка солей, туннельные резервуары, вертикальные туннельные резервуары.

In recent years, in foreign developed countries there remains a steady trend toward the priority use of UGS in rock salt deposits to cover peak loads in gas consumption. Kalmaz and Garadagh underground gas storages constructed on the basis of old hydrocarbon fields are currently operated as part of the Gas Supply System in the Republic of Azerbaijan. Along with efforts to increase the storage capacity of the existing UGS, SOCAR works on the creation of underground gas storage on the basis of salt deposits in the Nakhichevan Autonomous Republic. The article mentions that the utilization of thin rock salt deposits for the creation of underground storage is more efficient when reservoirs are constructed as extended tunnel excavation with cross-sections, limited to the reservoir capacity. Technological schemes of tunnel reservoirs construction can be classified according to: the number of wells per reservoir; the type and layout of the reservoir wells; the position of the central column in the horizontal wellbore under the reservoir construction; method for solvent supply. Using the layouts of horizontal tunnel storage facilities proposed in the paper we can create UGS in Tumbul salt deposits to control the non-uniformity of gas supply and cover seasonal peak gas consumption in Nakhichevan AR.

Keywords: underground gas storage (UGS), rock salt deposits, salt washing, tunnel reservoir, vertical tunnel reservoir.

Введение

Как известно, около 20% территории Азербайджанской Республики, включая 7 районов Карабахского региона, находилась под оккупацией. Одновременно, Нахичеванская Автономная Республика уже более 30 лет находится в блокаде со стороны Армении, что создает проблему обеспечения ее необходимым объемом газа во время сезонных пиковых нагрузок. Учитывая, что в Нахичеванской АР нет месторождений нефти и газа, в которых после истощения можно было бы создать подземное хранилище газа (ПХГ) для указанных целей, рассматривается проблема создания на ее территории хранилища в отложениях каменной соли.

В последние годы в развитых зарубежных странах сохраняется устойчивая тенденция к приоритетному использованию ПХГ в месторождениях каменной соли для покрытия пиковых нагрузок газопотребления. Под пиковыми нагрузками понимается дефицит газопотребления в периоды резких похолоданий, аварий, стихийных бедствий. ПХГ в каменной соли является самым рациональным источником покрытия пикового спроса на газ. Будучи небольшими по объему хранимого газа, они могут эксплуатироваться в «рывковом» режиме со значительно большей производительностью при отборе газа. Темпы отбора газа из соляных каверн обычно ограничены только мощностью наземных установок осушки отбираемого газа [1].

Еще одним преимуществом ПХГ в соляных месторождениях является небольшой объем буферного газа, составляющий 20-25 % общего объема, тогда как в подземных хранилищах, созданных в пористых структурах, он составляет около 50 % общего объема газа.

В настоящее время ПХГ в отложениях каменной соли составляют 13,2 % от общего числа хранилищ, а объем активного газа – 6 %, но их количество с каждым годом растет (рис. 1).

Выделение общей проблемы

В составе системы газоснабжения Азербайджанской Республики в настоящее время эксплуатируются Калмазское и Гарадагское ПХГ, сооруженные на базе старых углеводородных месторождений. Наряду с мероприятиями по увеличению объемов действующих ПХГ Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики работает над созданием подземного газохранилища в Нахичеванской Автономной Республике (НАР), находящейся в блокаде. Газохранилище в НАР планируется создать на базе месторождения соли [2].

Основные критерии, необходимые для создания ПХГ в каменной соли, следующие [3]:

- глубина залегания соляной залежи не должна превышать 1700 м (приемлемый интервал 400-1500 м);
- минимальная мощность соляного пласта определяется экономической целесообразностью создания ПХГ (≥ 40 м);
- отсутствие быстрорастворимых прослоек калийно-магниевых солей;
- мощность несолевых пропластков не более 2,5 м;
- содержание в соли рассеянных нерастворимых пород не более 35 %;
- отсутствие в соляной залежи тектонических нарушений;
- герметичность выше- и нижележащих горизонтов;
- приемлемые физико-механические свойства каменной соли.

Основной материал исследования

В рамках планов по созданию нового хранилища на участке "Тумбул" месторождения "Нехрям" Нахичеванской АР уже были пробурены три разведочные скважины. Согласно первичным данным, мощность соли здесь составляет 52 метра, тогда как уже при толщине залегания в 40 метров создание подземного газохранилища считается целесообразным. Для обеспечения газом Нахичеванской АР было принято решение о создании подземного газохранилища с объемом хранения 150 млн м³.

