

Техніка і технології

УДК 620.692.4

DOI: 10.69628/pdogf/3.2023.07

ІНТЕГРОВАНІ ПІДХОДИ ДО УПРАВЛІННЯ КОРОЗІЙНИМИ РИЗИКАМИ В ПРОМИСЛОВИХ ТРУБОПРОВОДАХ

А. В. Грицанчук*, В. В. Грицанчук, Г. Ф. Рябко, О. Г. Семисюк, А. І. Станецький

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: andrii.hrytsanchuk@nung.edu.ua

Корозійні процеси в технічних системах мають визначальне значення для їх тривалості та надійності. Стабільність інженерних конструкцій і ефективність технічних систем залежать від успішного управління корозійною активністю. У зв'язку з цим виробники та дослідники активно працюють над розвитком математичних моделей для прогнозування та контролю корозійних процесів. Математичні моделі стали ключовим інструментом для точного передбачення корозійної активності та оцінки ризиків, пов'язаних з нею. Це відкриває можливості для раціонального використання ресурсів та запобігання аваріям, що може значно підвищити довговічність технічних конструкцій. Основна мета наукових досліджень полягає в розробці ефективних моделей, які б враховували основні фактори, що впливають на корозію. Врахування цих факторів у математичних моделях дозволяє створити комплексний підхід до проблеми, що адаптується до різних умов та особливостей технічних систем. Акцент на математичних моделях визначається їхньою можливістю забезпечувати точні прогнози корозійної активності, а також контролювати та попереджувати негативні наслідки для технічних систем. Дослідження фокусується на ідентифікації ключових факторів, розробці високоточних моделей та врахуванні різноманітних умов і особливостей технічних систем. Загальна мета полягає в створенні ефективних інструментів для передбачення корозійної активності та запобігання негативним наслідкам для технічних систем. Це не лише сприяє розвитку новітніх технологій у промисловості та інженерії, але й покращує стандарти безпеки та довговічності технічних конструкцій. Поміж важливих аспектів, пов'язаних з корозійними процесами в технічних системах, варто враховувати і їхні екологічні наслідки. Корозійні ураження можуть викликати викиди шкідливих речовин у навколишнє середовище, що може призвести до забруднення ґрунту та водних ресурсів. Зокрема, корозія металевих конструкцій може сприяти вивільненню токсичних металів, що має негативний вплив на біоту та екосистему. Застосування математичних моделей для прогнозування та контролю корозійної активності не лише сприяє збереженню ресурсів та підвищенню довговічності технічних систем, але й відіграє ключову роль у зменшенні негативного впливу на довкілля. Мінімізація корозійних процесів допомагає підтримувати екологічну стійкість та забезпечує важливий внесок у збереження природних ресурсів та біорізноманіття.

Ключові слова: корозія, промислові трубопроводи, математичні моделі, прогнозування швидкості корозії, управління ризиками, інтегровані стратегії захисту.

Corrosive processes in technical systems are crucial for their longevity and reliability. The stability of engineering structures and the efficiency of technical systems depend on successful corrosion management. In this regard, manufacturers and researchers are actively working on the development of mathematical models for the prediction and control of corrosion processes. Mathematical models have become a key tool for accurately predicting corrosion activity and assessing associated risks. This opens up opportunities for the rational use of resources and preventing accidents, which can significantly enhance the durability of technical constructions. The primary goal of scientific research is to develop effective models that consider the key factors influencing corrosion. Incorporating these factors into mathematical models enables a comprehensive approach to the problem that adapts

to various conditions and characteristics of technical systems. The emphasis on mathematical models is determined by their ability to provide accurate forecasts of corrosion activity and to control and prevent negative consequences for technical systems. Research focuses on identifying key factors, developing high-precision models, and considering various conditions and features of technical systems. The overall objective is to create effective tools for predicting corrosion activity and preventing negative impacts on technical systems. This not only contributes to the development of advanced technologies in industry and engineering but also improves safety standards and the longevity of technical constructions. Among the important aspects related to corrosion processes in technical systems, it is crucial to consider their ecological consequences. Corrosive damage can lead to the release of harmful substances into the environment, resulting in soil and water pollution. Specifically, the corrosion of metal structures can contribute to the release of toxic metals, negatively impacting biodiversity and ecosystems. The application of mathematical models for predicting and controlling corrosion activity not only contributes to resource conservation and increased durability of technical systems but also plays a crucial role in reducing environmental impact. Minimizing corrosion processes helps maintain ecological stability and makes a significant contribution to preserving natural resources and biodiversity.

Keywords: corrosion, industrial pipelines, mathematical models, corrosion rate prediction, risk management, integrated protection strategies.

Вступ

Промислові трубопроводи в сучасному технологічному ландшафті становлять необхідну складову для транспортування різних речовин, включаючи рідини та гази. Однак, серйозною загрозою для їхньої надійності та тривалості є корозія – неконтрольований хімічний процес, який може спричинити значні пошкодження та вплив на безпеку промислових систем.

Корозія трубопроводів є складною проблемою, оскільки вона виникає внаслідок взаємодії металів з навколишнім середовищем, що призводить до утворення корозійних продуктів. У промислових умовах, де трубопроводи піддаються агресивним хімічним реагентам та змінам температури, корозійні процеси можуть прискорюватися, наслідки чого можуть бути катастрофічними [1].

З метою попередження негативних наслідків корозійних процесів у промислових трубопроводах [2], даний дослідницький проект націлено на розробку математичної моделі, спроможної прогнозувати швидкість корозії та надавати інструмент для ефективного управління цими процесами.

Важливість розв'язання проблеми корозії у промислових трубопроводах не може бути недооціненою. Це стосується безпеки персоналу, стабільності технічних систем, а також економічного впливу на виробництво. Інциденти, пов'язані з відмовами трубопроводів через корозійні ушкодження, можуть призвести до значних фінансових збитків і загрожувати екологічній стійкості [3,4].

Науковий внесок цього дослідження полягатиме в розширенні наших знань про корозійні процеси та розробці інноваційного інструментарію для їхнього управління. Отримана математична модель відіграватиме ключову роль у прогресивному впровадженні стратегій запобі-

гання та захисту промислових трубопроводів від корозійного впливу.

У цьому контексті, віримо, що розробка такої математичної моделі не лише покращить робочий процес трубопроводів, але і зменшить ризик аварійних ситуацій, сприяючи стійкості та ефективності промислових систем [5-10].

Основною метою нашого дослідження є створення комплексної математичної моделі, яка враховуватиме різноманітні фактори, впливаючи на корозію в промислових умовах. Аналіз хімічних та фізичних параметрів сприятиме розумінню корозійних процесів, дозволяючи ефективно передбачати їхні наслідки та уникати можливих аварій.

Постановка задачі

Різноманітні математичні моделі корозійних процесів надають глибоке розуміння взаємодії металевих поверхонь з навколишнім середовищем. Однією із ключових моделей є модель Еллінггема [11], яка вивчає електрохімічні реакції на поверхні металу, зосереджуючись на концентрації кисню та іонів водню. Вона вирізняється своєю глибокою аналітикою кінетики реакцій, що дозволяє отримувати точні прогнози корозійної активності.

Корозія, як негативний процес, накладає серйозні виклики на промислові сфери та має значний вплив на інфраструктуру та економіку. Зокрема, матеріальні втрати внаслідок корозійних ушкоджень можуть суттєво впливати на механічну міцність металів, особливо високо навантажених структурах, таких як промислові трубопроводи та конструкції.

Крім того, корозія становить загрозу для безпеки та надійності промислових систем, спричиняючи аварійні ситуації та несправності. Це може призвести до серйозних наслідків для персоналу та навколишнього середовища.

Економічний вплив корозії є суттєвим, оскільки великі витрати на ремонт та заміну ушкоджених матеріалів та обладнання можуть стати значним фінансовим обтяженням для промислових підприємств та бюджетів.

Корозійні ушкодження можуть також значно зменшити ефективність технічних систем, зокрема трубопроводів та обладнання, що працюють в агресивних середовищах. Це може вплинути на процес виробництва та обслуговування, порушуючи плановані операції.

Екологічні проблеми виникають внаслідок викидів корозійних продуктів, що можуть призводити до забруднення ґрунту та водойм, особливо при використанні токсичних речовин.

Забезпечення тривалої роботи промислових систем вимагає впровадження превентивних заходів, таких як захисні покриття, системи регулярних оглядів та моніторингу стану обладнання. Розв'язання проблеми корозії вимагає інтегрованого підходу, включаючи розробку математичних моделей для прогнозування корозійних процесів та систематичне впровадження заходів з попередження ушкоджень в інфраструктурі та промисловості [12-15].

Розроблена Дж. О. Еллінгемом [11], ця модель глибоко вивчає електрохімічні реакції, що відбуваються на металевій поверхні. Вона враховує концентрацію кисню та іонів водню, що дозволяє прогнозувати швидкість корозії металу.

Починаючи з "найгіршого" прогнозування швидкості корозії за допомогою рівняння де Ваарда-Мілліамса [16, 17], застосовуються корекційні коефіцієнти для визначення впливу середовищних параметрів та утворення корозійних продуктів в різних умовах. Для кожного фактора пропонуються власні рівняння. Наприклад, в умовах низьких температур, коли є конденсована вода, може утворюватися пасивована плівка, що зменшує швидкість корозії в трубопроводах. За вищих температур може утворюватися більший захисний шар, навіть при великих швидкостях рідини. Шмітт [18, 19] розробив стохастичну модель, яка використовує ймовірність для передбачення локалізованої корозії, яка зазвичай виникає внаслідок впливу потоку рідини або газу на металеву поверхню. Ця модель дозволяє урахувати випадкові зміни у факторах, таких як швидкість потоку, хімічний склад середовища та стан поверхні металу, що впливають на процеси корозії. Використання стохастичної моделі дозволяє краще розуміти і передбачати динаміку локалізованої корозії в умовах різних експлуатаційних умов і середовищ.

Ці моделі, розглядаючи різні аспекти корозійних процесів, відкривають широкий простір для досліджень і розуміння, дозволяють ефективно прогнозувати та управляти корозією в різноманітних умовах експлуатації.

Щодо NORSOK M-506 [20], який було обрано за основу при розробці нашої моделі, цей стандарт специфікує методи визначення швидкості корозії при впливі CO₂ в нафтогазовидобувній промисловості. Запропонована нами адаптивна модель внутрішньотрубною корозії містить вимоги до матеріалів, захисту від корозії та критерії безпеки для обладнання, що піддається корозії в агресивних середовищах. Дана модель вирішує питання інтегрованого управління цілісності трубопроводів та інших технічних систем в умовах високого вмісту CO₂.

Викладення основного матеріалу

В моделі розглядаються трубопроводи з вуглецевої сталі, по яких транспортується природний газ при різних показниках температури, тиску, показниках рН, при створенні даної методики розрахунку були взяті з раніше опублікованої праці [21-24] та зроблено відповідне коригування вхідних даних та алгоритму розрахунку.

Для усереднених експлуатаційних умов пропонується наступне рівняння швидкості корозії:

$$V_{cr} = K_t \cdot f_t^{0,36} \cdot f(pH)_t, \quad (1)$$

де K_t – константа швидкості корозії при різних температурах [20];

$f(pH)_t$ – рН-фактор;

f_t – коефіцієнт фугітивності.

рН – фактор в межах діапазону робочої температури розраховуємо за рівнянням (3) для діапазону значень $3,5 \leq pH < 4,6$ або за рівнянням (2) для $4,6 \leq pH \leq 6,5$.

$$f(pH)_t = 2,0676 - (0,2309 \cdot pH); \quad (2)$$

$$f(pH)_t = 4,342 - 1,051 \cdot pH + 0,0708 \cdot pH^2. \quad (3)$$

Ця модель корозії трубопроводів визначається як прогнозує через свою здатність передбачати залишковий ресурс трубопроводу. Вона акцентує особливі аспекти, такі як фугітивність та показник рН, що важливі для виявлення внутрішньої корозії, яка виникає через гідратування в трубопроводі.

Важливо зазначити, що у цій моделі враховуються термодинамічні властивості можливого складу гідрату. Це надає моделі можливість адаптуватися до різних умов гідратування

та змінювати параметри корозії відповідно. Детальний аналіз фугітивності та рН дозволяє точно визначити, як гідратування впливає на внутрішню корозію трубопроводу. Модель стає потужним інструментом для прогнозування та управління цими процесами, допомагаючи здійснювати ефективний моніторинг та попереджати можливі пошкодження.

Отже, ця модель не лише дозволяє розуміти динаміку внутрішньої корозії в умовах гідратування, але і створює базу для прогнозування залишкового ресурсу трубопроводу, що є ключовим для вчасного та ефективного управління технічними системами. Склад гідрату: 90% гратки гідрату складає вода, 10% – інші компоненти. Іншим компонентом в даній роботі є природний газ із складом, який використовувався в лабораторії (табл. 1).

Таблиця 1 – Склад газу, що використовувався в лабораторії

| Компонент | Метан | Етан | Пропан | Бутан | C ₅₊ | CO ₂ |
|-----------|-------|------|--------|-------|-----------------|-----------------|
| Вміст, % | 85,49 | 1 | 2 | 0,44 | 0,01 | 11,06 |

В сполучі гідрату присутня газова фаза, тому необхідно парціальний тиск газу помножити на його константу леткості. Загальне рівняння леткості гідрату, що складається з багатьох компонентів, можна виразити так:

$$f_T = \sum_{i=1}^n a \cdot P_i; \quad (4)$$

$$P_i = \omega_i \cdot P, \quad (5)$$

де ω_i – мольний вміст компоненту газу в газовому гідраті, %.

Коефіцієнт леткості, як функція температури та тиску визначається за формулами [11]:

при $P < 25$ МПа:

$$a = 10 \cdot \left(0,0031 - \frac{1,4}{T} \right); \quad (6)$$

при $P > 25$ МПа:

$$a = 10 \cdot \left(2,5 \cdot \left(0,0031 - \frac{1,4}{T} \right) \right). \quad (7)$$

Оскільки «а» є постійною для системи, тоді

$$f_T = a \cdot \sum_{i=1}^n P_i. \quad (8)$$

Вихідні дані для оцінки характеристик моделі наведено в табл. 2.

Таблиця 2 – Параметри, використані для тестового моделювання

| Параметр | Значення |
|------------------------|------------------------|
| Робоча температура, °C | 0; 1;2;3;... 17; 18;19 |
| Робочий тиск, МПа | 1;1.5;2;... 9; 9,5; 10 |
| Діапазон рН | 3.5 - 6.5 |

Результати та обговорення

Отримані результати загалом збігаються з очікуваними. При підвищенні робочого тиску, швидкість корозії збільшується (рис. 1). Мінімальна швидкість корозії для трубопроводу складає приблизно 1,69 мм/рік (0,0046 мм/день), що характеризує загальне ураження стінки матеріалу трубопроводу. Таке значення швидкості корозії дещо перевищує допустимі нормативні втрати товщини стінки трубопроводу. Це відбувається тому, що грудки гідрату збільшуватимуться у розмірі, а це призводить до розвитку точкової та щілинної корозії.

Отримане значення співвідношення тиску та швидкості корозії є надзвичайно достовірним, особливо враховуючи термодинамічні властивості гідратування. Підвищення робочого тиску в трубопроводі призводить до збільшення швидкості корозії, і це явище корелює з інтенсивністю гідратування. Розглянемо цей процес детальніше.

Гідрати утворюються за певних термодинамічних умов, зокрема, за високого тиску та низької температури. Отже, термодинамічні аспекти гідратування визначаються тиском, під впливом якого газ переходить у твердий стан у водному середовищі.

Збільшення робочого тиску в трубопроводі призводить до збільшення швидкості корозії. Вищий тиск сприяє більш інтенсивній взаємодії металевої поверхні з агресивним середовищем, збільшуючи темп корозійних процесів.

Збільшення швидкості корозії в трубопроводі призводить до зростання турбулентності рідини, що транспортується. Це сприяє гідродинамічному перемішуванню та розподілу газів у воді, сприяючи утворенню гідратів.

Турбулентність у рідині зумовлена збільшеною швидкістю потоку при підвищеному тиску. Це створює сприятливі умови для ефективного перемішування і взаємодії між газами та рідиною, що сприяє гідратуванню.

Отже, взаємодія тиску та швидкості корозії зумовлена не лише характеристиками гідратування, але й гідродинамічними аспектами трубопровідного потоку. Ця взаємодія між факторами визначає складний процес гідратування.

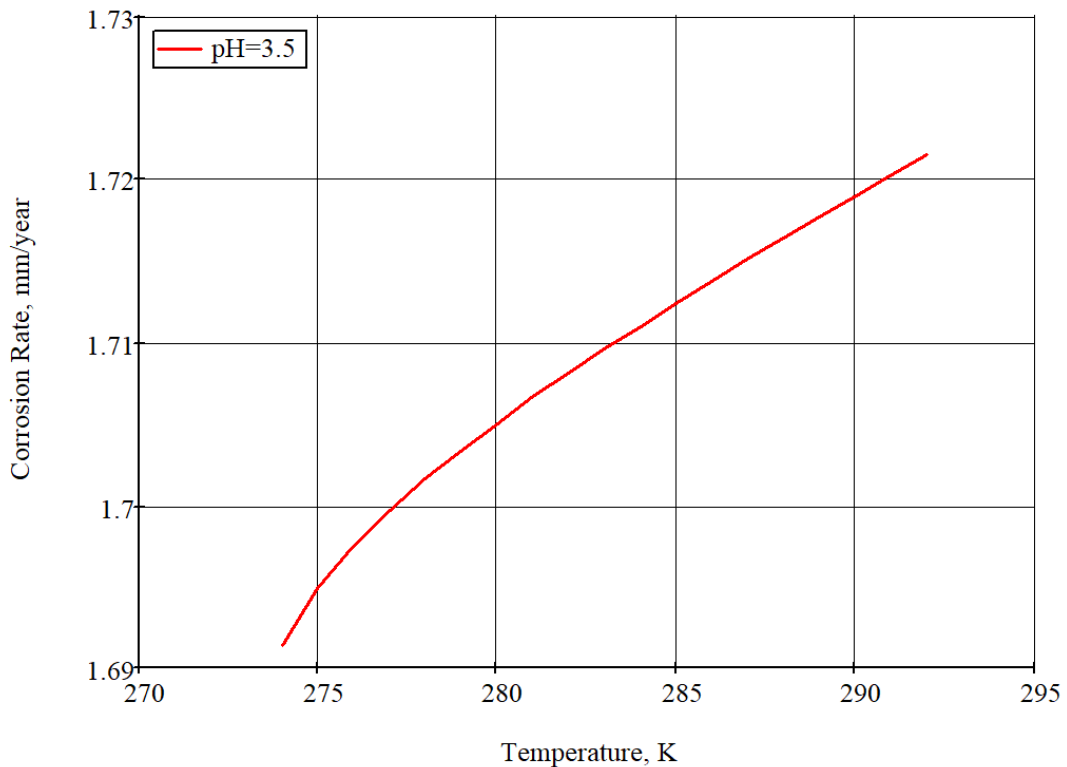


Рисунок 1 – Швидкість корозії залежно від зміни тиску при $\text{pH} = 3,5$ та температурі 3°C

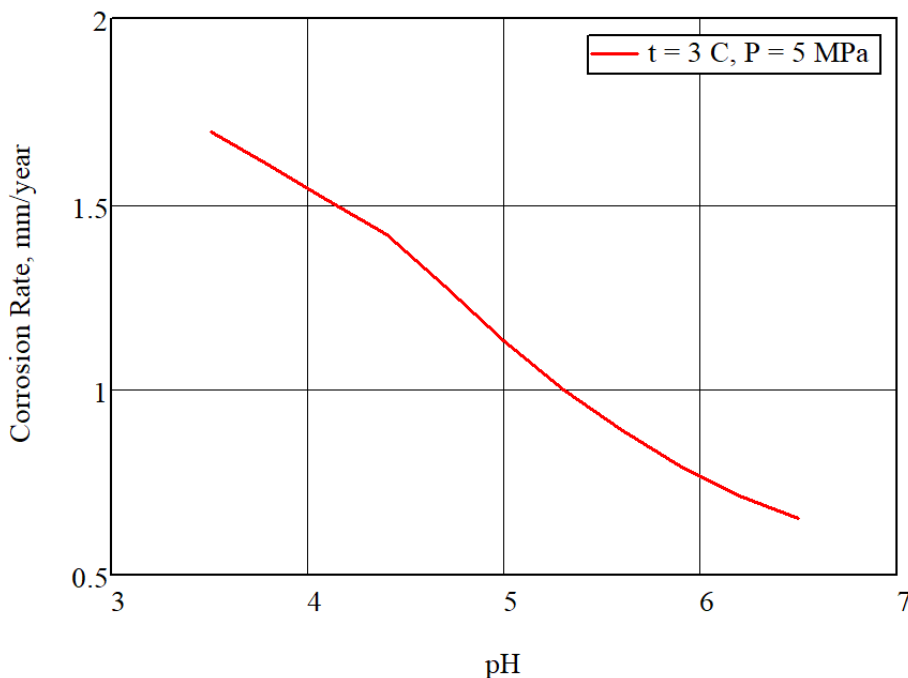


Рисунок 2 – Швидкість корозії залежно від показника pH при тиску 5 MPa та температурі 3°C

рення та його вплив на корозійні процеси у трубопроводі.