При разведочном бурении для поиска соленосных отложений с целью создания ПХГ ставилась задача: установить глубину залегания и изменения мощностей соленосной толщи, определить физико-механические свойства соляных отложений, наличие покрывки над солью, ее характеристики и т.д. При этом преследовалась цель детально изучить не только соленосную толщу, но и перекрывающие и подстилающие отложения с тем, чтобы установить их роль в качестве покрывки и убедиться в отсутствии притоков вод.

Проведенный анализ показал, что глубина залегания соляной залежи, физико-механические свойства каменной соли, небольшое содержание рассеянных нерастворимых пород, отсутствие легкорастворимых солей являются благоприятными параметрами и указывают на целесообразность дальнейшего развития геологоразведочных работ по созданию ПХГ на изучаемом объекте.

Использование пластов каменной соли малой мощности для строительства подземных

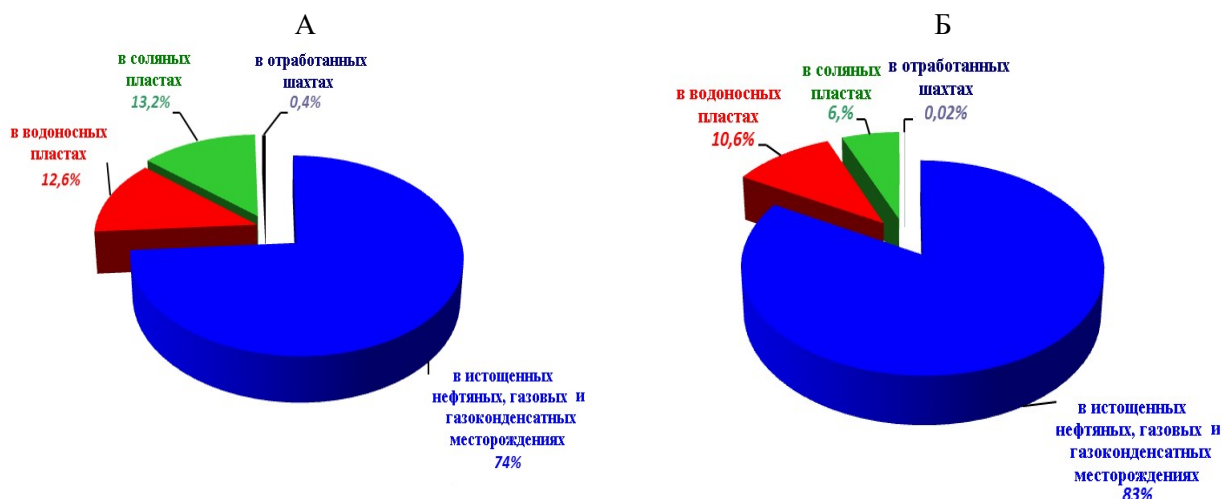


Рисунок 1 – Распределение ПХГ по количеству (А) и объему активного газа (Б)

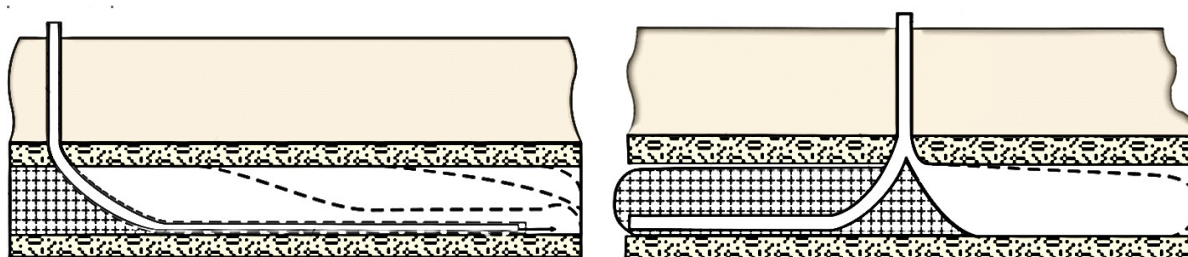


Рисунок 2 – Схема односкважинного тоннельного резервуара

хранилищ наиболее эффективно при сооружении резервуаров в виде протяженной (тоннельной) выработки с поперечными сечениями, ограниченными мощностью пласта [4].