На звуженні, що зумовлено утвореним газовим гідратом, відбувається перепад температури під дією ефекту Джоуля-Томпсона (розширення газу при його охолодженні), як наслідок, відбувається нарощення існуючих зразків гідратів. Найявніші зварних точок (патрубок,

трійників тощо), бруду, лусок, щілин та піщинок також сприяють утворенню зародків, а незв'язана вода виступає в ролі посилюючого агенту, оскільки область контакту газу та води є гарною точкою утворення зародків гідратів. З часом, утворені гідрати збільшуються кількісно та у розмірі через їх скупчення всередині трубопроводу.

На основі рисунку 2 можна визначити, що існує інверсна залежність між швидкістю корозії та значенням показника рН. Це означає, що зі зменшенням рівня рН (більш кисле середовище) швидкість корозії трубопроводу зростає. Отже, зменшення показника рН веде до збільшення концентрації іонів водню та активізації корозійних процесів, що відображається на рисунку 2. Ця інформація важлива для розуміння та управління внутрішньою корозією трубопроводу в залежності від характеристик середовища, в якому він експлуатується.

Висновки

Запропонована модель уможливіє прогнозування корозійних процесів а газопроводах з урахуванням гідратуутворення. Проведено оцінку впливу тиску, температури на швидкість корозійних процесів і показано, що при найнесприятливіших умовах швидкість корозії під дією газогідратів може досягати 1,69 мм/рік (0,0046 мм/день). При такому показникові трубопровід зазнає значних пошкоджень при відсутності негайних ремонтних заходів. Різке підвищення швидкості корозії негативно впливає на роботу трубопроводу, знижуючи його експлуатаційний ресурс. Збільшення робочого тиску підвищує температуру гідратуутворення, але водночас призводить до збільшення швидкості ерозійної корозії. Також показано вплив рН середовища, в якому утворюється газовий гідрат. За результатами прогнозноуючої моделі швидкість корозії зростає у міру підкислення середовища.

Літератури

1. Ameh E. S., Ikpeseni S. C., Lawal L. S. A review of field corrosion control and monitoring techniques of the upstream oil and gas pipelines. *Nigerian Journal of Technological Development*. 2017. Vol. 14(2). P. 67-73.
2. Montemor M. F. Functional and smart coatings for corrosion protection: A review of recent advances. *Surface and Coatings Technology*. 2014. Vol. 258. P. 17-37.
3. Emami M. S. Mathematical modelling of corrosion phenomenon in pipelines. *The journal of Mathematics and Computer Science*. 2011. Vol. 3(2). P. 202-211.
4. Singh R. Pipeline Integrity: Management and Risk Evaluation. Gulf Professional Publishing. 2017.
5. Ji M., Yang M., Soghрати S. A deep learning model top redict the failure response of

steel pipes under pitting corrosion. *Computational Mechanics*. 2023. Vol. 71(2). P. 295-310.

6. Wasim M., Shoaib S., Mubarak N. M. Inamuddin, Asiri A. M. Factors influencing corrosion of metal pipes in soils. *Environmental Chemistry Letters*. 2018. Vol. 16. P. 861-879.

7. Verma C., Ebenso E. E., Quraishi M. A., Hussain C. M. Recent developments in sustainable corrosion inhibitors: design, performance and industrial scale applications. *Materials Advances*. 2021. Vol. 2(12). P. 3806-3850.

8. Raj B., Jayakumar T., Rao B. P. C. Non-destructive testing and evaluation for structural integrity. *Sadhana*. 1995. Vol. 20. P. 5-38.

9. Khan F., Yarveysy R., Abbassi R. Risk-based pipeline integrity management: A road map for the resilient pipelines. *Journal of Pipeline Science and Engineering*. 2021. Vol. 1(1). P. 74-87.

10. Gurrappa I., Yashwanth I.V.S. Mounika I. Cathodic Protection Technology for Protection of Naval Structures Against Corrosion. Proc. Natl. Acad. Sci., India, Sect. A Phys. Sci. 85, 1–18 2015. <https://doi.org/10.1007/s40010-014-0182-0>.

11. Nestic S., Postlethwaite J., Olsen S. An electrochemical model for prediction of corrosion of mild steel in aqueous carbondioxide solutions. *Corrosion*. 1996. Vol. 52(4). P. 280-294.

12. Fontana M. G., Greene N. D. Corrosion Engineering. 1967.

13. Jones D. A. Principles and Prevention of Corrosion. Prentice Hall, 1996.

14. Revie R. W., Uhlig H. H. Corrosion and Corrosion Control: An Introduction to Corrosion Science and Engineering. John Wiley & Sons, 2008.

15. Koch G. H., Brongers M. P. H., Thompson N. G. Corrosion Costs and Preventive Strategies in the United States. Federal Highway Administration, Report No. FHWA-RD-01-156, 2002.

16. Pots B. F., Kapusta S. D., John R. C., Thomas M. S., Rippon I. J., Whitham T. S., Girgis M. Improvements onde Waard-Milliams corrosion prediction and applications to corrosion management. In NACE CORROSION (pp. NACE-02235). NACE. 2002, April.

17. DeWaard C., Lotz U., Milliams D. E. Predictive model for CO₂ corrosion engineering in wet natural gas pipelines. *Corrosion*. 1991. Vol. 47(12). P. 976-985.

18. Schmitt G., Plagemann P., Moeller K., Bosch C. Local Wall Shear Stress Gradients in the Slug Flow Regime-Effects of Hydrocarbon and Corrosion Inhibitor. In Nace corrosion (pp. NACE-02244). NACE. 2002, April.

19. Schmitt G., Bosch C., Mueller M., Siegmund G. A probabilistic model for flow induced localized corrosion. In NACE CORROSION (pp. NACE-00049). NACE. 2000, March.
20. https://wiki.olisystems.com/wiki/images/e/eb/Norsok_standard_M-506.pdf
21. Poberezhny L., Hrytsanchuk A., Hrytsuliak G., Poberezhna L., Kosmii M. Influence of hydrate formation and wall shear stress on the corrosion rate of industrial pipeline materials. *KOM – Corrosion and Material Protection Journal*. 2018. Vol. 62(4). P. 121-128.
22. Mohyaladin M. E., Elkhatib N. O. A. M. A. N., Ismail M. C. Coupling norsok CO₂ corrosion prediction model with pipelines thermal/hydraulic models to simulate CO₂ corrosion along pipelines. *Journal of Engineering Science and Technology*. 2011. Vol. 6(6). P. 709-719.
23. Побережний Л. Я., Грицанчук А. В., Петрущак С. М. Спрощена математична модель впливу газогідратів на внутрішньотрубну корозію. *Науковий вісник НЛТУ України*. 2017. Т. 27(6). С. 150-153.
24. Мазур М., Побережний Л., Побережна Л. Математичне моделювання внутрішньої трубної корозії трубопроводів під дією газогідратів. *Вісник ТНТУ*. 2014. Том 76. № 4. С. 88-102. — (Механіка та матеріалознавство).
7. Verma C., Ebenso E. E., Quraishi M. A., Hussain C. M. Recent developments in sustainable corrosion inhibitors: design, performance and industrial scale applications. *Materials Advances*. 2021. Vol. 2(12). P. 3806-3850.
8. Raj B., Jayakumar T., Rao B. P. C. Non-destructive testing and evaluation for structural integrity. *Sadhana*. 1995. Vol. 20. P. 5-38.
9. Khan F., Yarveisy R., Abbassi R. Risk-based pipeline integrity management: A road map for the resilient pipelines. *Journal of Pipeline Science and Engineering*. 2021. Vol. 1(1). P. 74-87.
10. Gurrappa I., Yashwanth I.V.S. Mounika I. Cathodic Protection Technology for Protection of Naval Structures Against Corrosion. Proc. Natl. Acad. Sci., India, Sect. A Phys. Sci. 85, 1–18 2015. <https://doi.org/10.1007/s40010-014-0182-0>.
11. Nestic S., Postlethwaite J., Olsen S. An electrochemical model for prediction of corrosion of mild steel in aqueous carbondioxide solutions. *Corrosion*. 1996. Vol. 52(4). P. 280-294.
12. Fontana M. G., Greene N. D. Corrosion Engineering. 1967.
13. Jones D. A. Principles and Prevention of Corrosion. Prentice Hall, 1996.
14. Revie R. W., Uhlig H. H. Corrosion and Corrosion Control: An Introduction to Corrosion Science and Engineering. John Wiley & Sons, 2008.
15. Koch G. H., Brongers M. P. H., Thompson N. G. Corrosion Costs and Preventive Strategies in the United States. Federal Highway Administration, Report No. FHWA-RD-01-156, 2002.
16. Pots B. F., Kapusta S. D., John R. C., Thomas M. S., Rippon I. J., Whitham T. S., Girgis M. Improvements on Waard-Milliams corrosion prediction and applications to corrosion management. In NACE CORROSION (pp. NACE-02235). NACE. 2002, April.
17. DeWaard C., Lotz U., Milliams D. E. Predictive model for CO₂ corrosion engineering in wet natural gas pipelines. *Corrosion*. 1991. Vol. 47(12). P. 976-985.
18. Schmitt G., Plagemann P., Moeller K., Bosch C. Local Wall Shear Stress Gradients in the Slug Flow Regime-Effects of Hydrocarbon and Corrosion Inhibitor. In Nace corrosion (pp. NACE-02244). NACE. 2002, April.
19. Schmitt G., Bosch C., Mueller M., Siegmund G. A probabilistic model for flow induced localized corrosion. In NACE CORROSION (pp. NACE-00049). NACE. 2000, March.
20. https://wiki.olisystems.com/wiki/images/e/eb/Norsok_standard_M-506.pdf

References

1. Ameh E. S., Ikpeseni S. C., Lawal L. S. A review of field corrosion control and monitoring techniques of the upstream oil and gas pipelines. *Nigerian Journal of Technological Development*. 2017. Vol. 14(2). P. 67-73.
2. Montemor M. F. Functional and smart coatings for corrosion protection: A review of recent advances. *Surface and Coatings Technology*. 2014. Vol. 258. P. 17-37.
3. Emami M. S. Mathematical modelling of corrosion phenomenon in pipelines. *The journal of Mathematics and Computer Science*. 2011. Vol. 3(2). P. 202-211.
4. Singh R. Pipeline Integrity: Management and Risk Evaluation. Gulf Professional Publishing. 2017.
5. Ji M., Yang M., Soghрати S. A deep learning model top redict the failure response of steel pipes under pitting corrosion. *Computational Mechanics*. 2023. Vol. 71(2). P. 295-310.
6. Wasim M., Shoaib S., Mubarak N. M. Inamuddin, Asiri A. M. Factors influencing corrosion of metal pipes in soils. *Environmental Chemistry Letters*. 2018. Vol. 16. P. 861-879.

21. Poberezhny L., Hrytsanchuk A., Hrytsuliak G., Poberezhna L., Kosmii M. Influence of hydrate formation and wall shear stress on the corrosion rate of industrial pipeline materials. *KOM – Corrosion and Material Protection Journal*. 2018. Vol. 62(4). P. 121-128.

22. Mohyaldin M. E., Elkhatib N. O. A. M. A. N., Ismail M. C. Coupling norsok CO₂ corrosion prediction model with pipelines thermal/hydraulic models to simulate CO₂ corrosion along pipelines. *Journal of Engineering Science and Technology*. 2011. Vol. 6(6). P. 709-719.

23. Poberezhnyy L. Ya., Hrytsanchuk A. V., Petrushchak S. M. Sproshchena matematychna model' vplyvu hazohidrativ na vnutrishn'otrubnu koroziyu. *Naukovyy visnyk NLTU*. 2017. Vol. 27(6). P. 150-153. [in Ukrainian]

24. Mazur M., Poberezhnyi L., Poberezhna L. Matematyчне modeliuвання vnutrishnotrubnoi korozii truboprovodiv pid diieiu hazohidrativ. *Visnyk TNTU*. 2014. Vol. 76. No 4. P. 88-102. — (Mekhanika ta materialoznavstvo). [in Ukrainian]

ДОСЛІДЖЕННЯ КАПІЛЯРНОГО ВВЕДЕННЯ ХІМІЧНИХ РЕЧОВИН У ПРОДУКТИВНІ ПЛАСТИ ДЛЯ ЗБІЛЬШЕННЯ ДЕБІТУ СВЕРДЛОВИН

С. О. Овецький, Я. Я. Якимечко*

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727144,
e-mail: y a r o s l a v . y a k u m e c h k o @ n i n g . e d u . u a

Дослідження капілярних систем вуглеводневих покладів є важливою і актуальною задачею, особливо з огляду на велику кількість родовищ, які знаходяться на пізній стадії експлуатації, та великих перспектив розробки нетрадиційних родовищ, зокрема щільних і сланцевих порід. Для даних родовищ підвищення проникності капілярних систем дозволяє збільшити дебіт на 15-20%. Це потребує нових підходів, зокрема вивчення можливостей додаткового вилучення вуглеводнів із використанням особливостей капілярних систем. Мета дослідження – встановити основні фактори впливу на капілярну систему нафтового покладу з метою підвищення продуктивності свердловини та розробити засоби та заходи щодо такого впливу. Для цього задіяно систему лабораторних та цифрових досліджень капілярних систем стосовно їхньої проникності для нафтової фази у різних колекторах. Розглянуто методи впливу на капілярні системи з метою збільшення дебіту нафти з порід різної проникності на основі отриманих даних, які свідчать про покращення фільтраційних характеристик зразків при введенні у зразки, які імітують привибійну зону пласта нафтової свердловини, запропонованого до використання натрієвого мила. Отримали збільшення проникності для дрібних частинок – на 25%, для найбільших – на 72%, середніх – на 3%. Змінилися також криві насиченості зразків і за характером максимально наблизилися до динаміки середніх розмірів зерен. Всі досліджувані зразки з застосуванням капілярної домішки демонструють тільки покращені характеристики зменшення адгезії флюїду до стінок пор порівняно з результатами без таких домішок (на 78% для колекторів низької пористості, колекторів високої пористості – 50%, колекторів середньої пористості – 41%). Виходячи з цього, можна зробити висновок про переваги застосування домішок для підвищення капілярної проникності структур з низькою та високою пористістю. Виявлено пріоритетні характеристики привибійної зони пласта, для яких така обробка буде результативною. Практична цінність дослідження полягає у визначенні можливих факторів, які б дозволили керувати проникністю капілярних систем різних колекторів нафтових родовищ на пізній стадії експлуатації.

Ключові слова: пізня стадія експлуатації, низька проникність, капілярні системи, натрієве мило, введення хімічної суміші.

The study of the capillary systems of hydrocarbon reservoirs is an important and urgent task, especially in view of the large number of reservoirs that are at a late stage of production and the great prospects for the development of unconventional reservoirs, especially tight and shale reservoirs. For these reservoirs, increasing the permeability of the capillary systems allows the flow rate to be increased by 15-20%. This requires new approaches, in particular the investigation of the possibilities of additional hydrocarbon recovery using the properties of capillary systems. The aim of the research is to identify the main factors influencing the capillary system of the oil reservoir in order to increase the productivity of the well and to develop means and measures for influencing them. To this end, a system of laboratory and digital studies of capillary systems in terms of their permeability to the oil phase in various reservoirs has been used. The effect on capillary systems is considered for the purpose of increasing oil flow from rocks of different permeability based on the data obtained, which indicate improvement filtration characteristics of samples when introduced into the samples that simulate the borehole zone of the reservoir of the oil well proposed for the use of sodium soap - an increased permeability for smaller particles by 25%, for the largest - by 72%, medium - by 3%. The saturation curves of the samples also changed and in their character came as close as possible to the dynamics of average grain sizes. All the samples studied with the use of a capillary admixture show only an improvement in the characteristics of reducing fluid adhesion to the pore walls compared to the results without such impurities (by 78% for collectors of low porosity, 50% for collectors of high porosity, 41% for collectors of medium porosity). From this it can be concluded that the benefits of introducing additives to increase capillary permeability are significant for low and high porosity structures. Priority characteristics of the wellbore zone of the formation have been identified for which such treatment will be effective. The practical value of the research lies in the identification of possible factors that would allow the management of the permeability of the capillary systems of different collectors of oil fields at a late stage of operation.

Key words: late stage of production, low permeability, capillary systems, sodium soap, input of a chemical substance.

Вступ

Необхідність підвищення рівня вилучення вуглеводнів привертає особливу увагу дослідників до виснажених та нетрадиційних родовищ. Інтенсифікація видобутку з родовищ із часто низькою проникністю потребує нових підходів, зокрема вивчення можливостей додаткового вилучення вуглеводнів з використанням особливостей капілярних систем. Наприклад, фахівці «Укргазвидобування» вирішили проблему з вилученням газу із свердловини № 100 Західно-Солохівського родовища, яка знаходиться у Полтавській області. Щодня вона потребувала продувок, що значно зменшувало добовий дебіт та збільшувало виробничо-технологічні втрати. Завдяки застосуванню технології капілярної системи фахівцям «Укргазвидобування» вдалося збільшити добовий дебіт газу на 70 тис. куб. метрів, а виробничо-технологічні втрати зменшити до нуля» (Naftohaz hrupa, 2022). Для покращення роботи свердловини № 100 фахівці «Укргазвидобування» встановили на свердловині систему подачі поверхнево-активних речовин, завдяки чому вдалося збільшити дебіт на 20 тис. куб. метрів на добу. За результатами додаткових досліджень було прийнято рішення застосувати технологію капілярної системи, що в результаті підвищило добовий дебіт ще на 50 тис. куб. метрів. На свердловинах Битків-Бабчинського родовища, що на Івано-Франківщині, завдяки застосуванню капілярних систем добовий дебіт зріс більш ніж на 40% (або на 70 тис. куб. метрів газу).

Капілярні системи – це технологія, яку тільки з 2020 року «Укргазвидобування» почало масштабувати та впроваджувати на своїх об'єктах для підвищення видобування газу. В середньому технологія допомагає збільшити добовий дебіт газу на 20%. Завдяки цій технології від початку року вдалося отримати додаткових понад 37 млн. куб. метрів газу.

Дослідження капілярних систем вуглеводневих покладів є важливою і актуальною задачею, особливо з огляду на велику кількість родовищ, які знаходяться на пізній стадії експлуатації та великих перспектив розробки нетрадиційних родовищ, зокрема щільних і сланцевих порід. Для таких родовищ підвищення проникності капілярних систем дозволяє збільшити дебіт на 15-20%.

Мета дослідження – встановити основні фактори впливу на капілярну систему нафтового покладу з метою підвищення продуктивності свердловини та розробити засоби для з такого впливу.

Завдання дослідження – дослідити можливі фактори, які дозволили б керувати проникністю капілярних систем різних колекторів нафтових родовищ на пізній стадії експлуатації; удосконалити методику впливу на капілярні системи з метою збільшення дебіту нафти з різних колекторів нафти і газу.

Наукова новизна дослідження полягає у тому, що вперше було запропоновано використовувати для впливу на капілярну систему привибійної зони пласта натрієві мила з метою збільшення проникності за рахунок зниження адгезійних сил між стінкою пори та пластовим флюїдом. Визначено пріоритетні характеристики привибійної зони пласта, для яких така робота буде результативною.

Огляд літератури

Співвідношення між проникністю та капілярним тиском завжди було важливим питанням механіки гірських порід і нафтової інженерії. Для вилучення вуглеводнів, проникність і капілярний тиск є важливими властивостями. Оцінка проникності виявляє характеристики пласта, видобуток нафти і газу та проектування розробки родовища. Проникність зазвичай визначається шляхом аналізу керна та пластового тиску, але це обмежується можливістю вибору керна та тестування, а також складністю отримання інформації про проникність всього пласта за результатами випробування керна, або пласта через невелику кількість свердловин і неоднорідність пласта (Tong, K., Shan, Y., Wang, D., Yang, L. & Chen, W., 2008). Деякі інші дослідники отримують дані за допомогою поєднання фільтраційних властивостей з тестуванням свердловин і застосуванням рівняння Козені (Carman, P. C., 1987). Але такі розрахунки є складними через необхідність отримання достовірних даних про досліджувані пласти на конкретних площах, що негативно впливає на точність розрахунків. Крім того, петрофізичні властивості продуктивних пластів відрізняються, а також мають високий рівень кольматації, особливо в карбонатах, що відбивається на вірогідності розрахунків проникності за даним методом (Tong, K., Shan, Y., Wang, D., Yang, L., & Chen, W., 2008).

І навпаки, капілярний тиск є істотним параметром в дослідженнях, пов'язаних з пористими структурами і рухом багатofазних рідин у пластах (McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I., 2015). Вимірювання капілярного тиску є одним з основних методів, який дозволяє зрозуміти структуру порового простору, провідність і розподіл рідини в зразках порід. Оскільки харак-

терні параметри структури пор можна отримати, знаючи величину капілярного тиску, який дозволяє визначати пористість і абсолютну проникність досліджуваного зразка, що, відповідно, дозволяє отримати залежність між капілярним тиском і проникністю через характеристику структури (Ahmed, T., 2013).

Поки що всі існуючі моделі для обчислення проникності при відомому значенні капілярного тиску базуються на моделі Пуазейля, яка походить від моделі характерної довжини порових каналів. Метод Пуазейля моделює шлях рідини в гірській породі, як у групі труб різного розміру (Sutera, S. P., & Skalak, R., 1993). До моделі Пуазейля введено масштабні коефіцієнти з калібрувальними константами, такими як викривлення та розподіл пор породи (Comisky, J. T., Newsham, K. E., Rushing, J. A., & Blasingame, T. A., 2007). Цей метод передбачає наявність нестисливої рідини і ламінарної течії. Для порівняння, характеристика моделі довжини порових утворень описувала дифузію рідини всередині статистично випадкових пористих середовищ з варіюванням розподілу пор по перерізу породи, а характеристики потоку контролювались за шкалою довжини пористих каналів.

Основна відмінність між цими двома моделями полягає в тому, що в моделі Пуазейля шлях флюїду формулюється математично, і властивості зразка породи коригуються за регуляторним фактором, отриманим експериментальним шляхом випробування потоку рідини (Katz, A.J. and Thompson, A.H., 1986, 1987). На відміну від цього, основне припущення в методі характерної довжини моделей є випадковість розповсюдження пористих середовищ. За цієї обставини, моделі характерної довжини вирішують проблему за допомогою характеристики довжини пористих утворень, яка контролює властивості провідності та властивості течії рідини в пористих середовищах (Thompson, A.H., Katz, A.J., and Raschke, R.A. (1987).

Метод Перселла (Purcell, W. R., (1979) вперше описав зв'язок між проникністю і капілярним тиском на основі моделі Пуазейля. Модель Перселла була вдосконалена (Rose, W., & Bruce, W. A., 1989) шляхом введення нового багатоядерного процесу в оригінальну схему експериментальної конструкції, яка спростила процес дослідження. Крім того, було висловлено припущення, що породи з аналогічними J-функціями або характеристиками кривої капілярного тиску пласта повинні мати подібний літологічний фактор, що підтверджено дослідження (Ma, S., Jian, M., Morrow, N.R., 1991).

Додаткова модифікація до оригінальної моделі Перселла надійшла від (Huet, C. C., Rushing, J. A., Newsham, K. E., & Blasingame, T. A., 2005), яка визначила проникність через поєднання з існуючої теорії і параметричними уточнюючими функціями (Nakornthap, K., & Evans, R. D., 1986).

У поєднанні з розробкою та модифікацією методу Перселла, Кац і Томпсон (Huet, C. C., Rushing, J. A., Newsham, K. E., & Blasingame, T. A., 2005) представили метод обчислення проникності як функції критичної довжини шляху та відношення провідності насиченої породи до провідності порової рідини. У цьому формулюванні провідність є мірою взаємозв'язку між порами в матеріалі (Nakornthap, K., & Evans, R. D., 1986). Критична довжина шляху залежить від характеристики потоку через досліджуваний об'єкт і може бути визначена через три шкали довжини: характерна довжина, максимальна гідравлічна довжина та максимальна електрична провідність довжини (Katz, A. J., & Thompson, A. H., 1986), які визначають вплив довжини шляху на проникність і визначаються так:

1) характерна довжина визначається як відстань, яку ртутний потік вперше перетинає діаметр пор зразка гірської породи в експерименті з ртуттю, тиск у цій ситуації називається пороговим тиском;

2) максимум гідравлічної довжини - це довжина, визначена як ефективний розмір пор з найбільшою гідравлічною провідністю;

3) максимум довжини електричної провідності визначається як ефективний діаметр пор з максимальною іонною провідністю.

Ці довжини можна безпосередньо виміряти експериментальним шляхом із введенням ртуті у пористий зразок, тому їх легко можна отримати для широкої номенклатури пористих матеріалів.

Інший метод для обчислень проникності як функції капілярного тиску був розроблений Б.Ф. Свансоном (Swanson, B.F., 1981). Це метод кореляції проникності мінералізованого розчину і повітря та насиченням на основі капілярного тиску. Перевага цієї теорії полягала в тому, що її можна представити за допомогою номограми та легко перевірити експериментально. Це дослідження забезпечило точність вимірювання, яке покращило оцінку проникності від величини капілярного тиску в бокових стінках керна, а також дозволило виміряти різницю капілярного тиску всередині бічної стінки, що дало аналогічні результати. Цей метод було перевірено на практиці.

Корективи в теорії Суонсона розширили діапазон застосування методу для визначення проникності. Початкова оригінальна модель була застосовувана лише до ~ 1 мД, але вдосконалення (Wells, J. D., & Amaefule, J. O., 1985) дозволили встановити нове співвідношення між параметром Суонсона (P_c / S_w) і проникністю для значень, менших за 0,01 мД. Зразки керну, які використовували для перевірки вдосконаленої теорії, були зібрані з утворень Фалхер і Тревіс Пік і мали діапазон проникності від 0,00002 мД до 70 мД.

Оскільки проникність є функцією розміру пор i , як показано у (Katz, A.J. and Thompson, A.H., 1986, 1987), довжини пор були розроблені додаткові методи для обчислення проникності за розмірами пор. У підході (Kakarash, Tareq & Dezday, Qays, 2018) у рівнянні Вінланда вводиться математичний зв'язок між петрофізичними властивостями, такими як пористість, проникність і капілярний тиск, із радіусом порового отвору, виміряного в ртутному стовпчику при насиченні ртуттю керна на 35%.

Е. Піттман (Pittman, Edward, 1992) розширив результат Т. Какараша, щоб включити кращий опис порової структури. Для цього використано радіус крайніх пор, який корелює з пороговим тиском для опису ефективної довжини пор. У цьому дослідженні використано понад 200 зразків пісковиків з 14 різних пластів, вік яких варіюється від ордовицького до третинного періоду, для яких було пов'язано нескоректовану газопроникність з пористістю та пороговим тиском, а також параметрами, отриманими з кривих інжекційного капілярного тиску ртуті. Дослідження Е. Піттмана дозволило зв'язати криву розподілу радіуса пор з пористістю, співвідносячи її з проникністю.

Додаткову шкалу довжини для визначення співвідношення проникності до капілярного тиску визначили у (Comisky, J. T., Newsham, K. E., Rushing, J. A., & Blasingame, T. A., 2007). З даного дослідження стало зрозуміло, що необхідно розглядати повний спектр розмірів крайових пор при визначенні масштабів довжини, оскільки сусідні малі пори роблять свій значний внесок до основних розмірів пор, особливо, в низькопроникних породах. Для отримання даних, у (Comisky, J. T., Newsham, K. E., Rushing, J. A., & Blasingame, T. A., 2007) використовували обладнання CoreLaboratories CMS 300 і вимірювану в різних за складом 150 кернах пісковиків відносну проникність. Проникність цих зразків коливалася від 0,0001 мД до 10 Д, а пористість – від 50 до 30%.

Матеріали та методи

Фільтраційні властивості капілярних систем вуглеводневих родовищ низькопроникних колекторів визначаються великою кількістю взаємозалежних факторів, таких як неоднорідність порового простору, низька проникність і змішана змочуваність матриці, часто висока температура, висока мінералізація середовища (Al-OtaibiA, WuYS., 2011), а також наявність сольових включень колектора, змінні властивості самого флюїду (зокрема нафти), змінні та непрогнозовані характеристики поверхні капілярів з адгезійною компонентою на їхній поверхні тощо (Schembre JM, Kovscek AR, 2006). Більшість розроблених моделей фазової проникності через капілярну матрицю застосовуються для визначення капілярного тиску для різноманітних рідин (Falode, O., Manuel, E., 2014).

Під час роботи створено систему лабораторних та цифрових досліджень капілярних систем стосовно їхньої проникності для нафтової фази у різних колекторах. Лабораторні дослідження виконувалися на установці, у якій визначали час і висоту підняття стовпа води, витісненого з піщаного зразка нафтою. Для цього рівень води в бюретці врівноважувався до висоти верхньої частини піску, нафту повільно додавали в контейнер для підвищення тиску на межі піску/нафти і води. Поступово доливаючи нафту в ємність, рівень води в сполученій трубкою мірній бюретці, яка знаходиться на одному рівні з заповненою піском, підвищувався. Капілярний тиск потім розраховували з виміряної висоти води в бюретці. За допомогою рівняння Козені-Кармана внутрішню проникність можна розрахувати за радіусом частинок і пористістю зразка піску.

Використана методика дослідження властивостей взаємодії пластового флюїду у капілярній системі пласта може допомогти у створенні нових методів інтенсифікації припливу, наприклад, за рахунок послаблення адгезійних сил. Суть методики полягає у випробуванні зразків піску, насичених флюїдами різного типу оброблення, на установці СМЦ-2, за схемою «диск-колодка», а також на приладі ПТ-2 за схемою «диск-зразок-пісок». В якості капілярного впорскування розглянута можливість застосування домішки – суміші натрієвих миль.

Результати та обговорення

Для флюїдів нафтових покладів основними поверхнево-активними речовинами є різноманітні мила. Основною вимогою для мила, яке покращує фільтраційні властивості привибійної зони пласта, крім високої мастильної здатності,

Таблиця 1 – Дані проникності, розраховані за результатами вимірювань

| | Діаметр частинки, мкм | Проникність, 10^{-12} м^2 | Проникність, D | Капілярний тиск, Па |
|----|-----------------------|-------------------------------------|----------------|---------------------|
| 1 | 167,5 | 72,805653 | 73,77032525 | 78,1648 |
| 2 | 167,5 | 26,096788 | 26,44256983 | 127,0178 |
| 3 | 167,5 | 26,096788 | 26,44256983 | 185,6414 |
| 4 | 253,5 | 114,83434 | 116,3558936 | 48,853 |
| 5 | 253,5 | 197,74972 | 200,3698975 | 39,0824 |
| 6 | 167,5 | 80,688477 | 81,75759623 | 68,3942 |
| 7 | 167,5 | 50,135515 | 50,79980923 | 78,1648 |
| 8 | 167,5 | 90,24472 | 91,44045902 | 68,3942 |
| 9 | 211 | 85,727378 | 86,86326287 | 58,6236 |
| 10 | 211 | 88,366314 | 89,53716491 | 78,1648 |
| 11 | 211 | 60,591106 | 61,39393641 | 87,9354 |
| 12 | 211 | 43,475605 | 44,05165539 | 117,2472 |

повинна стати його поверхнева активність стосовно поверхні пор. Властивостями мил володіють відходи виробництва концерну "Лукоор", основною частиною яких є натрієве мило.

Мила отримують з карбонових кислот або їх гліцеридів (жирів і масел), гідроксидів і алкоголятів лужних металів (в даному випадку натрію) за температури 150–260 °С. Вони розчиняються у воді у вигляді характерних волокнистих структур. Для забезпечення мінімальної розчинності у нафті натрієві мила повинні мати будову коротких молекулярних ланцюгів, що дає можливість проявити властивості поверхнево-активних речовин і не знижує їх температурні мастильні властивості, які проявляються до температури 165–170 °С.

Для визначення ефективності такої домішки скористаємося запропонованою методикою лабораторних досліджень. Побудуємо діаграму залежності капілярного тиску від насичення зразків нафтою із введенням натрієвого мила у досліджувані зразки для кожного експерименту. Для цього наведено вихідну таблицю 1 даних для капілярного тиску і насичення нафтою для експериментальних груп 1, 4 і 9 (розміри частинок піску вказані у таблиці 1).

Група досліджень 5, 8 та 10 стосуються введення натрієвого мила у зразки через капілярну систему. Решта досліджень (2, 3, 6, 7, 11, 12) проводилися без введення домішок натрієвого мила з контрольною метою.

Спочатку визначимо зміни капілярного тиску при введенні натрієвого мила разом з флюїдом у зразки піску 8 (табл. 2), 5 (табл. 3), 10 (табл. 4).

Отже, можемо спостерігати покращення фільтраційних характеристик зразків для всіх трьох груп експериментальних зразків (розміри

частинок – 167,5 мкм, 253,5 мкм і 211 мкм відповідно). Отримані дані свідчать про покращення фільтраційних характеристик зразків не тільки кількісно. Спостерігалось збільшення проникності для дрібних частинок – на 25%, для найбільших – на 72%, середніх – на 3 %. Змінилися також криві насиченості зразків і за характером максимально наблизилися до динаміки середніх розмірів зерен. Звідси можна зробити висновок про переваги введення домішок для підвищення капілярної проникності для структур з низькою та високою пористістю. Проведення таких заходів для зерен середньої розмірності не дає результату очевидно через те, що характер зміни цих параметрів і до обробки мав оптимальні значення проникності.

З рис. 4, на якому представлені результати випробування зразків піску на машині СМЦ-2, зрозуміло, що у даному випробуванні у середовищі флюїду як домішки з метою інтенсифікації припливу слід застосовувати натрієві мила. При цьому різке підвищення значень моменту тертя у центральній частині графіку свідчить про втрату змащувальних властивостей нафтових вуглеводнів за високих пластових тисків. Але навіть на даній ділянці адгезійні характеристики для флюїду будуть меншими (23 кН·м), ніж за відсутності запропонованої домішки. Найнижче спостережуване значення – 25 кН·м.

Для визначення адгезійного напруження зсуву у середовищі пластового флюїду з натрієвими милами побудуємо графіки (рис. 5) залежності напруження зсуву від навантаження.

За допомогою графіку (рис. 5) графоаналітичним способом визначимо значення адгезійного напруження зсуву. Необхідно зауважити,

Таблиця 2 – Дані щодо капілярного тиску та насичення пісків нафтою з 0,1 % часткою мила для експериментальної групи 8

| $A/(m \cdot v)$ | Різниця рівня підняття нафти, м | Різниця рівня підняття води, м | Насиченість нафтою | Капілярний тиск, Па |
|-----------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------|---------------------|
| 22,78195 | 0,002 | 0 | 0 | 19,5412 |
| | 0,007 | 0,001 | 0,022782 | 68,3942 |
| | 0,012 | 0,002 | 0,045564 | 117,2472 |
| | 0,015 | 0,0025 | 0,056955 | 146,559 |
| | 0,02 | 0,003 | 0,068346 | 195,412 |
| | 0,025 | 0,003 | 0,068346 | 244,265 |

Таблиця 3 – Дані щодо капілярного тиску та насичення пісків нафтою з 0,1 % часткою мила для експериментальної групи 5

| $A/(m \cdot v)$ | Різниця рівня підняття нафти, м | Різниця рівня підняття води, м | Насиченість нафтою | Капілярний тиск, Па |
|-----------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------|---------------------|
| 12,63929 | 0,004 | 0 | 0 | 39,0824 |
| | 0,006 | 0,001 | 0,012639 | 58,6236 |
| | 0,013 | 0,002 | 0,025279 | 127,0178 |
| | 0,026 | 0,003 | 0,037918 | 254,0356 |
| | 0,03 | 0,003 | 0,037918 | 293,118 |

Таблиця 4 – Дані щодо капілярного тиску та насичення пісків нафтою з 0,1 % часткою мила для експериментальної групи 10

| $A/(m \cdot v)$ | Різниця рівня підняття нафти, м | Різниця рівня підняття води, м | Насиченість нафтою | Капілярний тиск, Па |
|-----------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------|---------------------|
| 13,82011 | 0,005 | 0 | 0 | 48,853 |
| | 0,008 | 0,002 | 0,02764 | 78,1648 |
| | 0,01 | 0,003 | 0,04146 | 97,706 |
| | 0,014 | 0,004 | 0,05528 | 136,7884 |
| | 0,02 | 0,005 | 0,069101 | 195,412 |
| | 0,025 | 0,005 | 0,069101 | 244,265 |

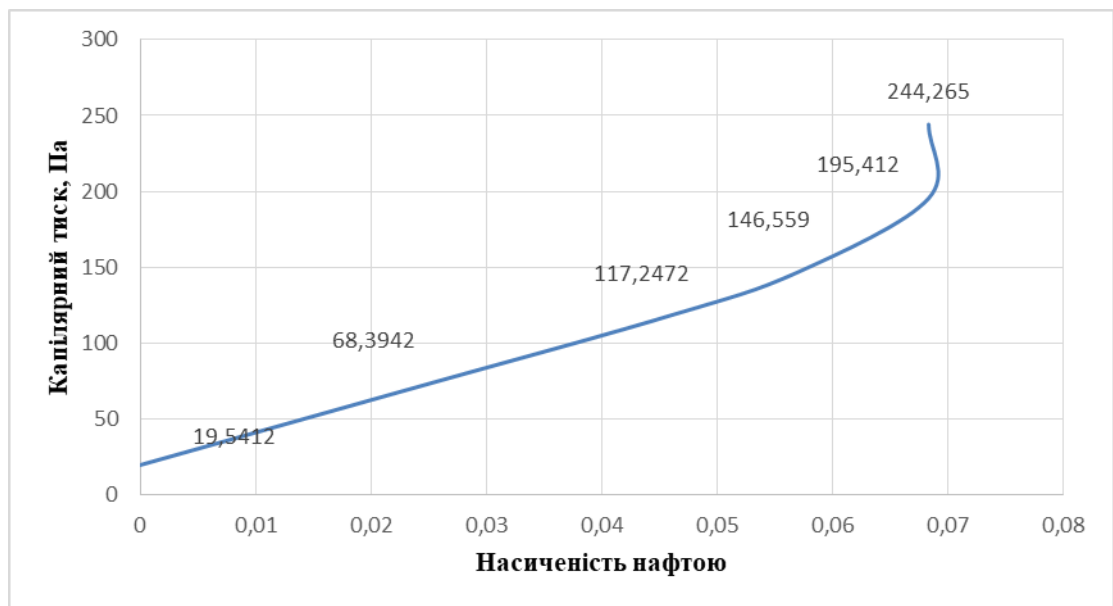


Рисунок 1 – Залежність капілярного тиску від насиченості нафтою з милом для пісків групи 8



Рисунок 2 – Залежність капілярного тиску від насиченості нафтою з милом для пісків групи 5

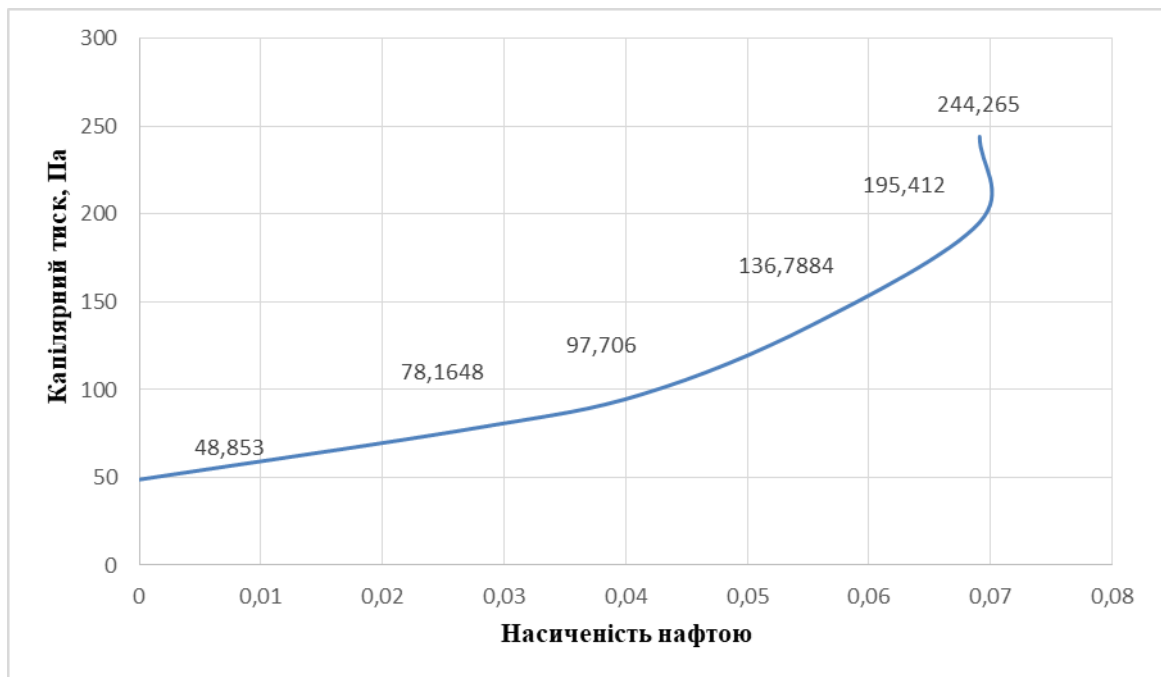


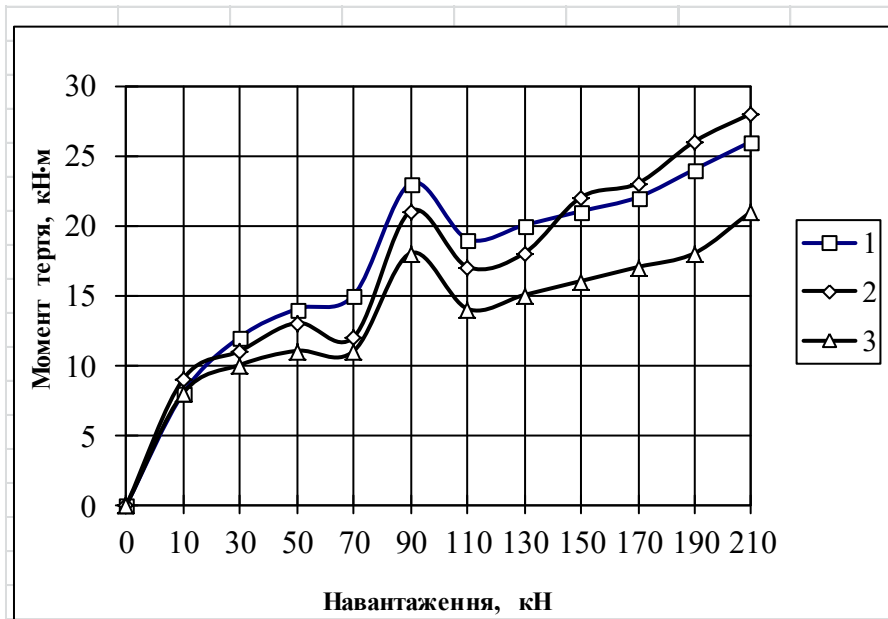
Рисунок 3 – Залежність капілярного тиску від насиченості нафтою з милом для пісків групи 10

що чим менші наведені значення, тим вищі протиадгезійні властивості домішки у флюїд. При цьому спостерігаємо відсутність змін порівняно з вихідним флюїдом для зразка середньої пористості.