Технологические схемы сооружения тоннельных резервуаров можно классифицировать по следующим признакам: по количеству скважин на один резервуар; по виду и компоновке скважин резервуара; по занимаемому положению центральной колонны в горизонтальном стволе скважины в процессе сооружения резервуара; по способу подачи растворителя.

Односкважинные резервуары. Вертикально-горизонтальные скважины бурят в направлении горизонтальной части ее ствола по падению или простиранию пласта соли. Для максимального использования мощности соляного тела горизонтальную ветвь скважины располагают как можно ближе к подошве пласта соли. Скважину закрепляют обсадной колонной с заглублением башмака в верхнюю часть пласта соли. В скважину опускают центральную технологическую колонну труб и дополнительную внешнюю технологическую колонну труб. В обсадную колонну труб подают жидкий или газообразный нерастворитель [5]. Технологическая схема односкважинного тоннельного резервуара показана на рис. 2. Указанный способ сооружения подземного хранилища в отложе-

ниях каменной соли ограниченной мощности применен на Талаканском газонефтяном месторождении в Якутии. Мощность пласта каменной соли составляет 44 м. Из одной скважины возможно создать два подземных резервуара следующим образом: из скважины извлекают технологические колонны труб. В нижней части вертикального участка скважины, ниже башмака обсадной колонны труб, устанавливают перемычку и производят бурение другого наклонно-горизонтального участка скважины, направленного в противоположную сторону относительно первоначального. По этим схемам возможно создание нескольких резервуаров с использованием одного и того же вертикального участка скважины.

Резервуары в пределах горизонтальной ветви вертикально-горизонтальной скважины сооружают по двум схемам: с неизменным положением рабочих колонн скважины, с периодическим перемещением рабочих колонн скважины [6].

В работе предлагается создание тоннельного резервуара последовательно с помощью субполостей. Выщелачивание резервуара можно проводить двумя способами: посредством создания отверстий во внешней технологической колонне труб и путем бурения в прилегающий слой, содержащий малорастворимые со-

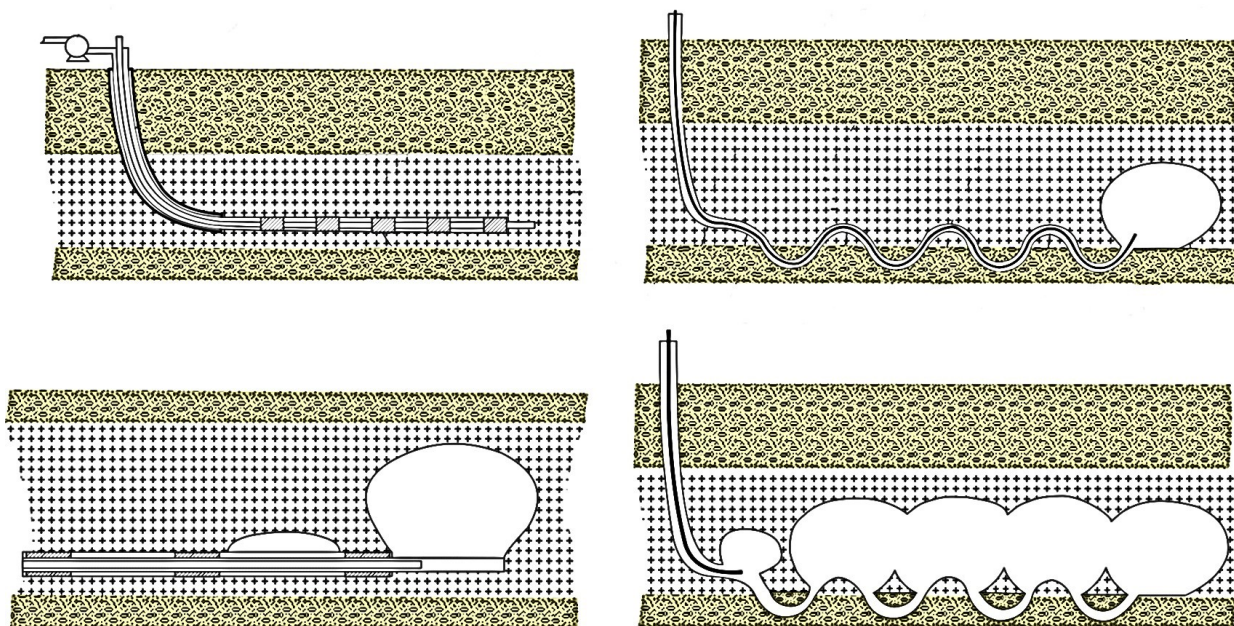


Рисунок 3 – Схема создания тоннельного резервуара с использованием субполостей

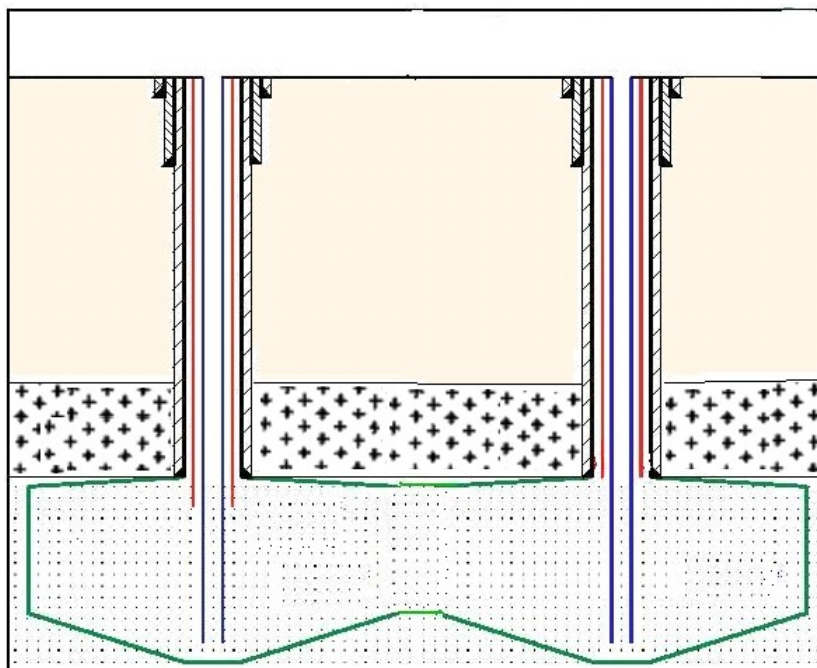


Рисунок 4 – Схема создания тоннельного резервуара с помощью вертикальных скважин

ли или вообще не растворимые породы. Толщина соляного отложения может составлять порядка 30-100 м. Первой создается субполость, наиболее отдаленная от устья скважины. Далее водоподающая колонна вытягивается назад до следующего отверстия. В итоге формируется открытый контур для циркуляции.

Учитывая недостатки, присущие технологии строительства тоннельных резервуаров с применением односкважинного варианта растворения каменной соли, разработана технология строительства двухскважинных тоннельных резервуаров.

Двухскважинные резервуары. Рассматриваются два варианта технологии создания тоннельного резервуара с применением двух скважин. Первый вариант технологии позволяет осуществить строительство тоннельного резервуара через две вертикальные скважины методом рециркуляции растворителя (рис. 4) [1].

Второй вариант реализуется с использованием вертикально-горизонтальной и вертикальной скважины (рис. 5) [7]. Существуют две схемы сооружения резервуаров по второму варианту: с неизменным положением рабочих колонн вертикально-горизонтальной скважины,

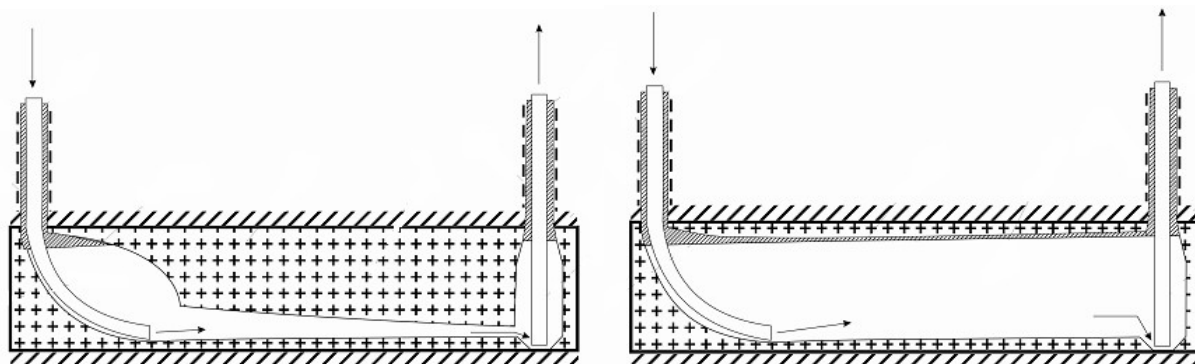


Рисунок 5 – Схема создания тоннельного резервуара посредством вертикальной и горизонтальной скважин