Висновки

Отримані дані свідчать про покращення фільтраційних характеристик зразків при введенні у зразки, які імітують привибійну зону пласта нафтової свердловини, запропонованого

до використання натрієвого мила – збільшення проникності для дрібніших частинок на 25%, для найбільших – на 72%, середніх – на 3%. Змінилися також криві насиченості зразків і за характером максимально наблизилися до динаміки середніх розмірів зерен. Звідси можна зробити висновок про переваги застосування введення домішок для підвищення капілярної проникності для структур з низькою та високою пористістю.



1 – розчин складу № 8; 2 – розчин складу № 5; 3 – розчин складу № 10

Рисунок 4 – Залежність моменту тертя від навантаження у середовищі нафтового флюїду



8 – зразок складу № 8; 5 – зразок складу № 5; 10 – зразок складу № 10

Рисунок 5 – Залежність напруження зсуву по зразку від навантаження

Всі досліджувані зразки із застосуванням капілярної домішки демонструють тільки покращені характеристики зменшення адгезії флюїду до стінок пор порівняно з результатами без таких домішок. Найменші показники показують колектори середньої пористості.

Література / References

1. Ahmed T. Fundamentals of reservoir fluid behavior. Work. Guid. To Reserv. Rock Prop. Fluid Flow. 2013. P. 1–30. <https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-825-9.00001-6>.

2. Al-Otaibi A, Wu YS. An alternative approach to modelling non-Darcy flow for pressure transient analysis in porous and fractured reservoirs. In: SPE paper 149123, the *SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*, Al-Khobar, Saudi Arabia; 2011, 15–18 May.

3. Carman P. C. Fluid flow through granular beds. *Transactions, Institute of Chemical Engineers (London)*. 1987. Vol. 15. P. 150–166.

4. Comisky J. T., Newsham K. E., Rushing J. A., Blasingame T. A. A comparative study of capillary-pressure-based empirical models for estimat-

ing absolute permeability in tight gas sands. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2007. Vol. 3. P. 1821–1838.

5. Comisky J. T., Newsham K. E., Rushing J. A., Blasingame T. A. A comparative study of capillary-pressure-based empirical models for estimating absolute permeability in tight gas sands. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2007. Vol. 3. P. 1821–1838.

6. Falode O., Manuel E. Wettability effects on capillary pressure, relative permeability, and irreducible saturation using porous plate. *J. Pet. Eng.* 2014. P. 1–12. <https://doi.org/10.1155/2014/465418>, 2014.

7. Huet C. C., Rushing J. A., Newsham K. E., Blasingame T. A. A Modified Purcell/Burdine Model for Estimating Absolute Permeability from Mercury Injection Capillary Pressure Data. International Petroleum Technology Conference. 2005. <https://doi.org/10.2523/IPTC-10994-MS>

8. Kakarash Tareq, Dezday Qays. Development Permeability prediction for Bai Hassan Cretaceous Carbonate Reservoir. *UHD Journal of Science and Technology*. 2018. Vol. 2. P. 8. DOI: [10.21928/uhdjst.v2n1y2018.pp8-18](https://doi.org/10.21928/uhdjst.v2n1y2018.pp8-18).

9. Katz A. J., Thompson A. H. Quantitative prediction of permeability in porous rock. *Physical Review B*. 1986. Vol. 34(11). P. 20–30.

10. Katz A. J. Thompson A. H. Quantitative Prediction of Permeability in Porous Rock. *Physical Review B*. 1986. Vol. 34, No. 11 (December, 1986) 8179–8181.

11. Katz A. J., Thompson A. H. Prediction of Rock Electrical Conductivity from Mercury Injection Measurements. *Journal of Geophysical Research*. 1987. Vol. 92, No. B1. P. 599–607.

12. Ma S., Jian M., Morrow N. R. Correlation of Capillary Pressure Relationship sand Calculations of Permeability. *SPE 22685 presented at the 1991 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, TX, Oct. 1991. P. 6–9.

13. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. *Core Analysis: best practice guide* (Firstedit). Amsterdam, Netherlands: Elsevier. 2015. 811 p.

14. Naftohaz hrupa. Dodatkovo 67 mln kub. m hazu na starykh problemnykh sverdlovynakh – efekt vid vprovadzhennya Ukrhazvydobuvannyam tekhnolohiyi kapilyarnykh system. Ofitsiynyy sayt. 13.01.2022. URL: <https://www.naftogaz.com/news/dodatkovo-67-mln-kub-m-gazu-na-staryh-problemnyh-sverdlovynah-efekt-vid-vprovadzhennya-ukrgazvydobuvannyam-tehnologii-kapilyarnykh-system>.

15. Nakornthap K., Evans R. D. Temperature-Dependent Relative Permeability and Its Effect on Oil Displacement by Thermal Methods. *SPE Reservoir Engineering*. 1986. Vol. 1(03). P. 230–242. <https://doi.org/10.2118/11217-PA>

16. Pittman Edward. Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curve for Sandstone. *AAPG Bulletin (American Association of Petroleum Geologists)*; (United States). 1992. 76:2. DOI: [10.1306/BDF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D](https://doi.org/10.1306/BDF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D).

17. Purcell W. R. Capillary Pressures – Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability There from. *Journal of Petroleum Technology*. 1949. Vol. 1(02). P. 39–48. <https://doi.org/10.2118/949039-g>

18. Rose W., Bruce W. A. Evaluation Of Capillary Character In Petroleum Reservoir Rock. *Journal of Petroleum Technology*. 1949. Vol. 1(05). P. 127–142. <https://doi.org/10.2118/949127-g>

19. Schembre J. M., Kovscek A. R. Estimation of dynamic relative permeability and capillary pressure from counter current imbibitions experiments. *Transp Porous Media*. 2006. 65(1):31–51.

20. Sun X., Mohanty K. K. Estimation of flow functions during drainage using geneticalgorithm. *SPE J*. 2005. 10(4):449–57.

21. Sutter S. P., Skalak R. The History of Poiseuille's Law. *Annual Review of Fluid Mechanics*. 1993. Vol. 25(1). P. 1–20. <https://doi.org/10.1146/annurev.fl.25.010193.000245>

22. Swanson B. F. Correlation between permeability and mercury capillary pressure. *J. Petrol. Technol.* 1981. Vol. 6(2). P. 2498–2503.

23. Thompson A. H., Katz A. J., Raschke R. A. Estimation of Absolute Permeability from Capillary Pressure Measurements. *SPE 16794 presented at the 1987 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, TX, 1987, Sept. 27–30.

24. Tong K., Shan Y., Wang D., Yang L., Chen W. CP-curve-based model for estimating reservoir permeability: an example from a sandstone of Upper Devonian in Tarim Basin. *Oil and Gas Geology*. 2008. Vol. 29. P. 1–10.

25. Wells J. D., Amaefule J. O. Capillary Pressure and Permeability Relationships in Tight Gas Sands. *Proceedings of SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium*. Society of Petroleum Engineers. (1985). <https://doi.org/10.2523/13879-MS>

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.692.4

DOI: 10.69628/pdogf/3.2023.24

ВДОСКОНАЛЕННЯ НОРМУВАННЯ ВТРАТ НАФТОПРОДУКТІВ

Ю. І. Дорошенко*, Н. В. Люта, Д. В. Лісафін

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727105,
e-mail: yuliiia.doroshenko@nung.edu.ua

Ефективність стандартизації як форми регулювання процесів та результатів діяльності у всіх сферах виробничо-технічних, торговельно-економічних, соціальних та інших відносин знаходить підтвердження на міжнародному та регіональному рівнях, у масштабах робіт зі стандартизації у країнах з розвинутою ринковою економікою. Світовий та вітчизняний досвід виявив широкий спектр проблем та завдань, які можуть бути вирішені із залученням, (а іноді, виключно засобами) стандартизації, а також демонструє різні форми та методи вирішення цих проблем, які визначаються станом та тенденціями розвитку економіки, умовами та факторами її функціонування. Рівень науково-технічного прогресу в багатьох секторах світової економіки, темпи зростання міжнародної торгівлі ставлять перед стандартизацією нові завдання. Стандарти за цих умов стають основним економічним інструментом раціоналізації та гармонізації міжнародної торгівлі як інтегрованого вираження ефективного економічного розвитку країни. Гармонізація вітчизняних стандартів з міжнародними та регіональними стандартами створює необхідні передумови для конкурентоспроможності продукції на основі актуалізації чинного фонду державних та міждержавних стандартів; розвитку технічного законодавства (технічних регламентів), що регулює питання безпеки продукції та послуг для життя та здоров'я людей, навколишнього природного середовища; формування системи стандартів інформаційної взаємодії, у якій електронні засоби зв'язку дозволяють зміцнити міжнародне технічне співробітництво у всіх сферах життєдіяльності людства. Окремі аспекти підвищення якості та конкурентоспроможності продукції, у тому числі засобами стандартизації, розглядалися у працях вітчизняних та зарубіжних науковців. Проте наукові праці, присвячені забезпеченню конкурентоспроможності процесів транспортування та зберігання нафтопродуктів засобами гармонізації національних стандартів, практично відсутні. Значущість розглянутої проблеми та недостаття її розробленість для економіки України, її галузей та підприємств і визначають актуальність теми дослідження. У даній науковій роботі проведено аналіз різних підходів до визначення втрат нафтопродуктів за допомогою затверджених на державному рівні нормативних документів. Проведено порівняльний аналіз документа, який використовувався тривалий час на пострадянському просторі, та документа, що прийшов йому на зміну в Україні. Проаналізовано підхід до визначення втрат органічних рідин з резервуарів різних конструкцій у США, зокрема вивчено можливості та обмеження використання функцій програми TANK 4.0 для розрахунку втрат нафтопродуктів від випаровування з резервуарів.

Ключові слова: гармонізація стандартів, нормування втрат нафтопродуктів, випаровування, програма TANK 4.0, втрати органічних рідин, кліматичні зони, коефіцієнти для визначення втрат.

The effectiveness of standardisation as a form of regulation of processes and results of activity in all spheres of production-technical, commercial-economic, social and other relations is confirmed at the international and regional levels, in the scope of standardisation work in countries with a developed market economy. World and domestic experience has revealed a wide range of problems and tasks that can be solved with the involvement, and sometimes exclusively, by means of standardisation, as well as various forms and methods of solving these

problems, which are determined by the state and trends of economic development, conditions and factors of its functioning. The level of scientific and technical progress in many sectors of the world economy, the growth rates of international trade pose new challenges to standardisation. In these conditions, standards become the main economic tool for rationalisation and harmonisation of international trade as an integrated expression of the effective economic development of the country. Harmonisation of domestic standards with international and regional standards creates the necessary conditions for the creation of competitive products based on the updating of the current stock of state and interstate standards; development of technical legislation (technical regulations) regulating issues of safety of products and services for life and health of people, environment; formation of a system of standards of information interaction, in which electronic means of communication make it possible to strengthen international technical cooperation in all spheres of human activity. Certain aspects of improving the quality and competitiveness of products, including by means of standardisation, have been considered in the works of domestic and foreign scientists. However, there are practically no scientific works devoted to ensuring the competitiveness of processes of transportation and storage of petroleum products by means of harmonisation of national standards. The importance of the considered problem and its insufficient development for the economy of Ukraine, its industries and enterprises determine the relevance of the research topic. In this scientific work the analysis of different approaches to the determination of the loss of petroleum products was carried out with the help of regulatory documents approved at the state level. A comparative analysis of the document used for a long time in the post-Soviet space and the document that replaced it in Ukraine was carried out. The approach to determining the loss of organic liquids from tanks of various designs in the USA was analysed, in particular, the possibilities and limitations of using the functions of the TANK 4.0 program to calculate the loss of oil products by evaporation from tanks were studied.

Key words: harmonization of standards, rationing of oil product losses, evaporation, TANK 4.0 program, losses of organic liquids, climatic zones, coefficients for determining losses.

Вступ

Згідно з наказом Міністерства економіки від 28 грудня 2022 року №285, 20 268 європейських нормативних документів CEN/CENELEC прийнято як національні нормативні документи методом підтвердження з наданням чинності від 31 грудня 2023 року. Зазначається, що національний орган стандартизації України провів роботу з європейськими експертами CEN/CENELEC щодо актуалізації бази європейських стандартів та вивчення правових засад. Це дало змогу пакетного прийняття європейських стандартів в Україні як національних. Технічним комітетам стандартизації України доручено до 1 липня 2023 року визначити національні стандарти, положення яких суперечать положенням європейських стандартів CEN/CENELEC, та надати УкрНДНЦ протоколи засідань щодо їх скасування. Такому ж переглядові мають бути піддані вже гармонізовані національні стандарти. У міністерстві наголосили, що прийняття та впровадження європейських стандартів в українську економіку дасть можливість швидше ратифікувати Угоду АСАА, відкриє нові можливості та перспективи для українського бізнесу. Європейський комітет з електротехнічної стандартизації (CENELEC) відповідає за європейську стандартизацію в галузі електротехніки. Разом з ETSI (телекомунікації) та CEN (інші технічні сфери) він утворює європейську систему технічної стандартизації. Стандарти, узгоджені цими агенціями, регулярно приймають у багатьох країнах за межами Європи, які керуються європейськими технічними стандартами.

Серед переліку прийнятих стандартів є щонайменше 77 документів, що стосуються нафтопродуктів, проте всі вони регламентують способи та методи визначення властивостей та показників якості цих рідин, не охоплюючи сферу транспортування, зберігання та розподілу зазначених енергоносіїв.

Україна зобов'язалась поступово досягти відповідності з технічними регламентами ЄС та системами стандартизації, акредитації, робіт з оцінки відповідності та ринкового нагляду ЄС, а також дотримуватись принципів та практик, передбачених актуальними рішеннями та регламентами ЄС.

Відповідно до домовленостей, протягом першого року набуття чинності Угоди Україна має гармонізувати законодавство з п'ятьма директивами, а саме, про загальну безпеку продуктів, щодо загальних вимог для акредитації і ринкового нагляду, що стосується торгівлі продукцією, щодо загальної системи маркетингу продукції, про одиниці виміру та про відповідальність за дефектну продукцію.

Протягом перехідного періоду, що триватиме від двох до п'яти років, Україна зобов'язалась гармонізувати своє законодавство у 27 сферах з відповідним законодавством ЄС.

Україна зобов'язалась:

- утримуватись від внесення змін до горизонтального і галузевого законодавства, зазначеного в Угоді, крім як для приведення його у відповідність з законодавством ЄС та дотримання такого приведення. Таким чином, Україна матиме систему технічного регулювання,

загальні принципи якого і регулювання певних товарів/секторів, будуть повністю узгоджені з європейським;

- здійснити необхідні адміністративні та інституційні реформи для виконання зобов'язань з гармонізації та щорічно інформувати ЄС про процес реформ;

- поступово впроваджувати звід Європейських стандартів як національних та одночасно скасовувати конфліктні національні стандарти;

- повноцінно брати участь у роботі міжнародних та європейських організацій, що пов'язані з формуванням та реалізацією системи технічного регулювання, а також вживати заходів для виконання умов набуття повноправного членства у Європейських організаціях зі стандартизації.

Проведений аналіз та огляд літературних джерел, а також реалій сучасності дозволив сформулювати **мету наукової роботи**: порівняльний аналіз нормативного документа, який використовувався тривалий час на пострадянському просторі та документа, що прийшов йому на зміну в Україні, а також підходів до визначення втрат органічних рідин з резервуарів різних конструкцій у США.

Предметом дослідження є теоретичні, методичні та практичні питання забезпечення безпечних умов зберігання нафтопродуктів у резервуарах різних конструкцій на основі гармонізації національних стандартів.

Об'єктом дослідження є нормативні документи України і США, присвячені нормуванню втрат нафтопродуктів.

Відповідно до поставленої мети дослідження, вибраним предметом і об'єктом дослідження в роботі вирішуються такі **завдання**:

- провести порівняльний аналіз нормативних документів, що регламентують визначення втрат нафтопродуктів під час їх зберігання, транспортування та розподілу;

- виявити можливі обмеження нещодавно прийнятого в Україні документа та визначити шляхи вдосконалення процедури нормування втрат нафтопродуктів на основі вивчення зарубіжного досвіду.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Теоретичною та методичною основою дослідження послужили праці вітчизняних та зарубіжних фахівців у галузі розвитку стандартизації, концепції та розробки стандартів. У дослідженні використовувалися та аналізувалися

матеріали вітчизняних та міжнародних конференцій з цієї проблеми. Серед них, перш за все, можна виділити роботи В. П. Лісафіна, С. В. Бойченка, Д. С. Демиденко, О. В. Дибова, В. Демінга, Д. М. Джурана, Є. М. Карлика, А. А. Ліпгарта, Д. Мін'йо, Ф. Ніколя, В. В. Окрепілова, С. А. Подлепи, Г. Тагуті, П. М. Фіттермана та ін. Проте наукові праці, присвячені забезпеченню якісного нормування втрат нафтопродуктів засобами гармонізації національних стандартів, практично відсутні. Значущість розглянутої проблеми та недостатня її розробленість для нафтової галузі України і визначають актуальність теми дослідження.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

З 1 січня 2019 року в Україні втратили чинність більшість радянських технічних стандартів (ГОСТи, розроблені до 1992 року). Необхідність припинення дії радянського ГОСТу на території України встановлено планом дій Кабінету Міністрів України. Тому у 2015 році ДП «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» (ДП «УкрНДНЦ»), на яке покладено функції Держкомстандарту, видав відповідний наказ про скасування ГОСТу та термін придатності з 2016 по 2018 рік, і буде повністю виключено з 1 січня 2019 року. Всього підлягало скасуванню 12 090 радянських ГОСТів.

Водночас з метою зниження ризиків для бізнесу Мінекономрозвитку завчасно запропонувало усім зацікавленим сторонам надати свої пропозиції щодо скасування ГОСТів, які втратили актуальність. Крім того, Національний орган стандартизації постійно надавав роз'яснення та консультації з питань, що виникають у зв'язку зі скасуванням ГОСТів.

Протягом 2016-2018 років до Національного органу стандартизації надходили пропозиції щодо подовження термінів чинності деяких ГОСТів. В результаті консультацій Національний орган стандартизації ухвалив низку наказів, згідно з якими 1173 радянські ГОСТи залишаються чинними станом на 1 січня 2019 року.

Такі ГОСТи діяли до 1 січня 2022 року. Зокрема, це стандарти, на заміну яких наразі проводиться або передбачається проведення розробки проектів відповідних національних стандартів; стандарти, посилення на які є в нормативно-правових актах; стандарти Єдиної системи конструкторської документації; стандарти, розроблені свого часу на основі міжнародних

стандартів, версії яких є актуальними в наш час.

Оскільки продовження дії радянських ГОСТів після 2022 року є неможливим, Мінекономрозвитку та Національний орган стандартизації наполегливо рекомендують всім зацікавленим сторонам, які в своїй роботі використовують ГОСТи, знайти альтернативу використанню стандартів Радянського Союзу, які фактично є регуляторними актами вже неіснуючої держави і суперечать нововведенням, запровадженим у сфері технічного регулювання України та зобов'язанням України щодо реформування сфери технічної стандартизації, передбаченими Угодою СОТ та Угодою про асоціацію із ЄС.

Водночас за потреби розробки національного стандарту на заміну відповідному радянському ГОСТу будь-яка зацікавлена сторона (органи влади, асоціації виробників, підприємства, громадські організації тощо) може виступити замовником розробки такого стандарту відповідно до Закону України «Про стандартизацію».

Постановою Кабінету Міністрів України від 23 листопада 2016 р. № 1066 [1] визнано такими, що втратили чинність «Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании» (1986 р.), які протягом десятиріч були універсальним документом, для працівників, зайнятих у технологічних операціях на складах нафти і нафтопродуктів, нафтопроводах, нафтопродуктопроводах, перевезеннях нафтопродуктів, перевалці нафтопродуктів між різними видами транспорту та ін.