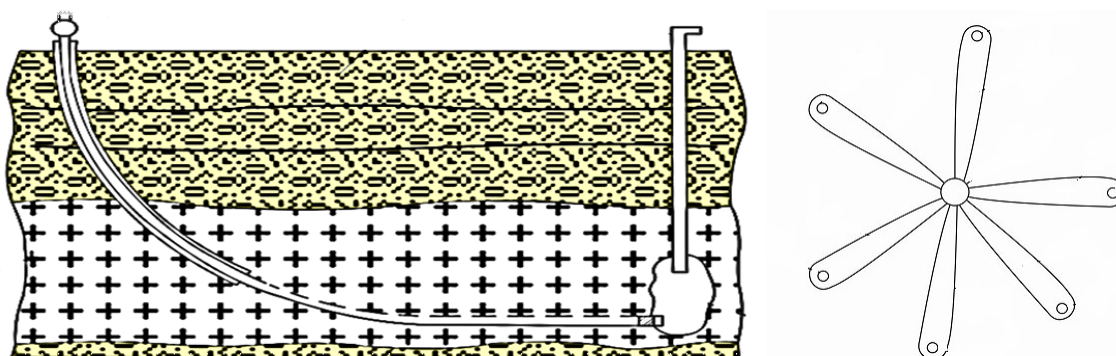


Рисунок 6 – Схема создания тоннельного резервуара с помощью наклонной и вертикальной скважины

с периодическим перемещением рабочих колонн вертикально-горизонтальной скважины [8]. На начальном этапе растворения пород между башмаками обсадной и технологической колонн труб вертикально-горизонтальной и вертикальной скважин создают подготовительную выработку на проектную высоту подземного тоннельного резервуара. В технологическую колонну труб вертикально-горизонтальной скважины подают воду, а образующийся рассол отбирают по технологической колонне труб вертикальной скважины на поверхность. В обсадные колонны труб скважин подают нерастворитель с поддержанием уровня границы раздела нерастворитель-рассол в верхней части подготовительной выработки или при ступенчатом растворении пород - на уровне кровли каждой ступени формирования подземного тоннельного резервуара.

Преимуществом двухскважинных технологий является меньший срок строительства подземного резервуара по сравнению с односкважинной технологией, что обусловлено ведением процесса растворения через две скважины.

Создание горизонтального резервуара возможно и с помощью наклонной и вертикальной скважин. Технологическая колонна труб на-

клонной скважины перфорируется, а конец трубы блокируется. Растворитель подается по наклонной скважине, а отбирается из вертикальной. Чтобы максимально использовать соленосный пласт в работе предлагается схема создания серии пещер (рис. 6). В центре бурятся наклонные скважины, а вокруг – вертикальные. В работе также предложен второй способ создания горизонтального резервуара – путем перемещения технологической колонны назад или вперед по мере размыва.

В работе [9] с помощью вертикальной и горизонтальной скважин вблизи вертикальной скважины (откуда производится закачка растворителя) предлагается создание «слепого тоннеля» (рис. 7). Из-за разности плотностей воды и рассола открытый конец «слепого тоннеля» должен быть ниже закрытого. Показана возможность создания слепого тоннеля посредством одной горизонтальной скважины.

Известны также устройства для создания горизонтальных выработок в каменной соли [10,11]. Эти устройства позволяют ускорить время строительства резервуаров, производить сбойку двух резервуаров.

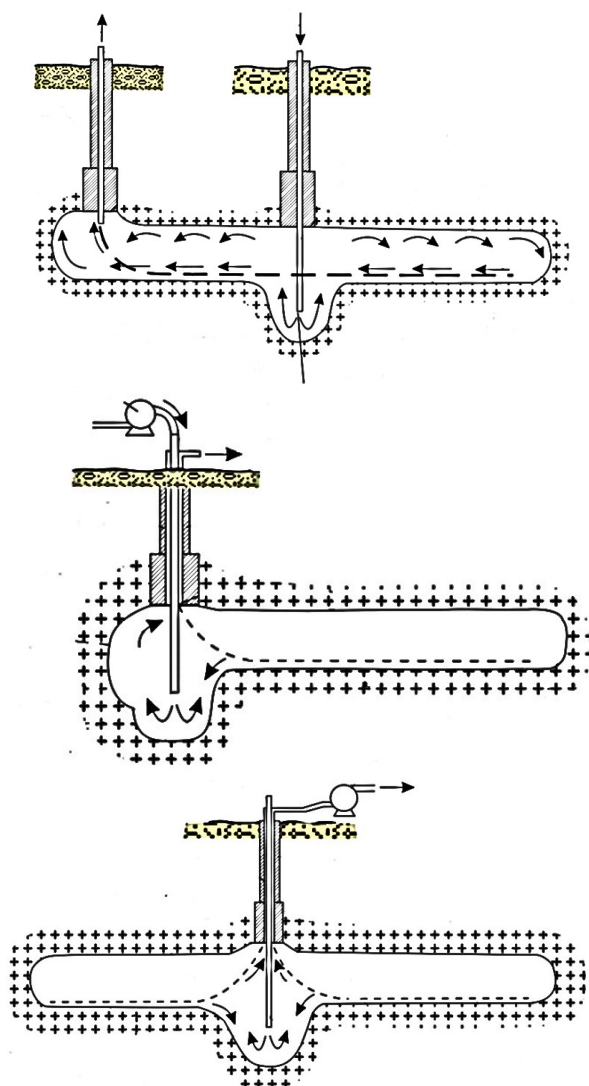


Рисунок 7 – Схема создания горизонтального резервуара

Почти все хранилища в соляных полостях эксплуатируются циклами сжатие-расширение газа между минимальным (P_{min}) и максимальным (P_{max}) давлениями, определяемыми критериями стабильности и герметичности [12].

Минимальные запасы (S_{min}) при минимальном давлении определяются из уравнения состояния газа:

$$S_{min} = V \frac{P_{min}}{P_o} \cdot \frac{T_o}{T_{min}} \cdot \frac{1}{Z(P_{min}, T_{min})},$$

где V – свободный объем газа в резервуаре;
 P_o, T_o – стандартные показатели давления и температуры;

T_{min} – минимальное значение температуры;
 Z – коэффициент сверхсжимаемости газа.

Аналогично максимальные запасы (S_{max}) при максимальном давлении

$$S_{max} = V \frac{P_{max}}{P_o} \cdot \frac{T_o}{T_{max}} \cdot \frac{1}{Z(P_{max}, T_{max})}.$$

Полезные запасы газа определяются из выражения:

$$\Delta S = S_{max} - S_{min} = V \cdot \frac{T_o}{P_o} \left[\frac{P_{max}}{Z(P_{max}, T_{max}) \cdot T_{max}} - \frac{P_{min}}{Z(P_{min}, T_{min}) \cdot T_{min}} \right].$$

Таким образом, используя предложенные схемы сооружения горизонтальных тоннельных резервуаров, можно создать ПХГ в соляных отложениях участка Тумбул для регулирования неравномерности обеспечения газом и покрытия сезонных пиков газопотребления Нахичеванской АР.

Заключение

Исследование способов сооружения подземных хранилищ газа в отложениях каменной соли показали, что при указанных выше условиях имеются возможности создания:

- нескольких резервуаров с использованием одного и того же вертикального участка скважины. Первый вариант технологии позволяет осуществить строительство тоннельного резервуара через две вертикальные скважины методом рециркуляции растворителя;
- тоннельного резервуара посредством вертикальной и горизонтальной скважин;
- тоннельного резервуара посредством вертикальной и горизонтальной скважин.
- тоннельного резервуара с помощью наклонной и вертикальной скважины.
- горизонтального резервуара.

Литература

1. Нагорный В.П., Глоба В.М.. Сооружение и эксплуатация подземных хранилищ углеводородов в отложениях каменной соли. Киев, 2010. 176 с.
2. Асланов В.Д. Геологические основы создания подземных хранилищ газа в связи с решением проблемы газоснабжения. Баку: Нурлан, 2001. 162 с.
3. Правила обустройства и безопасной эксплуатации подземных хранилищ природного газа в отложениях каменной соли / В.И. Смирнов, В.И. Ремизов и др. ПБ-08-83-95. М.: НТЦ «Подземгазпром» РАО «Газпром» Госгортехнадзор РФ, 1995. 41 с.
4. В. Хлопцев и др. Моделирование процесса сооружения подземных резервуаров тоннельного типа в маломощных пластах. ПХГ – безопасная эксплуатация и эффективные тех-

нологии: Тезисы конференции (13-14 Ноября, 2012 г., Австрия).