Цей документ встановлював коефіцієнти, що давали можливість оцінити втрати нафтопродуктів у різних ситуаціях:

- норми природних втрат нафтопродуктів 1 і 2 груп при прийманні у резервуари;
- норми природних втрат нафтопродуктів 1 і 2 груп при зберіганні у резервуарах до одного місяця;
- норми природних втрат нафтопродуктів при зберіганні в резервуарах понад один місяць;
- норми природних втрат нафтопродуктів 3, 4, 5, 6 груп при прийманні та зберіганні до одного місяця;
- норми природних втрат нафтопродуктів при відпуску в транспортні засоби;
- норми природних втрат нафтопродуктів при прийманні, зберіганні, відпуску на автозаправних станціях та пунктах заправки;

- норми природних втрат мазуту при прийманні, відпуску та зберіганні у відкритих земляних коморах;

- норми природних втрат твердих нафтопродуктів 7 групи;

- норми природних втрат нафтопродуктів при прийманні, відпуску та зберіганні в резервуарах магістральних нафтопродуктопроводів;

- норми природних втрат нафтопродуктів при перекачуванні магістральними нафтопродуктопроводами;

- норми природних втрат нафтопродуктів при прийомі, відпуску та зберіганні в перший рік тривалого зберігання;

- норми природних втрат нафтопродуктів при зберіганні довше одного року;

- норми природних втрат нафти та нафтопродуктів при залізничних перевезеннях;

- тимчасові норми природних втрат нафти та нафтопродуктів під час водних перевезень строком дії до 1 січня 1987 року

Нормою природних втрат у документі вважають допустиму величину безповоротних втрат нафтопродуктів, що відбуваються безпосередньо при товаротранспортних операціях внаслідок фізичних процесів, що супроводжують їх, а також втрат, неминучих на даному рівні стану застосовуваного технологічного обладнання (втрат від випаровування з усіх видів ємностей, через сальникові ущільнення насосів та засувки, втрат від налипання та ін.).

У норми природних втрат не включені втрати нафтопродуктів, пов'язані з ремонтом та зачисткою резервуарів, трубопроводів, втрати при врізках лупінгів та вставок, всі види аварійних втрат, а також втрати при внутрішньоскладських перекачуваннях. Норми природних втрат є граничними, застосовувати їх можна лише у разі фактичної нестачі нафтопродуктів. Списання нафтопродуктів у межах норм природних втрат до встановлення факту недостачі забороняється.

Для застосування норм природних втрат нафтопродуктів територія Радянського Союзу поділена на 5 кліматичних зон, територія України потрапила до двох різних кліматичних зон.

Залежно від фізико-хімічних властивостей усі нафтопродукти поділяли на 8 груп.

Норми природних втрат нафтопродуктів встановлені для двох періодів року: осінньо-зимового (з 1 жовтня по 31 березня) та весняно-літнього (з 1 квітня до 30 вересня), а також в залежності від типу та місткості резервуарів та їх оснащеності засобами захисту від втрат (понтон, газова обв'язка).

Норми природних втрат не поширювалися на нафтопродукти, що приймають та здають за рахунком (фасовані продукти), що транспортуються або зберігаються в герметичній тарі (запаяні, із застосуванням герметиків, ущільнень та ін.), а також на ті, що зберігаються в резервуарах підвищеного тиску.

Норми природних втрат при прийманні, зберіганні, відпуску не застосовують при транзитному постачанні нафтопродуктів.

Українські «Норми втрат нафтопродуктів під час їх приймання, зберігання, відпуску, перевантаження та транспортування» були введені в дію Постановою Кабінету Міністрів України від 5 серпня 2020 року № 686 [2]. Проаналізуємо зміст цього документа.

Ці норми встановлюють максимально допустимі втрати нафтопродуктів під час їх приймання, зберігання, відпуску, перевантаження та транспортування автомобільним, залізничним, морським і річковим та трубопровідним транспортом.

Документ [2] дає своє визначення терміну «втрати нафтопродуктів» як зменшення кількості (за умови збереження якості в межах встановлених вимог) із причин, пов'язаних з їх фізико-хімічними властивостями, втратою внаслідок випаровування в процесі виробництва, обробки, переробки, зберігання чи транспортування такого товару (продукції) або з іншої причини, пов'язаної з природним результатом (до втрат нафтопродуктів не відносяться втрати нафтопродуктів, обумовлені порушенням вимог технічних регламентів, правил технічної експлуатації, зберігання). Норми втрат поширюються на нафтопродукти, що класифікують за кодами згідно з кодами Української класифікації товарів зовнішньоекономічної діяльності.

У документі [2] вважають, що територія України належить до однієї кліматичної зони. Коефіцієнти для обчислення втрат встановлено для однієї кліматичної зони та двох сезонних періодів (осінньо-зимового та весняно-літнього) по всій Україні. Осінньо-зимовий період розпочинається з 1 жовтня та закінчується 31 березня, а весняно-літній період триває з 1 квітня по 30 вересня.

Норми втрат нафтопродуктів розроблені для технологічних процесів приймання, відпуску, перевантаження, зберігання, транспортування автомобільним транспортом, залізничними транспортом, суднами морського і річкового транспорту та трубопровідним транспортом.

Застосування норм втрат нафтопродуктів [2] є обов'язковим для всіх суб'єктів господа-

рювання (підприємств, установ, організацій та фізичних осіб - підприємців), що здійснюють такі діяльності, як закупівля, транспортування, зберігання та реалізація нафтопродуктів на території України.

Порівняння двох документів демонструє, що затверджені у 2020 році «Норми втрат нафтопродуктів під час їх приймання, зберігання, відпуску, перевантаження та транспортування», є значно простішими у використанні, ніж відмінений радянський документ. Вони охоплюють всі необхідні процеси, що відбуваються з нафтопродуктами на шляху від виробника (постачальника) до споживача, але не враховують кліматичні особливості району розміщення резервуарів, їх конструктивні особливості, властивості нафтопродуктів тощо. Саме ці недоліки документа [2] спонукають шукати шляхи вдосконалення нормування втрат нафтопродуктів під час різних технологічних процесів, використавши світовий досвід аналогічних розрахунків.

В США для оцінювання викидів вуглеводнів з резервуарів різних типів і конструкцій використовують не встановлені норми викидів (як в документі [2]), а комп'ютерну програму на базі WindowsTANKS, яка оцінює викиди летких органічних сполук (ЛОС) і небезпечних забруднювачів повітря із резервуарів зі стаціонарним і плаваючим дахом. TANKS використовує алгоритми оцінювання викидів з розділу 7 Emission Factor Documentation for AP-42. Section 7.1. Organic Liquid Storage Tanks (AP-42) EPA [4].

Програмне забезпечення TANKS [5, 6] призначене для використання місцевими, державними та федеральними агентствами, консультантами з охорони навколишнього середовища та іншими, яким потрібно розрахувати викиди забруднювальних речовин у повітря з резервуарів, призначених для зберігання органічних рідин.

TANKS використовує хімічні, метеорологічні дані, дані про конструкцію резервуара, щоб генерувати оцінки викидів для кількох типів резервуарів для зберігання, включаючи:

- вертикальні та горизонтальні резервуари з стаціонарним дахом;
- резервуари з внутрішнім та зовнішнім плаваючим дахом;
- резервуари з плаваючим дахом з куполоподібною зовнішньою покрівлею;
- підземні резервуари.

Програма TANKS використовує базу даних хімічних речовин, що містить понад 100 органічних рідин, і метеорологічну базу даних про понад 240 міст у Сполучених Штатах Америки.

Рисунок 1 – Приклад введення початкових даних у програму TANKS для розрахунку втрат нафтопродукту від випаровування з вертикального сталевго резервуара з стаціонарним дахом [5]

Рисунок 2 – Приклад введення початкових даних у програму TANKS: інформація про місцезнаходження резервуара та клімат [5]

Програма дає можливість додати за бажанням користувача інші хімічні речовини і міста. TANKS може розраховувати викиди окремих компонентів від відомих сумішей та оцінювати викиди від сирової нафти та вибраних нафтопродуктів за допомогою профілів концентрації рідини, що обчислюються програмою.

На рисунку 1 представлено вікно введення початкових даних в програму TANKS для вертикального резервуара з стаціонарним дахом. Як початкові дані необхідно ввести інформацію про висоту резервуара, діаметр резервуара, максимальний рівень наливу рідини, річний ван-

тажообіг рідини, що проходить через резервуар, стан пофарбування зовнішньої поверхні, тип покрівлі, стан покрівлі, геометричні характеристики покрівлі, налаштування дихальних клапанів.

На рисунку 2 представлено приклад введення даних, що стосуються місця знаходження резервуара та кліматичних характеристик регіону – населений пункт, в якому розміщено резервуар.

Після введення всіх даних резервуара та місця його розташування (метеорологічних) для резервуара, вибирають вкладку

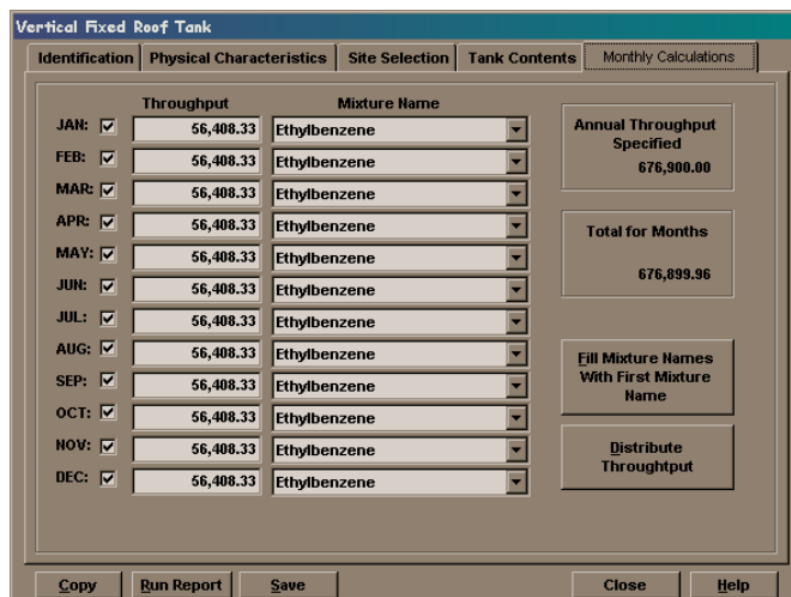


Рисунок 3 – Дані про вантажообіг рідини у резервуарі [5]

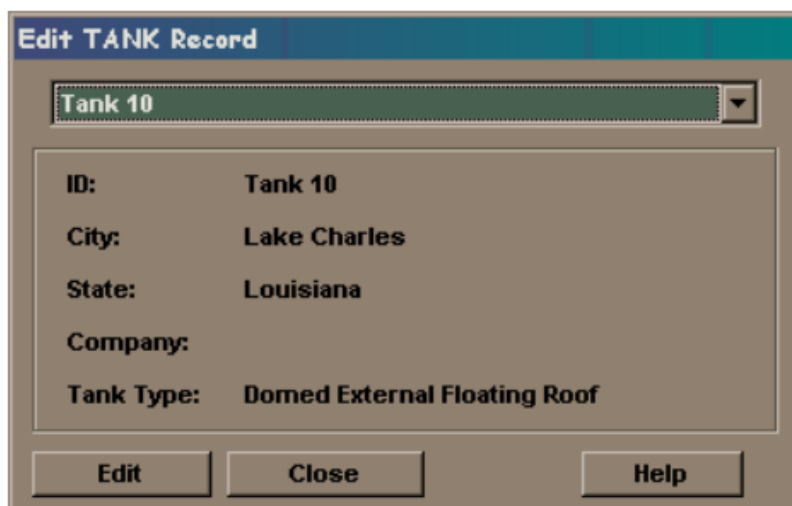


Рисунок 4 – Редагування початкових даних резервуара в програмі TANKS[5]

«Tank Contents» («Вміст резервуара»). Поля, показані на цьому екрані, залежать від типу резервуара, його температурного режиму, і типу рідини (органічні рідини, нафтопродукти та нафта, одно- чи багатокомпонентна рідина). Для врахування цих параметрів також використовують спадне меню.

Наступним блоком початкових даних є вантажообіг рідини в резервуарі (рис. 3).

Спочатку для резервуара вводиться річний вантажообіг та вважають, що в ньому зберігається та сама рідина протягом року. Однак є можливість змінити місячні обсяги вантажообігу та ввести дані про інші хімічні речовини або суміші, що можуть зберігатися в резервуарі протягом року. Спочатку вантажообіг рідини для кожного місяця визначають як одну дванадцятку від річного значення. Є можливість для

кожного місяця ввести індивідуальне значення вантажообігу.

Щоб відредагувати занесені початкові дані для резервуара, вибирають меню EditRecord (Редагувати запис), з'явиться спадне меню з переліком вже внесених в програму резервуарів. Серед них треба вибрати той, початкові дані для якого треба змінити (рис. 4).

У програмі передбачена можливість видалення всіх даних про резервуар (рис. 5).

Результати розрахунків за програмою оформляються у вигляді звітів, які містять повну інформацію про викиди речовин з резервуара. Користувач може обмежити формування звіту загальними викидами за увесь рік, або може переглянути кожен розрахований коефіцієнт викидів для кожного місяця року.



Рисунок 5 – Видалення записів про резервуар з програми TANKS [5]

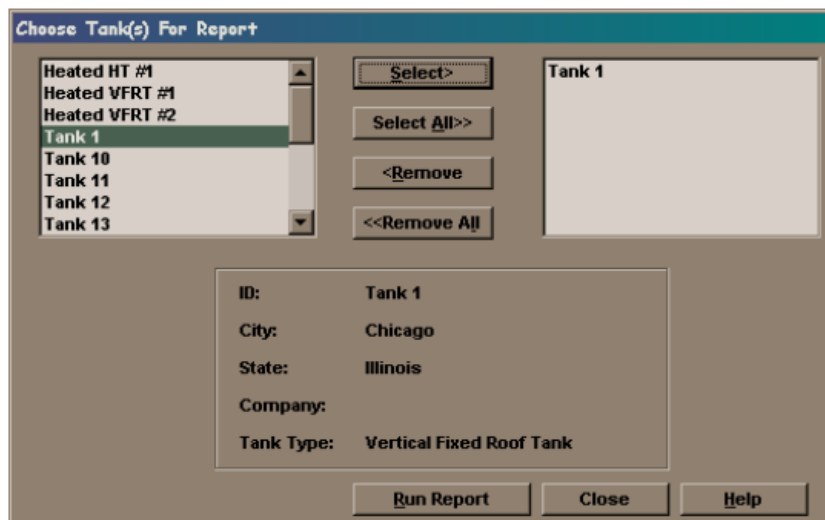


Рисунок 6 – Формування звіту у головному меню [5]

Звіти можуть включати оцінки викидів для таких типів втрат: втрати при постійному зберіганні, втрати рідини при закачуванні або відкачуванні, втрати від нещільності резервуара.

Існує два способи створення звіту про викиди за допомогою TANKS 4.0. Можна скористатися вікном Report (Звіт) в головному меню сформувавати звіт про викиди під час перегляду записів даних про резервуар. Перевага використання параметра «Звіт» у головному меню полягає в тому, що користувач може створювати звіти для більш, ніж одного резервуара.

У записі резервуара можна натиснути кнопку RunReport («Сформувавати звіт»), щоб створити звіт після введення всіх даних. З'явиться вікно, показане на рисунку 7.

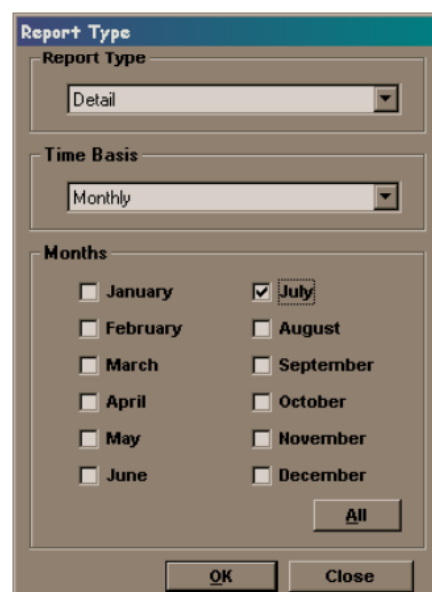


Рисунок 7 – Вибір формування звіту для одного резервуара [5]

Програма може генерувати звіт про викиди за різні періоди, наприклад за рік або за вибраний місяць, чи кілька місяців (рис. 8). Програма не може розраховувати викиди за періоди, менші одного місяця.

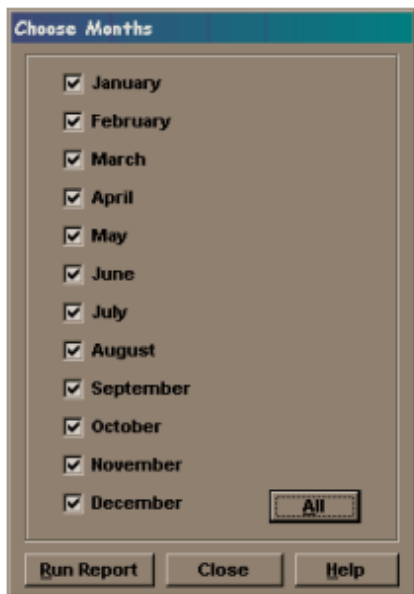


Рисунок 8 – Вибір періоду для формування звіту про викиди з резервуара [5]

Рівень деталізації звіту можна вибрати або з меню звіту на екрані головного меню, або за допомогою витягування вниз на екрані вибору. Доступні такі три рівні деталізації звіту про викиди:

- Brief (короткий звіт), який містить дату створення звіту, ідентифікаційну інформацію резервуара та результати розрахунку втрат при зберіганні, закачуванні/відкачуванні рідини та загальні втрати в фунтах.

- Summary (зведений звіт) – окрім даних короткого звіту до нього входить більш конкретизована інформація про резервуар, включаючи його розміри, пофарбування поверхні, характеристики покрівлі, дані про налаштування дихальної арматури, варіант кріплення даху. Зведений звіт також надає інформацію про температуру, тиск насичених парів рідини та таблицю викидів по кожному компоненту для всіх видів втрат та загальні втрати;

- Detail (детальний звіт) містить всі дані зі зведеного звіту, а також містить усі розраховані під час формування звіту значення, згруповані за категоріями втрат. Ці значення включають температуру рідини, коефіцієнти пофарбування поверхні резервуара, тиск насичених парів, хімічні дані, інші константи. Дані надаються для кожного обраного місяця та для кожного хімічного компонента, що входить до складу рідини, що зберігається.

Висновки

У даній роботі проведено аналіз різних підходів до визначення втрат нафтопродуктів за допомогою затверджених на державному рівні нормативних документів. Проведено порівняльний аналіз документа, який використовувався тривалий час на пострадянському просторі, та документа, що прийшов йому на зміну в Україні. Проаналізовано підхід до визначення втрат органічних рідин із резервуарів різних конструкцій у США.

Аналізуючи різні методи розрахунку втрат нафтопродуктів від випаровування при зберіганні у наземних резервуарах, встановили такі недосконалості нормативної методики визначення природних втрат нафтопродуктів:

- не враховано суттєві кліматичні відмінності між регіонами України, які мають визначальний вплив на величину втрат нафтопродуктів від випаровування під час зберігання у наземних резервуарах;

- встановлено єдині норми втрат нафтопродуктів від випаровування під час зберігання незалежно від конструкції, способу установки та особливостей резервуарів, у яких відбувається зберігання нафтопродуктів

- вивчення можливостей програмного забезпечення TANKS приводить до висновку, що поряд з розробленням та вдосконаленням методики нормування втрат нафтопродуктів доцільним є переведення таких розрахунків у автоматизований формат.

Література

1. Постанова Кабінету Міністрів України «Про визнання деяких актів Української РСР такими, що втратили чинність, та актів Союзу РСР такими, що не застосовуються на території України» від 23 листопада 2016 р. № 1066.

- 2 «Норми втрат нафтопродуктів під час їх приймання, зберігання, відпуску, перевантаження та транспортування», введені в дію Постановою Кабінету Міністрів України від 5 серпня 2020 року № 686.

3. API MPMS Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 19.4 Evaporative Loss Reference Information and Speciation Methodology – Third Edition; Includes Addendum 1: November 2013; Addendum 2: June 2017

4. Emission Factor Documentation for AP-42. Section 7.1. Organic Liquid Storage Tanks. Final Report. September 2006.

5. USER'S GUIDE to TANKS. Storage Tank Emissions Calculation Software Version 4.0. Emission Factor and Inventory Group Emissions,

Monitoring, and Analysis Division Office of Air Quality Planning and Standards U.S. Environmental Protection Agency. September 30, 1999. 87 p.

6. Люта Н.В., Дорошенко Ю.І., Цішківська Ю.М. Аналіз нормативної методики розрахунку втрат нафтопродуктів від випаровування в процесі їх зберігання у резервуарі РВС-2000. *Ricerche scientifiche e metodi della loro realizzazione: esperienza mondiale e realtà domestiche* збірник наукових праць з матеріалами Міжнародної науково-практичної конференції (12 листопада) Том 2. Болонья: «Associazione Italiana di Storia Urbana», 2021. С.12 – 14.