5. Патент на изобретение №2213032 Способ сооружения подземных резервуаров в пластах каменной соли ограниченной мощности / Александров В.В., Салохин В.И., Хрулев А.С.

6. United States Patent 5988760 Process for hollowing out a cavity formed of a plurality of sub-cavities in a thin layer of salt. / Durup Jean-Gerard, Boris Guy, Charnavel Yvon. EP 0833037 B1.

7. Патент на изобретение №2258652 Способ сооружения подземного тоннельного резервуара в пласте каменной соли ограниченной мощности / В.В. Борисов, А.С. Хрулев, В.И. Салохин и др.

8. United States Patent 5431482 Horizontal natural gas storage caverns and methods for producing same / Anthony Russo.

9. United States Patent 5957539 Process for excavating a cavity in a thin salt layer / Durup Jean-Gerard, Boris Guy, Charnavel Yvon. EP 0819834 B1

10. Патент на изобретение №:2014269 Устройство для создания горизонтальных выработок в каменной соли / Н.Н. Пышков, Н.Н. Чумиков.

11. Патент на изобретение №2477702 Способ создания резервуаров в формациях каменной соли и устройство для его осуществления / С.П. Мозер, О.В. Ковалев и др.

12. Энциклопедия газовой промышленности / под редакцией К.С. Басниева. М.: Твент, 1994.

5. Patent na izobretenie No2213032. Spособ sooruzheniya podzemnyih rezervuarov v plastah kamennoy soli ogranichennoy moschnosti / V.V. Aleksandrov, V.I. Salohin, A.S. Hrulev. [in Russian]

6. United States Patent 5988760 Process for hollowing out a cavity formed of a plurality of sub-cavities in a thin layer of salt. / Durup Jean-Gerard, Boris Guy, Charnavel Yvon. EP 0833037 B1.

7. Patent na izobretenie No 2258652 Spособ sooruzheniya podzemnogo tonnelnogo rezervuara v plaste kamennoy soli ogranichennoy moschnosti / V.V. Borisov, A.S. Hrulev, V.I. Salohin i dr. [in Russian]

8. United States Patent 5431482 Horizontal natural gas storage caverns and methods for producing same / Anthony Russo.

9. United States Patent 5957539 Process for excavating a cavity in a thin salt layer / Durup Jean-Gerard, Boris Guy, Charnavel Yvon. EP 0819834 B1

10. Patent na izobretenie No 2014269 Ustroystvo dlya sozdaniya gorizontalnyih vyirabotok v kamennoy soli / N.N. Pyishkov, N.N. Chumikov. [in Russian]

11. Patent na izobretenie No 2477702 Spособ sozdaniya rezervuarov v formatsiyah kamennoy soli i ustroystvo dlya ego osuschestvleniya / S.P. Mozer, O.V. Kovalev i dr. [in Russian]

12. Entsiklopediya gazovoy promyshlennosti / pod redaktsiey K.S. Basnieva. M.: Tvant, 1994. [in Russian]

References

1. Nagorniy V.P., Globa V.M. Sooruzhenie i ekspluatatsiya podzemnyih hranilisch uglevodorodov v otlozheniyah kamennoy soli. Kiev, 2010. 176 p. [in Russian]

2. Aslanov V.D. Geologicheskie osnovyi sozdaniya podzemnyih hranilisch gaza v svyazi s resheniem problemyi gazosnabzheniya. Baku: Nurlan, 2001. 162 p. [in Russian]

3. Pravila obustroystva i bezopasnoy ekspluatatsii podzemnyih hranilisch prirodnogo gaza v otlozheniyah kamennoy soli / V.I. Smirnov, V.I. Remizov i dr. PB-08-83-95. M.: NTTs «Podzemgazprom» RAO «Gazprom» Gosgortekhnadzor RF, 1995. 41 p. [in Russian]

4. V. Hloptsev i dr. Modelirovanie protsessa sooruzheniya podzemnyih rezervuarov tonnelnogo tipa v malomoschnyih plastah. PHG – bezopasnaya ekspluatatsiya i effektivnyie tehnologii: Tезisy konferentsii (13-14 Noyabrya, 2012 g., Avstriya) [in Russian]