References

1. Postanova Kabinetu Ministriv Ukrainy «Pro vyznannia deiaktykh aktiv Ukrainskoi RSR takymy, shcho vtratyly chynnist, ta aktiv Soiuzu RSR takymy, shcho ne zastosovuiutsia na terytorii Ukrainy» vid 23.11. 2016. No 1066. [in Ukrainian]

2 «Normy vtrat naftoproduktiv pid chas yikh pryimannia, zberihannia, vidpusku, perevantzhenia ta transportuvannia», vvedeni v diiu Postanovoiu Kabinetu Ministriv Ukrainy vid 5 serpnia 2020 roku No 686. [in Ukrainian]

3. API MPMS Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 19.4 Evaporative Loss Reference Information and Speciation Methodology – Third Edition; Includes Addendum 1: November 2013; Addendum 2: June 2017

4. Emission Factor Documentation for AP-42. Section 7.1. Organic Liquid Storage Tanks. Final Report. September 2006.

5. USERS GUIDE to TANKS. Storage Tank Emissions Calculation Software Version 4.0. Emission Factor and Inventory Group Emissions, Monitoring, and Analysis Division Office of Air Quality Planning and Standards U.S. Environmental Protection Agency. September 30, 1999. 87 p.

6. Liuta N.V., Doroshenko Yu.I., Tsishkovska Yu.M. Analiz normatyvnoi metodyky rozrakhunku vtrat naftoproduktiv vid vyparovuvannia v protsesi yikh zberihannia u rezervuari RVS-2000. *Ricerche scientifiche e metodi della loro realizzazione: esperienza mondiale e realtà domestiche* zbirnyk naukovykh prats z materialamy Mizhnarodnoi naukovo-praktychnoi konferentsii (12 lystopada) Tom 2. Bolonia: «Associazione Italiana di Storia Urbana», 2021. P. 12–14. [in Ukrainian]

ВИЗНАЧЕННЯ ПРОГНОЗНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ ДВОПЛАСТОВОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА У ГАЗОВОМУ РЕЖИМІ СПІЛЬНОЮ СІТКОЮ СВЕРДЛОВИН ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЇХ З ПОСТІЙНИМ ГИРЛОВИМ ТИСКОМ

Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Н. С. Дремлюх, Л. І. Матійшин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727105,
e-mail: yuliiia.doroshenko@nung.edu.ua

Наведено методики прогнозування технологічних показників розробки однопластового газового родовища для газового режиму та експлуатації свердловин із постійним гирловим тиском. Для двопластового газового родовища з різнопроникними, гідродинамічно ізольованими пластами, які розробляються єдиною сіткою свердловин із постійним гирловим тиском, відсутні доступні інженерні розрахункові методики, які би дозволяли оперативно з достатньою точністю прогнозувати показники видобування газу. Розроблено методику для визначення прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища у газовому режимі спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском. Виконано дослідження на гіпотетичному (модельному) двопластовому газовому родовищі з різнопроникними, гідродинамічно ізольованими пластами, які розробляються спільно єдиною сіткою свердловин із застосуванням методів математичного моделювання, зокрема, методу послідовної зміни стаціонарних станів. Запропонована методика ґрунтується на спільному розв'язанні рівняння матеріального балансу для кожного газоносного пласта для газового режиму, двочленної формули припливу газу у кожному пласті до середньої свердловини, рівняння руху газу у вертикальних трубах свердловин і рівняння, яке встановлює зв'язок між вибійними тисками у кожному пласті. Отримано залежності, що дозволяють визначити поточні значення пластового і вибійного тисків у кожному пласті, дебіту газу з кожного пласта і «середньої» свердловини, річного і накопиченого видобутку газу з кожного пласта і родовища. Наведена методика реалізована у програмному забезпеченні Mathcad і апробована на гіпотетичному родовищі. Запропонована методика визначення прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища для газового режиму спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском дозволяє оперативно з використанням широко доступних комп'ютерних програм розраховувати технологічні показники видобування газу.

Ключові слова: багатопластове родовище, система розробки, сітка свердловин, спільна експлуатація пластів, технологічний режим, дебіт газу, коефіцієнт газовилучення.

Methods for predicting technological indicators for the development of a single-layer gas field for the gas regime and operation of wells with constant wellhead pressure are presented. For a two-layer gas field with different permeability, hydrodynamically isolated layers, developed by a single network of wells with constant wellhead pressure, there are no available engineering calculation methods that allow one to quickly predict technological indicators of gas production with sufficient accuracy. A methodology has been developed to determine predictive technological indicators for the development of a two-layer gas field in gas mode, using a common well pattern and operating at constant wellhead pressure. Studies were carried out on a hypothetical (model) two-layer gas field with different permeability, hydrodynamically isolated layers, developed together by a single well grid, using mathematical modelling methods, in particular the method of sequential changes in steady states. The proposed methodology is based on the joint solution of the material balance equation for each gas-bearing formation for the gas regime, the two-term formula for gas inflow in each formation to the average well, the equation for gas movement in vertical well pipes and the equation establishing the relationship between bottomhole pressures in each layer. Dependencies have been obtained that make it possible to determine the current values of reservoir and bottomhole pressures in each formation, the gas flow rate from each formation and the "average" well, annual and cumulative gas production from each formation and field. The methodology presented is implemented in Mathcad software and tested on a hypothetical field. The proposed methodology for determining the predicted technological indicators of development of a two-layer gas field for the gas regime with a common well pattern and their operation at constant wellhead pressure allows you to quickly calculate the technological indicators of gas production using widely available computer programs.

Key words: multilayer field, development system, well pattern, joint exploitation of formations, technological regime, gas flow rate, gas recovery factor.

Вступ

Родовища природних газів зазвичай характеризуються багатопластовою будовою і складаються з окремих газоносних пластів та прошарків різної товщини, проникності і площового поширення [1-2]. У процесі розробки багатопластового родовища газоносні пласти можуть гідродинамічно взаємодіяти між собою по всій площі газоносності (за відсутності непроникних глинистих порід між ними) або через літологічні вікна у глинистих породах, що пов'язані з розмиванням останніх на окремих ділянках, чи слабо проникні перетинки в місцях виклинювання непроникних глинистих порід, а також через тріщини у глинистих породах і тектонічні порушення.

Якщо газоносні пласти розділені по всій площі газоносності непроникними глинистими породами, їх вважають гідродинамічно ізольованими. Такі пласти можуть розроблятися поодиноці окремими сітками свердловин або об'єднуватися в один експлуатаційний об'єкт для спільної розробки єдиною сіткою свердловин. Газоносні пласти об'єднують в один експлуатаційний об'єкт у випадку виконання таких умов: однаковий (наближений склад газу); подібні за складом і колекторськими властивостями продуктивні пласти; близькі початкові площі газоносності і початкові запаси газу; початкові пластові тиски у пластах відрізняються не більше, ніж натиск стовпа газу між ними; однаковий режим розробки пластів [3].

Запропоновано такі методи визначення прогнозних технологічних показників розробки родовища: метод інтегрування диференціального рівняння неусталеної фільтрації реального газу в неоднорідному за колекторськими властивостями пористому середовищі за відповідних початкових і граничних крайових умов, які ґрунтуються на побудові геолого-технологічної моделі родовища і використанні сучасних комп'ютерних програм для проведення розрахунків [4-6]; метод послідовної зміни стаціонарних станів; метод, основою якого є екстраполяція закономірностей зміни в часі фактичних показників розробки родовища на найближчі роки [7]. Серед методів прогнозування показників розробки родовища значної уваги заслуговує метод послідовної зміни стаціонарних станів, який характеризується простотою і доступністю рішень і дозволяє оперативно з достатньою точністю визначити прогнозні показники видобування газу [8-9]. З використанням методу послідовної зміни стаціонарних станів розроблено методики розрахунку прогнозних технологічних показників розробки однопластового

газового родовища за газового режиму і різних технологічних режимів експлуатації свердловин (за постійних значень дебіту газу, депресії на пласт, гирлового тиску, швидкості руху газу на вході в насосно-компресорні труби (НКТ) і на гирлі свердловини) [10]. Відомі також методики розрахунку прогнозних технологічних показників розробки газового родовища за газового режиму спільною сіткою свердловин при експлуатації їх з постійним дебітом газу і постійною депресією на пласт [11-12]. Для інших технологічних режимів експлуатації свердловин такі розрахункові методики відсутні, тому виникла необхідність в їх розробленні. Це особливо актуально для завершальної стадії розробки родовищ, яка характеризується значною тривалістю в часі і експлуатацією свердловин з постійним гирловим тиском [13-15].

Матеріали та методи

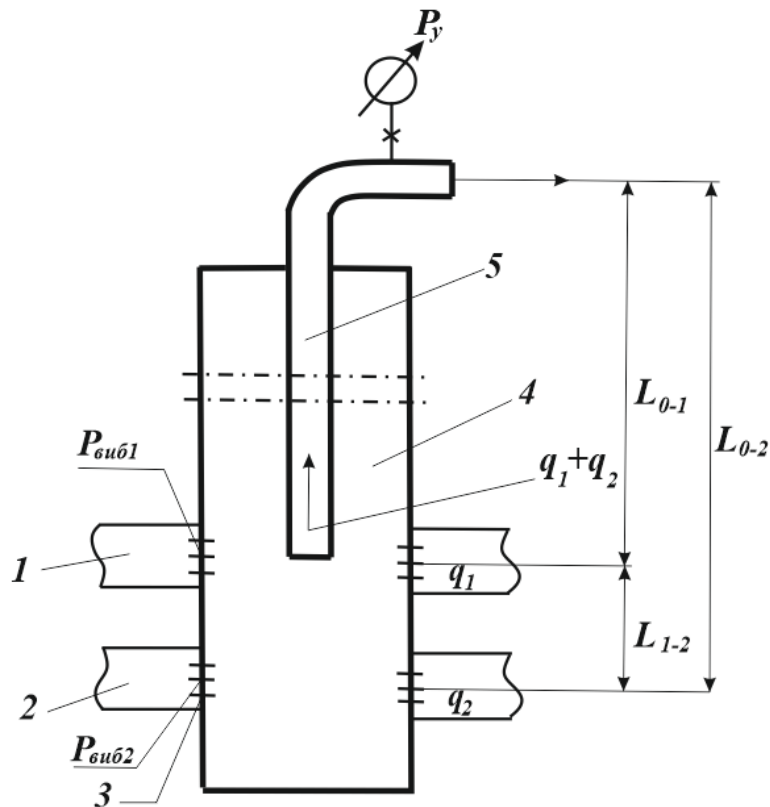
Розроблена методика визначення прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища за газового режиму спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском, яка ґрунтується на спільному розв'язанні рівняння матеріального балансу для кожного газоносного пласта за газового режиму, двочленної формули припливу газу у кожному пласті до середньої свердловини, рівняння руху газу у вертикальних трубах свердловини (по експлуатаційній колоні на відрізку стовбура свердловин від середини інтервалу перфорації нижнього пласта до середини інтервалу перфорації верхнього пласта і по НКТ на відрізку стовбура свердловини від середини інтервалу перфорації верхнього пласта і до гирла) і рівняння, яке встановлює зв'язок між вибірними тисками в кожному пласті. Розрахункова схема двопластового родовища зображена на рисунку 1.

Газ з другого (нижнього) пласта рухається вгору експлуатаційною колоною і далі разом з газом з 1 пласта піднімається по НКТ на поверхню.

Розрахунки прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища за газового режиму спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском виконують для періоду спадного видобутку газу, який характерний для завершальної стадії розробки родовища, в такій послідовності.

1. Задаються рядом послідовних значень часу t (через один рік).

2. Для кожного значення часу t визначають накопичений видобуток газу з першого і другого пластів.



1 – перший (верхній пласт); 2 – другий (нижній пласт); 3 – інтервал перфорації;
4 – експлуатаційна колона; 5 – колона НКТ

Рисунок 1 – Розрахункова схема двопластового родовища за спільної експлуатації пластів єдиною сіткою свердловин із постійним гирловим тиском

$$Q_{\text{вид.1}}(t) = Q_{\text{вид.1}}(t_{n-1}) + \frac{n(t_{n-1}) \cdot q_1(t_{n-1}) + n(t) \cdot q_1(t)}{2} \varphi \Delta t, \quad (1)$$

$$Q_{\text{вид.2}}(t) = Q_{\text{вид.2}}(t_{n-1}) + \frac{n(t_{n-1}) \cdot q_2(t_{n-1}) + n(t) \cdot q_2(t)}{2} \varphi \Delta t, \quad (2)$$

де $Q_{\text{вид.1}}(t_{n-1})$, $Q_{\text{вид.2}}(t_{n-1})$ – накопичений видобуток газу відповідно з першого і другого пластів на момент часу t_{n-1} ;

$q_1(t_{n-1})$, $q_2(t_{n-1})$, $q_1(t)$, $q_2(t)$ – дебіт газу з першого і другого пластів відповідно на момент часу t_{n-1} і t .

$n(t_{n-1})$, $n(t)$ – кількість свердловин на момент часу відповідно t_{n-1} і t ;

φ – коефіцієнт експлуатації свердловин;

Δt – крок по часу в розрахунках ($\Delta t=365$ діб).

Кількість свердловин у формулах 1 і 2 прийнята змінною, оскільки на завершальній стадії розробки родовища можлива ліквідація частини свердловин з технічних причин. У разі постійної кількості свердловин $n(t_{n-1})$ і $n(t) = n$.

У першому наближенні приймають $q_1(t) = q_1(t_{n-1})$, $q_2(t) = q_2(t_{n-1})$.

3. Знаходять із застосуванням методу послідовних наближень поточний середній пластовий тиск у першому і другому пластах:

$$\tilde{P}_{\text{пл.1}}(t) = \left[\frac{P_{n.1}}{Z_{n.1}} - \frac{Q_{\text{вид.1}}(t)}{\Omega_1^*} \right] \cdot Z(\tilde{P}_{\text{пл.1}}), \quad (3)$$

$$\tilde{P}_{\text{пл.2}}(t) = \left[\frac{P_{n.2}}{Z_{n.2}} - \frac{Q_{\text{вид.2}}(t)}{\Omega_2^*} \right] \cdot Z(\tilde{P}_{\text{пл.2}}), \quad (4)$$

де $P_{n.1}$, $P_{n.2}$ – початковий пластовий тиск відповідно у першому і другому пластах;

Ω_1^* , Ω_2^* – зведений газонасичений поровий об'єм відповідно першого і другого пластів;

$Z_{n.1}$, $Z_{n.2}$, $Z(\tilde{P}_{\text{пл.1}})$, $Z(\tilde{P}_{\text{пл.2}})$ – коефіцієнт стисливості газу за пластової температури $T_{\text{пл}}$ і відповідно за тисків $P_{n.1}$, $P_{n.2}$, $\tilde{P}_{\text{пл.1}}(t)$, $\tilde{P}_{\text{пл.2}}(t)$.

У першому наближенні значення $Z(\tilde{P}_{\text{пл.1}})$, $Z(\tilde{P}_{\text{пл.2}})$ приймають рівними їхнім значенням на попередній момент часу.

4. Визначають із застосуванням методу послідовних наближень поточний вибійний тиск для другого пласта:

$$P_{виб.2}(t) = \sqrt{\tilde{P}_{пл.2}^2(t) - A_2^*(\mu Z)_{сер.2} \cdot q_2(t) - B_2^* Z_{сер.2} \cdot q_2(t)^2}, \quad (5)$$

де

$$A_2^* = \frac{A_2}{(\mu Z)_{сер.2n}}; \quad B_2^* = \frac{B_2}{Z_{сер.2n}}; \quad (6)$$

$$(\mu Z)_{сер.2} = \frac{(\mu Z)_{пл.2} + (\mu Z)_{виб.2}}{2};$$

$$Z_{сер.2} = \frac{Z_{пл.2} + Z_{виб.2}}{2}; \quad (7)$$

A_2^* , B_2^* – постійні частини коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони для другого пласта;

$Z_{сер.2n}$, $Z_{сер.2}$, $(\mu Z)_{сер.2n}$, $(\mu Z)_{сер.2}$ – середні значення відповідно коефіцієнта стисливості газу і добутку динамічного коефіцієнта в'язкості та коефіцієнта стисливості газу в зоні дренавання свердловини другого пласта для початкових умов (на початок розрахунків) і поточних умов.

Середні значення коефіцієнта стисливості газу $Z_{сер.2}$ і добутку динамічного коефіцієнта в'язкості і коефіцієнта стисливості газу $(\mu Z)_{сер.2}$ визначають як середньоарифметичне значення цих параметрів за поточного середнього пластового тиску $\tilde{P}_{пл.2}(t)$ і поточного вибійного тиску $P_{виб.2}(t)$.

У першому наближенні значення $Z_{сер.2}$, $(\mu Z)_{сер.2}$, $q_2(t)$ приймають рівними їх значенням на попередній момент часу.

5. Знаходять з використанням формули Адамова Г.А. і методу послідовних наближень поточний вибійний тиск для першого пласта.

$$P_{виб.1}(t) = \sqrt{\frac{P_{виб.2}^2(t) - \theta_{1-2} q_2(t)^2}{e^{2S_{1-2}}}}, \quad (8)$$

де

$$S_{1-2} = \frac{0,03415 \bar{\rho}_{г.2} \cdot L_{1-2}}{Z_{сер.1-2} \cdot T_{сер.1-2}}, \quad (9)$$

$$\theta_{1-2} = 0,0133 \lambda_{1-2} \frac{Z_{сер.1-2}^2 T_{сер.1-2}^2}{D_{вн}^2} (e^{2S_{1-2}} - 1), \quad (10)$$

$$Z_{сер.1-2} = f(P_{сер.1-2}, T_{сер.1-2}),$$

$$P_{сер.1-2}(t) = \frac{2}{3} \left(P_{виб.2}(t) + \frac{P_{виб.1}^2(t)}{P_{виб.1}(t) + P_{виб.2}(t)} \right), \quad (11)$$

$$T_{сер.1-2}(t) = \frac{T_{виб.2} - T_{виб.1}}{\ln \frac{T_{виб.2}}{T_{виб.1}}}, \quad (12)$$

L_{1-2} – відстань між серединами інтервалів перфорації першого і другого пластів;

$D_{вн}$ – внутрішній діаметр експлуатаційної колони;

$\bar{\rho}_{г.2}$ – відносна густина газу з другого пласта;

$P_{сер.1-2}$, $T_{сер.1-2}$ – відповідно середній тиск і середня температура в інтервалі стовбура свердловини між пластами;

λ_{1-2} – коефіцієнт гідравлічного опору експлуатаційної колони.

6. За значеннями $\tilde{P}_{пл.1}(t)$, $\tilde{P}_{виб.1}(t)$, $T_{пл.1}$ знаходять середнє значення коефіцієнта стисливості газу $Z_{сер.1}$ і добутку динамічного коефіцієнта в'язкості і коефіцієнта стисливості газу $(\mu Z)_{сер.1}$ для першого пласта.

7. Визначають дебіт газу з першого пласта:

$$q_1(t) = -\frac{A_1^*(\mu Z)_{сер.1}}{2B_1^* Z_{сер.1}} + \sqrt{\left[\frac{A_1^*(\mu Z)_{сер.1}}{2B_1^* Z_{сер.1}} \right]^2 + \frac{\tilde{P}_{пл.1}^2(t) - \tilde{P}_{виб.1}^2(t)}{B_1^* Z_{сер.1}}}. \quad (13)$$

8. Для заданого значення гирлового тиску уточнюють методом послідовних наближень поточний вибійний тиск для першого пласта:

$$P_{виб.1}(t) = \sqrt{P_y^2(t) e^{2S_{0-1}} + \theta_{0-1} [q_1(t) + q_2(t)]^2}. \quad (14)$$

Значення комплексних параметрів s_{0-1} і θ_{0-1} визначають за формулами (9) і (10), в які підставляють довжину НКТ L_{0-1} , внутрішній діаметр НКТ $d_{вн}$, коефіцієнт гідравлічного опору НКТ λ_{0-1} . Середній тиск в НКТ $P_{сер.0-1}(t)$ і середню температуру в НКТ $T_{сер.0-1}$ визначають за формулами (11) і (12) за значенням тиску і температури на вході і виході НКТ (відповідно $P_{виб.1}(t)$, $T_{виб.1}$, P_y , T_y). Середнє значення відносної густини газу визначають методом зважування відносних густин газу окремих пластів по дебітах газу із цих пластів:

$$\rho_{г.сер} = \bar{\rho}_{г.1} \cdot q_1(t) + \bar{\rho}_{г.2} \cdot q_2(t) / q_1(t) + q_2(t). \quad (15)$$

9. Повторюють розрахунки за пунктами 6-8 до отримання заданої точності у визначенні $P_{виб.1}(t)$.

10. Використовуючи двочленну формулу припливу газу до вибою свердловини і формулу Адамова Г.А. для руху газу в вертикальних трубах, уточнюють методом послідовних наближень дебіт газу з другого пласта.

$$q_2(t) = -\frac{A_2^*(\mu Z)_{cep,2}}{2(B_2^*Z_{cep,2} + \theta_{1-2})} + \quad (16)$$

$$\sqrt{\left[\frac{A_2^*(\mu Z)_{cep,2}}{2(B_2^*Z_{cep,2} + \theta_{1-2})}\right]^2 + \frac{\tilde{P}_{nl,2}^2(t) - \tilde{P}_{воб,1}^2(t) \cdot e^{2S_{1-2}}}{B_2^*Z_{cep,2} + \theta_{1-2}}}$$

У першому наближенні значення $Z_{cep,2}$, $(\mu Z)_{cep,2}$, s_{1-2} , θ_{1-2} приймають рівними їх значенням з попередньої ітерації.

11. Уточнюють вибійний тиск для другого пласта.

$$P_{воб,2}(t) = \sqrt{P_{воб,1}^2(t) e^{2S_{1-2}} + \theta_{1-2} \cdot q_2(t)^2}. \quad (17)$$

У першому наближенні значення s_{1-2} , θ_{1-2} приймають рівними їх значенням з попередньої ітерації.

12. За зазначеннями $\tilde{P}_{nl,2}(t)$, $P_{воб,1}(t)$, $P_{воб,2}(t)$, $T_{воб,1}$, $T_{воб,2}$ уточнюють $Z_{cep,2}$, $(\mu Z)_{cep,2}$, s_{1-2} , θ_{1-2} .

13. Повторюють розрахунки за пунктами (10–12) до отримання заданої точності у визначенні $P_{воб,2}(t)$, $q_2(t)$.

14. Із знайденими значеннями $q_1(t)$, $q_2(t)$ повторюють розрахунки за пунктами (8-13) до отримання заданої точності у визначенні $P_{воб,1}(t)$ і $P_{воб,2}(t)$.

15. За промисловими даними уточнюють поточну кількість діючих видобувних свердловин $n(t)$.

16. Повторюють всі розрахунки з пункту 1.2 до досягнення заданої точності у визначенні значень шуканих величин.

17. Визначають значення депресії на окремій пласті:

$$\Delta P_1(t) = \tilde{P}_{nl,1}(t) - P_{воб,1}(t). \quad (18)$$

$$\Delta P_2(t) = \tilde{P}_{nl,2}(t) - P_{воб,2}(t). \quad (19)$$

18. Знаходять накопичений видобуток газу з родовища:

$$Q_{воб}(t) = Q_{воб,1}(t) + Q_{воб,2}(t). \quad (20)$$

19. Знаходять темп видобутку газу з кожного пласта і родовищ:

$$Q_1(t) = n(t) \cdot \varphi \cdot q_1(t), \quad (21)$$

$$Q_2(t) = n(t) \cdot \varphi \cdot q_2(t), \quad (22)$$

$$Q(t) = Q_1(t) + Q_2(t). \quad (23)$$

Запропонована методика визначення прогностичних технологічних показників розробки двопластового газового родовища за газового режиму спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском апробована для умов гіпотетичного двопластового газового родовища з такими даними:

початкові запаси газу:

для першого пласта – $50 \cdot 10^9 \text{ м}^3$,

для другого пласта – $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$;

початковий пластовий тиск:

для першого пласта – 33 МПа,

для другого пласта – 33,06 МПа;

пластова температура:

для першого пласта – $67 \text{ }^\circ\text{C}$,

для другого пласта – $69 \text{ }^\circ\text{C}$;

температура на гирлі свердловини – $20 \text{ }^\circ\text{C}$;

відносна густина газу з першого і другого пластів – 0,6;

зведений газонасичений поровий об'єм:

для першого пласта – $1,461 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{МПа}$,

для другого пласта – $8,776 \cdot 10^8 \text{ м}^3/\text{МПа}$,

початкові значення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони:

для першого пласта

$A_1 = 0,72 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3$,

$B_1 = 2,4 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3)^2$;

для другого пласта

$A_2 = 2,5 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3$,

$B_2 = 5,8 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3)^2$;

постійні частини коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони:

для першого пласта

$A_1^* = 28,152 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{доб}/(\text{тис.м}^3 \cdot \text{МПа} \cdot \text{с})$,

$B_1^* = 2,51 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3)^2$;

для другого пласта

$A_2^* = 98,23 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{доб}/(\text{тис.м}^3 \cdot \text{МПа} \cdot \text{с})$,

$B_2^* = 6,05 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{доб}/\text{тис.м}^3)^2$;

відстань від гирла свердловини до середини інтервалу перфорації першого пласта – 3200 м;

відстань між серединами інтервалів перфорації верхнього і нижнього пластів – 100 м;

глибина опускання НКТ до середини інтервалу перфорації першого пласта – 3200 м;

внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м;

внутрішній діаметр експлуатаційної колони – 0,150 м.

Для розробки родовища пробурено 80 свердловин. Значення початкової депресії на перший пласт $\Delta P_1 = 1,3 \text{ МПа}$ і на другий пласт $\Delta P_2 = 1,5 \text{ МПа}$. Початковий дебіт газу з кожного пласта становив відповідно $q_{n1} = 89,89 \text{ тис.м}^3/\text{доб}$ і $q_{n2} = 35,95 \text{ тис.м}^3/\text{доб}$, а дебіт свердловини –

125,84 тис.м³/доб. При цьому початковий тиск на гирлі свердловин дорівнював 23,2 МПа.

У початковий період родовище розробляли з постійним темпом видобутку газу (3,674 % на рік від початкових запасів) при експлуатації свердловин з постійним дебітом (125,84 тис.м³/доб), що супроводжувалося поступовим зростанням депресії в обох пластах. Після досягнення у другому пласті допустимої депресії з метою запобігання руйнуванню порід у привибійній зоні перейшли на технологічний режим експлуатації свердловин із постійною депресією на другий пласт ($\Delta P_{n2}=3,314 \text{ МПа} = \text{const}$). На кінець 17-ого року розробки родовища тиск на гирлі свердловини знизився до мінімального значення, необхідного для подачі газу споживачам. Тому у подальшому родовище розробляли, підтримуючи постійний тиск на гирлах свердловин $P_y=4,432 \text{ МПа} = \text{const}$.

На кінець 17 року отримали такі показники розробки родовища: поточний пластовий тиск у першому пласті – 8,649 МПа, у другому пласті – 9,55 МПа; вибійний тиск для першого пласта – 6,195 МПа, для другого пласта – 6,236 МПа; депресія на перший пласт – 2,454 МПа, на другий пласт – 3,314 МПа; дебіт газу з першого пласта – 41,108 тис. м³/доб, з другого пласта – 19,998 тис. м³/доб, дебіт свердловини – 61,106 тис.м³/доб; коефіцієнт газовилучення першого пласта – 71,44 %, другого пласта – 68,2 %; загальний коефіцієнт газовилучення родовища – 70,25 %.

Результати розрахунків прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища за газового режиму спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском зображено на рисунку 2. Аналіз результатів досліджень свідчить, що розраховані технологічні показники модельного газового родовища змінюється в часі аналогічно, як фактичні показники розробки реальних родовищ. Для кожного пласта закономірно знижуються пластовий і вибійний тиски, депресія на пласт, дебіт газу, річний темп видобутку газу і зростають коефіцієнти газовилучення. Протягом розглядуваного періоду розробки газового родовища пластовий тиск у другому (низькопроникному) пласті більший, ніж у першому пласті, а різниця пластових тисків в обох пластах поступово зменшується. На початок розглядуваного періоду розробки родовища дебіт газу з першого пласта більший, ніж з другого пласта, і у подальшому різко зменшується. На 28 рік розробки родовища крива дебіту газу з першого пласта перетинає криву

дебіту газу з другого пласта і далі розміщується нижче.

На момент зниження темпу річного видобутку газу до 0,0956% від початкових запасів (на кінець 34-ого року розробки родовища) отримано такі технологічні показники розробки: поточний пластовий тиск у першому пласті – 5,58 МПа, у другому пласті – 6,15 МПа; вибійний тиск для першого пласта – 5,49 МПа, для другого пласта – 5,6 МПа; депресія на перший пласт – 0,09 МПа, на другий пласт – 0,5 МПа; дебіт газу з першого пласта – 0,9 тис. м³/доб, з другого пласта – 2,5 тис. м³/доб; дебіт свердловини – 3,4 тис.м³/доб; коефіцієнт газовилучення першого пласта – 81,94 %, другого пласта – 80 %; загальний коефіцієнт газовилучення родовища – 81,21 %.

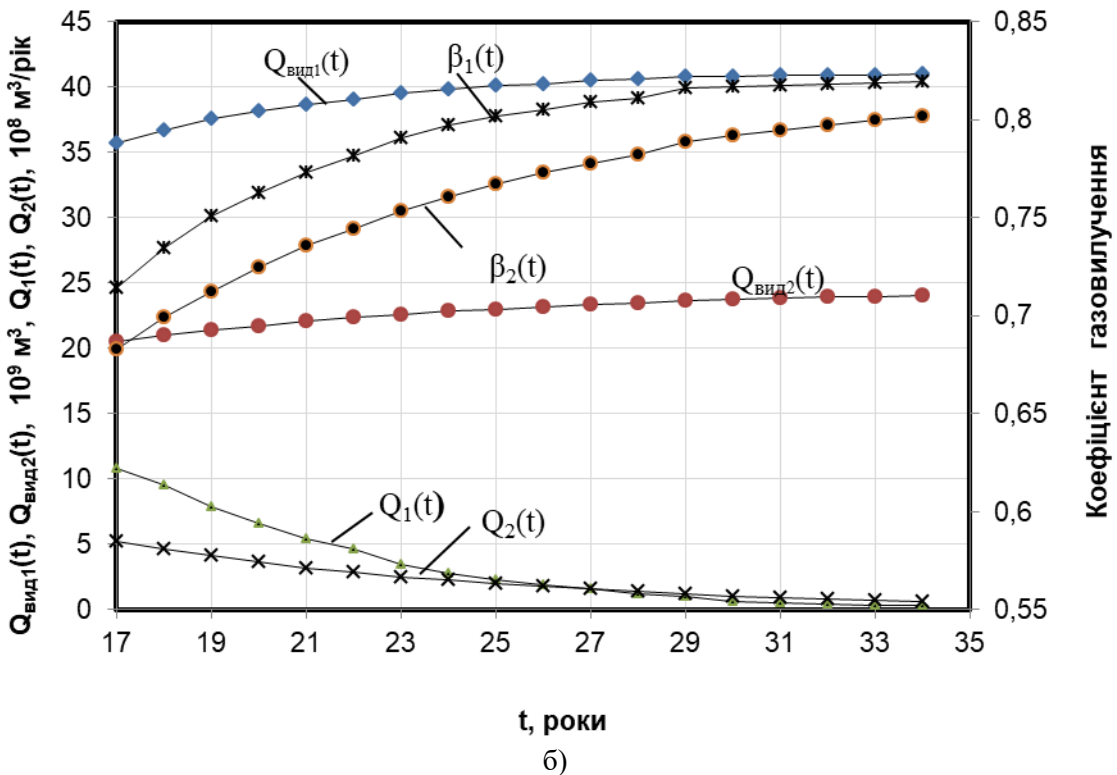
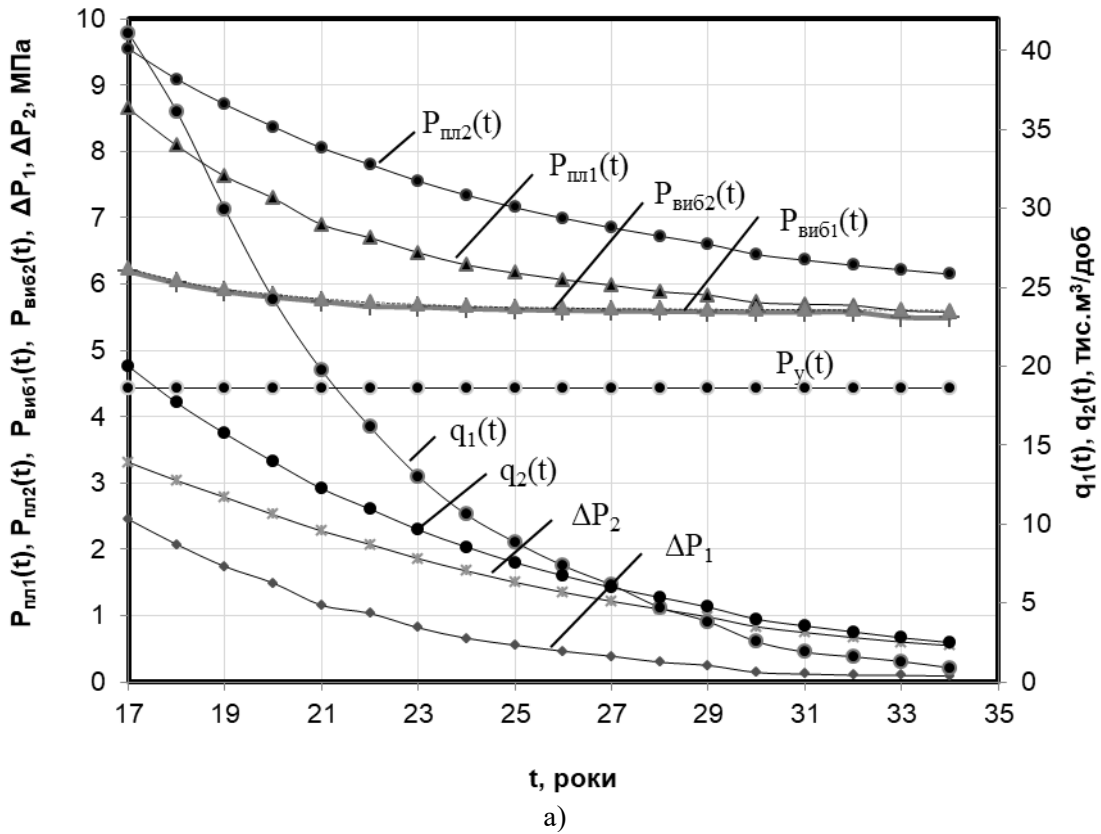
Значні залишкові запаси газу родовища, які становлять 18,79% від початкових запасів, пов'язані з високим значенням тиску на гирлах свердловин і низькою продуктивністю нижнього пласта. Для інтенсифікації видобутку газу з родовища і підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення потрібно знизити робочий тиск на гирлах свердловин, наприклад, шляхом введення в експлуатацію дотискної компресорної станції, подачі газу місцевим споживачам чи використання його на місці видобування і провести геолого-технічні заходи з оброблення у свердловинах привибійних зон другого пласта для зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів і тим самим збільшення дебіту газу з другого пласта. Такі роботи слід було провести ще на 18-ому році розробки родовища.

Результати виконаних досліджень свідчать про можливість практичного використання запропонованої методики прогнозування технологічних показників розробки двопластового газового родовища за газового режиму спільною сіткою свердловин при експлуатації з постійним гирловим тиском.

Висновки

Узагальнено особливості геологічної будови і розробки багатопластових родовищ і методи прогнозування технологічних показників їх розробки і створено на їх основі розрахункові методики та сформульовано наступні висновки:

- розроблено методику визначення прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища у газовому режимі спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском, яка ґрунтується на спільному розв'язанні рівняння матеріального балансу для кожного газоносного пласта у



а) $\tilde{P}_{пл.1}(t), \tilde{P}_{пл.2}(t), P_{виб.1}(t), P_{виб.2}(t), \Delta P_1(t), \Delta P_2(t), q_1(t), q_2(t)$;

б) $Q_1(t), Q_2(t), Q_{вид.1}(t), Q_{вид.2}(t), \beta_1(t), \beta_2(t)$

Рисунок 2 – Динаміка прогнозних технологічних показників розробки двошарового газового родовища спільною сіткою свердловин у випадку їх експлуатації з постійним тиском на гирлі

газовому режимі, двочленної формули припливу газу у кожному пласті до середньої свердловини, рівняння руху газу у вертикальних трубах свердловини і рівняння зв'язку між вибірними тисками у кожному пласті;

- складено алгоритм розв'язання запропонованої методики прогнозування технологічних показників розробки двопластового газового родовища;

- апробовано розроблену методику визначення прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища у газовому режимі спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском для умов гіпотетичного родовища;

- виконано аналіз результатів прогнозування технологічних показників розробки гіпотетично газового родовища, що дало змогу встановити характерні особливості процесу розробки родовища, розробити рекомендації щодо інтенсифікації видобутку газу та підвищення газовилучення з родовища і засвідчити можливість використання запропонованої методики.

Література / References

1. Theerapat Suppachokniun, Marut Wantawin, Thanita Kiatrabil. Maximising the Opportunity in Multi-Layered Tight Sand Reservoirs in a Mature Field by Hydraulic Fracturing: A Case Study of Tight Sand Development Project in Thailand. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. 2018. <https://doi.org/10.2118/192047-MS>.
2. Urvantsev R. V., Ibragimova D. R. Promising Methods for Increasing the Efficiency of Exploitation of Thin Low-Pressure Gas Deposits with Underlying Water. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 2020. <https://doi.org/10.2118/202007-MS>.
3. Kondrat R. M., Kondrat O.R., Matiishyn L.I. Rozrobka ta ekspluatatsiia hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: Foliant, 2023. 568 p. [in Ukrainian]
4. Lubnin A., Afanasiev I., Yudin E., Sansiev G., Galimova A. Peculiarities of White Tiger Field Basement Development Forecasting: Challenges and Solutions. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 2018. <https://doi.org/10.2118/191571-18RPTC-MS>
5. Babawale Ojedapo, Sunday Sunday Ikiensikimama, Virtue Urunwo Wachikwu-Elechi Petroleum Production Forecasting Using Machine Learning Algorithms. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. 2022. <https://doi.org/10.2118/212018-MS>
6. Bright Agbodike, Uche Osokogwu, Gabriel Achumba. Solution to Limited Pressure BHP Data in Brown Fields; Material Balance Equation Approach. *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. 2019. <https://doi.org/10.2118/198785-MS>.
7. Abdulla Ali Aldambi, Abbas Mohamed Al-Khudafi. Impact of physical properties on material balance calculations: case study AL-Nasr oil field, Shabwah Governorate. *Univ. Aden J. Nat. And Appl. Sc.* 2021. Vol. 25 No. 1. <https://doi.org/10.47372/uajnas.2021.n1.a11>
8. Deryaev Annaguly Rejepovich. Justification of the adopted methodology for forecasting technological development indicators for gas condensate field during development by the method of dual completion. *East European Scientific Journal*. 2022. No 5(81).
9. Rastogi A., Fan Y. Experimental and Modeling Study of Onset of Liquid Accumulation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2020. Vol. 73. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103064>
10. Sarthak Bapat, Nadeem Akhter. Mathematical Model for Predicting the Reservoir Performance of Gas Condensate in Multiphase Flow Systems. *Offshore Technology Conference Asia*. 2020. <https://doi.org/10.4043/30189-MS>
11. Benson Lamidi Abdul-Latif, Bawah Abdul-Rashid. Physico-Mathematical Model for forecasting Gas-Condensate Reservoir Performance in Multiphase Linear and Radial Flow Systems. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. 2018. <https://doi.org/10.2118/192267-MS>
12. Yong Han Seah, Alain C Gringarten, Marie Ann Giddins, Kirsty Burton. Optimising Recovery in Gas Condensate Reservoirs. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. 2014. <https://doi.org/10.2118/171519-MS>.
13. Kondrat R.M., Dremlukh N.S., Uhrynovskiy A.V. Study of foam formation process with use of water solutions of foam-forming pairs and foam stabilizers. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 2017. Iss. 3. P. 20-26. <http://nvngu.in.ua/index.php/uk/component/jdownloads/finish/68-03/8656-03-2017-kondrat/0>
14. Kondrat R., Matiishyn L. Improving the efficiency of production wells at the final stage of gas field development. *Mining of Mineral Deposits*. 2022. Vol. 16, Iss. 2, P. 1-6. <https://doi.org/10.33271/mining16.02.001>
15. Burachok O., Kondrat O., Matkivskiy S. Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development. *E3S Web of Conferences*. 2020. 230.10.1051/e3sconf/202123001010

ВИЗНАЧЕННЯ ПІНОУТВОРЮВАЛЬНОЇ ЗДАТНОСТІ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН МЕТОДОМ РОСС-МАЙЛСА

М. О. Псюк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727141,
e-mail: vng@nimg.edu.ua, psm1974or@gmail.com

Охарактеризовано наслідки, до яких може призвести обводнення газових і газоконденсатних свердловин. Обґрунтовано необхідність інтенсифікації винесення рідини з вибоїв свердловин на поверхню. Наведено коротку характеристику методів запобігання надходженню води на вибій свердловини. Наведено основні недоліки ізоляції газових свердловин. Наведено характеристику методів вилучення води із вибоїв газових свердловин. Перераховано переваги методу інтенсифікації винесення рідини з вибоїв газових свердловин на поверхню за допомогою спінюючих поверхнево-активних речовин і обґрунтовано доцільність його застосування. Розглянуто основні способи введення у свердловину спінюючих поверхнево-активних речовин. Охарактеризовано основні методи визначення піноутворювальних характеристик (спінюваності) поверхнево-активних речовин. Детально розглянуто суть методу Росс-Майлса і принципову схему приладу Росс-Майлса. Перераховано основні переваги методу Росс-Майлса. Наведено технічні характеристики приладу Росс-Майлса. Детально описано порядок проведення лабораторних досліджень методом Росс-Майлса. Наведено результати лабораторних досліджень з визначення піноутворювальної здатності (спінюваності) розчинів поверхнево-активних речовин за методом Росс-Майлса в дистильованій та мінералізованій воді за температур 20 ± 2 °C і 50 ± 2 °C. За результатами проведених лабораторних досліджень поверхнево-активну речовину з найбільшим значенням піноутворювальної здатності (спінюваності) рекомендовано використовувати для інтенсифікації винесення рідини із вибоїв газових свердловин. В результаті цього очікуваний приріст дебіту газової свердловини становить 10 – 15 %. Наведено рекомендації до варіантів введення спінюючих поверхнево-активних речовин у газові свердловини.

Ключові слова: свердловина, вода, газ, обводнення, піна, дебіт газу, поверхнево-активні речовини, піноутворення, інтенсифікація, кратність та стійкість піни, вибій свердловини.

The consequences of water intrusion into gas and gas condensate wells are characterised. The need to intensify the removal of fluids from the bottom of the well to the surface is justified. Methods of preventing water ingress to the bottom of the well are briefly described. The main disadvantages of gas well isolation are considered. The characteristics of the methods of removing water from gas wells are given. The advantages of the method of intensifying the removal of liquid from the bottom of gas wells to the surface by means of foaming surfactants are enumerated and the expediency of its use is substantiated. The main methods of pumping foaming surfactants into the well are considered. The main methods of determining the foaming characteristics of surfactants are characterised. The essence of the Ross-Miles method and the principle scheme of the Ross-Miles device are considered in detail, and the main advantages of the Ross-Miles method in comparison with other methods are enumerated. The technical characteristics of the Ross-Miles apparatus are given. The procedure for carrying out laboratory tests using the Ross-Miles method is described in detail. The results of laboratory studies on the determination of the foaming ability of surfactant solutions in distilled and mineralised water at temperatures of 20 ± 2 °C and 50 ± 2 °C by the Ross-Miles method are given. Based on the results of laboratory tests, it is recommended that the surfactant with the highest foaming ability be used to intensify the removal of liquid from gas wells. As a result, the expected increase in gas well flow rate is 10-15 %. Recommendations for pumping foaming surfactants into gas wells are given.

Key words: well, water, gas, water encroachment, foam, gas flow rate, surfactants, foaming, intensification, multiplicity and stability of foam, well bottom.

Вступ

Одним із найбільш серйозних ускладнень під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин є їх обводнення. Обводнення свердловин найбільше проявляється на пізній (завершальній) стадії розробки газових і газоконденсатних родовищ України. Для завершальної стадії розробки газових (газоконденсатних) ро-

довищ є характерним те, що на вибої газової свердловини поступово скупчується рідина, яка надходить з пласта. Наслідком цього є зниження дебітів газу та, іноді, самоглушіння газової свердловини накопиченою водою.

Методи боротьби з обводненням газових свердловин поділяють на методи запобігання надходженню води на вибій свердловини

(методи, що обмежують приплив води у свердловину) і методи вилучення води із вибою свердловини [1–2].

До методів запобігання надходженню води на вибій свердловини (обмеження припливу води) належать ізолювання свердловини від надходження пластових вод (ізоляція обводнених пропластків цементними розчинами, смолами, полімерами, піною та іншими матеріалами; установлення горизонтальних екранів у свердловині при конусоутворенні вод та інші) та експлуатація свердловин із заниженими дебітами газу, що виключає надходження пластової води на вибій.

Основним недоліком ізоляції свердловини є те, що при ізолюванні в газових свердловинах обводнених пропластків виключається можливість регулювання просування в поклад пластової води і видобування защемленого газу з обводнених зон. В умовах тонкошарової будови пластів ізоляційні роботи можуть призвести до від'єднання частини газонасиченої товщини продуктивного розрізу. Обводнені пропластки досить часто є також основними каналами надходження газу в свердловину. Тому їх ізолювання призводить до зменшення дебітів газу.

Способи вилучення води із газових (газоконденсатних) свердловин поділяють на газогідродинамічні, механізовані та фізико-хімічні [3–6].

Газогідродинамічні методи вилучення води із свердловин ґрунтуються на підтримуванні у стовбурі свердловини такої швидкості руху газу, при якій рідина виносить його потоком. Неперервне вилучення рідини з вибою має місце при швидкостях руху газу, що становлять більше 5 м/с в колонах насосно-компресорних труб (НКТ) діаметром 63–76 мм [4]. До газогідродинамічних методів вилучення води відносяться вибір раціональної конструкції колони НКТ (діаметра і глибини спуску); періодичні продування свердловин в атмосферу по факельній лінії та обладнання колони ліфтових труб вибійним і ліфтовими диспергаторами з метою створення однорідного високодисперсного газорідинного потоку за рахунок механічного і акустичного диспергування рідини (за рахунок зниження втрат тиску в стовбурі свердловини шляхом створення в ліфтових трубах однорідної структури газорідинного потоку). Найбільш поширеним у промисловій практиці з цих методів є періодичні продування свердловин.

Механізовані методи полягають у відкачуванні рідини з газових свердловин глибинними насосами. Застосування глибинних насосів для вилучення води із газових свердловин є доціль-

ним на пізній стадії експлуатації газового покладу при значних об'ємах води, що надходить, і у випадку, якщо ізолювання джерел обводнення з певних причин не має сенсу (економічно невігідна) чи неможлива. Проте, цей спосіб вилучення води із свердловин застосовується рідко з причини складності обладнання та його недовговічності в корозійно-агресивному середовищі.

Фізико-хімічні способи вилучення води ґрунтуються на штучному продовженні періоду природного фонтанування свердловини за рахунок дії на газорідинний потік у ліфтових трубах фізичними полями, запомповування у свердловину спінюючих поверхнево-активних речовин (ПАР) та різних хімреагентів, які взаємодіють між собою або з пластовою водою. До даної групи належать такі способи винесення рідини з вибоїв газових свердловин: диспергування рідини шляхом дії на газорідинний потік фізичними полями (наприклад, магнітним), яке призводить до зменшення поверхневого натягу рідини на межі з газом; електроліз води на вибої свердловини за допомогою спеціальних вибійних пристроїв, що супроводжується виділенням газу; періодичне чи безперервне подавання твердих або рідких спінюючих ПАР у затрубний простір свердловини чи в НКТ та інші.

Найбільш розповсюдженим у промисловій практиці з-поміж фізико-хімічних методів вилучення води є подавання в свердловину спінюючих ПАР у рідкому вигляді. Суть цього способу полягає в тому, що при запомповуванні водного розчину ПАР у свердловину розчиненні його в пластовій воді та проходженні через нього газу, утворюється піна. Оскільки густина піни значно менша від густини води, то вона виносить потоком газу при низьких швидкостях – 0,1–0,2 м/с [4], що майже 50 разів менша, ніж для води.

В газовидобувній промисловості для вилучення води із свердловин найчастіше використовуються такі ПАР, як савенол SWP, савенол NWP, превоцел, сульфанол, препарат ОС-20, Сольпен, дисольван, натрієві солі сульфокислот, циклімід, синтанол ДС-10, синтанол АЛМ-2, синтанол АССЕ-12, піноутворювач “СОФІР”, барватекс-5, “ТЕАС-М”, Блок-84, піноутворювачі ПО-1, ПО-3А; барвамід 2К, неонол АФ-09-10, неонол АФ-09-12, олеокс-5, ПКД-515, “Сонбур-1101”, “ТЕАС-М”, синтамід-5К та інші. На практиці при обробленнях свердловин, як правило, використовують водні розчини ПАР із масовою концентрацією від 5 до 30 % [4]. Запомповують ПАР у газові сверд-

ловини за допомогою насосних агрегатів, інгібіторопроводів (централізоване подавання ПАР у свердловини) і за допомогою пригирлових дозуючих пристроїв типу “Лотос” [2,4]. Пневматичні комплекси “Лотос” забезпечують циклічне подавання фіксованих об’ємів розчину ПАР у затрубний простір свердловини за заданою програмою або при збільшенні різниці між тисками в затрубному просторі і в колекторі чи зменшенні дебіту газу (перепаду тиску в штуцері на викиді фонтанної арматури) внаслідок нагромадження рідини на вибїю свердловини більше заданої величини. Розчинником ПАР у пригирлових дозаторах є технічна або пластова вода, яку виділяють з газорідного потоку за допомогою сепаратора, розміщеного біля свердловини (на установці підготовки). Пневматичні дозуючі комплекси “Лотос” зазвичай використовуються, якщо відсутні інгібіторопроводи.

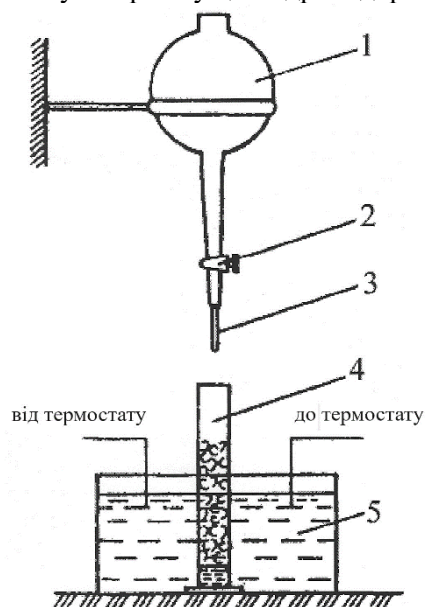
Мета роботи полягає у визначенні піноутворювальних характеристик ПАР методом Росс-Майлса і у виборі найефективніших ПАР для винесення води із вибоїв газових свердловин.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Фактично до цього часу відсутня універсальна уніфікована методика оцінки піноутворюючих властивостей ПАР, ще не розроблені стандартизовані методики оцінки піноутворюючої здатності ПАР і нема універсального методу її визначення. До певної міри показником активності ПАР є її гідрофільно-ліпофільний баланс (ГЛБ). [4]. Максимальною піноутворюючою властивістю характеризуються ПАР з ГЛБ 9-15 умовних одиниць. Основним і дуже вагомим недоліком системи ГЛБ є те, що вона є трудомісткою і недостатньо надійною у визначенні і не дає змогу здійснювати кількісні розрахунки. І, як наслідок наведеного вище, система ГЛБ для оцінки активності ПАР майже не використовується. Тому на практиці тип ПАР і їх оптимальну концентрацію у спінюваній рідині (для вибору найбільш ефективних ПАР для інтенсифікації винесення води із вибоїв газових (газоконденсатних свердловин) визначають за даними лабораторних досліджень, в яких визначають піноутворювальну здатність, тобто кратність піни K (відношення об’єму піни до об’єму рідини, з якої вона утворилася), її стійкість S (величина, зворотна об’ємній швидкості виділення 50 % рідини, пов’язаної в піну) і швидкість руйнування піни [4, 7–9]. Для ви-

значення наведених вище піноутворювальних характеристик ПАР у лабораторіях використовують різні методи, зокрема: метод відповідний ГОСТ 6948-70 (згідно з цим методом піну готують шляхом продування повітрям і визначають стійкість та кратність піни), метод Росс-Майлса (цей метод затверджений Міжнародною організацією із стандартизації (ІСО)) та інші. Ці методи описані в [10–13]. В методі згідно з ГОСТ 6948-70 різними лабораторіями, науково-дослідними інститутами, науковцями використовуються різні лабораторні установки. Схема однієї з використовуваних лабораторних установок наведена в [10]. Згідно з методом Росс-Майлса піну готують способом виливання, виливаючи 200 мл розчину ПАР в дистильованій та мінералізованій воді на поверхню того ж розчину (50 мл) через калібрований капіляр діаметром $1,9 \pm 0,02$ мм з висоти 450 мм. Потім вимірюють в термостатованих умовах (при температурах 20 ± 2 °С і 50 ± 2 °С) висоту стовпа отриманої, таким чином піни (в мм) зразу ж після виливання (H_0) і через 3, 5 і 10 хвилин (H_3 , H_5 і H_{10}). Стійкість піни S визначають як відношення: $S = H_5 / H_0$. В [14–16] наведено схему приладу Росс-Майлса і детально описано метод Росс-Майлса (порядок проведення лабораторних досліджень).

Принципова схема приладу Росс-Майлса (ТУ 4321-001-07609129-00) показана на рис. 1. Лійка 1 зафіксована таким чином, що відстань між нижнім зрізом трубки 3 і вихідною поверхнею розчину в мірному циліндрі 4 дорівнює



1 – лійка; 2 – кран; 3 – трубка (піпетка);
4 – мірний циліндр; 5 – ємність

Рисунок 1 – Принципова схема приладу Росс-Майлса

450 мм. Мірний циліндр розміщений у водяній бані (водяній сорочці) з двома виводами для з'єднання з термостатом. Внутрішній діаметр циліндра становить 65 мм. Калібрована трубка довжиною 70 мм виконана з нержавіючої сталі, її внутрішній діаметр дорівнює $1,9 \pm 0,02$ мм. Ємність 5, що виготовлена із прозорого матеріалу, призначена для термостатування мірного циліндру і його вмісту прокачуванням термостатуючої рідини. Прилад закріплюють на штативі.

У мірний циліндр 4, в якому міститься спочатку 50 мл розчину ПАР, з лійки 1 через трубку 3 виливають 200 мл того ж розчину. По закінченні витікання одночасно із закриттям крану 2 вмикають секундомір і вимірюють висоту стовпа піни в мірному циліндрі зразу після виливання (піноутворююча здатність) і через 3, 5, 10 хв після закінчення піноутворення (для визначення стійкості піни).

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Для оцінки піноутворювальної здатності ПАР зазвичай використовується метод, що відповідає ГОСТ 6948-70 приготування піни здійснюють продуванням повітрям і визначають стійкість та кратність піни). Для цього методу необхідні досить складні лабораторні установки. Метод є досить трудомістким і вимагає значних затрат часу. Метод Росс-Майлса є більш простим у виконанні і менш часозатратним.

Постановка задачі

Основною метою статті є визначення піноутворювальних характеристик ПАР методом Росс-Майлса, тобто у вимірюванні висоти стовпа піни в мірному циліндрі одразу після виливання (що відповідає піноутворюючій здатності) і через 3, 5, 10 хв після закінчення піноутворення (стійкість піни $S = H_5/H_0$).

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Метод Росс-Майлса застосовується для визначення піноутворювальних характеристик ПАР та мийних засобів (згідно з ДСТУ ISO 696:2005). Для реалізації методу використовують прилад Росс-Майлса. У табл. 1 наведено технічні характеристики приладу Росс-Майлса.

Крім приладу Росс-Майлса в лабораторіях іноді використовується аналог приладу Росс-Майлса (об'єм 200 см³) – ділильна лійка [17]. У ділильну лійку об'ємом 200 см³ наливають розчин ПАР та закріплюють її на лабораторному штативі таким чином, щоб її вихідний отвір

Таблиця 1 – Технічні характеристики приладу Росс-Майлса

| Технічні характеристики | Числове значення (діапазон вимірювання) |
|---|---|
| Діапазон вимірювання висоти стовпа піни, мм | Від 0 до 920 |
| Ціна поділки шкали, мм | 2 |
| Границя допустимої похибки, мм | ± 2 |
| Габаритні розміри, мм | 400 × 310 × 1630 |

ділильної лійки знаходився на відстані 900 мм від рівня рідини у циліндрі. Забезпечують потрапляння струменя розчину ПАР у центральну частину лабораторного циліндра. Відкривають кран ділильної лійки, включають секундомір та вимірюють висоту стовпчика піни у мм (H_0). Через 5 хвилин знову вимірюють висоту стовпчика піни у мм (H_5). Відношення одержаних результатів – це показник стійкості піни $S = H_5/H_0$. По кожному досліджуваному розчину проводять не менше 5-7 вимірювань та оцінюють достовірність результатів шляхом математичної статистичної обробки.

У лабораторії експлуатації газових і газоконденсатних свердловин та підвищення газоконденсатовилучення із пластів (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу) були проведені лабораторні дослідження з визначення піноутворювальної здатності (спінюваності) ПАР методом Росс-Майлса. Лабораторні дослідження проводились з розчинами ПАР вдилюваної та мінералізованої воді (барвтекс-5, сульфанол, циклімід і синтанол АЛМ-2) за температур 20 ± 2 °С і 50 ± 2 °С. Мінералізовану воду готували шляхом розчинення солі NaCl у воді (вміст NaCl 100 г/л) або використовувались проби (зразки) пластової води, відібраної із свердловин.

Результати лабораторних досліджень з визначення піноутворювальної здатності (спінюваності) розчинів ПАР у дистильованій воді (барвтекс-5, сульфанол, циклімід і синтанол АЛМ-2) методом Росс-Майлса (при концентраціях 0,1 % мас., 0,25 % мас. і 0,5 % мас.) за температури 20 ± 2 °С наведені в табл. 2.

Результати лабораторних досліджень з визначення піноутворювальної здатності (спінюваності) розчинів ПАР у дистильованій воді (барвтекс-5, сульфанол, циклімід і синтанол АЛМ-2) методом Росс-Майлса (при концентраціях 0,1 % мас., 0,25 % мас. і 0,5 % мас.) за температури 50 ± 2 °С наведені в табл. 3.

Таблиця 2 – Результати лабораторних досліджень із визначення піноутворювальної здатності (спінюваності) розчинів ПАР у дистильованій воді (барвтекс-5, сульфано́л, циклі́мід і синтанол АЛМ-2) методом Росс-Майлса (при концентраціях 0,1 % мас., 0,25 % мас. і 0,5 % мас.) за температури 20 ± 2 °С

| Висота стовпа піни, мм | ПАР, концентрація, в % мас. | | | | | | | | | | | |
|------------------------|-----------------------------|------|-----|------------|------|-----|-----------|------|-----|----------------|------|-----|
| | барвтекс-5 | | | сульфано́л | | | циклі́мід | | | синтанол АЛМ-2 | | |
| | 0,1 | 0,25 | 0,5 | 0,1 | 0,25 | 0,5 | 0,1 | 0,25 | 0,5 | 0,1 | 0,25 | 0,5 |
| H ₀ | 179 | 181 | 219 | 322 | 357 | 385 | 251 | 270 | 284 | 214 | 233 | 251 |
| H ₃ | 145 | 163 | 184 | 253 | 289 | 314 | 208 | 235 | 254 | 180 | 197 | 210 |
| H ₅ | 152 | 168 | 177 | 227 | 258 | 290 | 193 | 204 | 219 | 162 | 184 | 193 |
| H ₁₀ | 121 | 136 | 154 | 210 | 242 | 269 | 182 | 196 | 207 | 145 | 157 | 169 |

Таблиця 3 – Результати лабораторних досліджень із визначення піноутворювальної здатності (спінюваності) розчинів ПАР у дистильованій воді (барвтекс-5, сульфано́л, циклі́мід і синтанол АЛМ-2) методом Росс-Майлса (при концентраціях 0,1 % мас., 0,25 % мас. і 0,5 % мас.) за температури 50 ± 2 °С

| Висота стовпа піни, мм | ПАР, концентрація, в % мас. | | | | | | | | | | | |
|------------------------|-----------------------------|------|-----|------------|------|-----|-----------|------|-----|----------------|------|-----|
| | барвтекс-5 | | | сульфано́л | | | циклі́мід | | | синтанол АЛМ-2 | | |
| | 0,1 | 0,25 | 0,5 | 0,1 | 0,25 | 0,5 | 0,1 | 0,25 | 0,5 | 0,1 | 0,25 | 0,5 |
| H ₀ | 215 | 223 | 234 | 356 | 391 | 421 | 284 | 305 | 322 | 247 | 268 | 289 |
| H ₃ | 181 | 199 | 220 | 288 | 325 | 348 | 249 | 276 | 287 | 209 | 223 | 231 |
| H ₅ | 173 | 188 | 197 | 262 | 297 | 324 | 238 | 251 | 261 | 194 | 207 | 219 |
| H ₁₀ | 162 | 170 | 182 | 245 | 276 | 298 | 220 | 232 | 243 | 182 | 198 | 204 |

Таблиця 4 – Результати лабораторних досліджень із визначення піноутворювальної здатності (спінюваності) розчинів ПАР у мінералізованій воді (барвтекс-5, сульфано́л, циклі́мід і синтанол АЛМ-2) методом Росс-Майлса за температури 20 ± 2 °С

| Висота стовпа піни, мм | ПАР, концентрація, в % мас. | | | | | | | | | | | |
|------------------------|-----------------------------|------|-----|------------|------|-----|-----------|------|-----|----------------|------|-----|
| | барвтекс-5 | | | сульфано́л | | | циклі́мід | | | синтанол АЛМ-2 | | |
| | 0,1 | 0,25 | 0,5 | 0,1 | 0,25 | 0,5 | 0,1 | 0,25 | 0,5 | 0,1 | 0,25 | 0,5 |
| H ₀ | 130 | 152 | 170 | 271 | 298 | 324 | 204 | 219 | 235 | 165 | 184 | 204 |
| H ₃ | 97 | 115 | 134 | 219 | 247 | 286 | 157 | 183 | 201 | 129 | 146 | 160 |
| H ₅ | 84 | 97 | 115 | 206 | 236 | 258 | 144 | 156 | 167 | 114 | 133 | 145 |
| H ₁₀ | 71 | 83 | 100 | 189 | 220 | 241 | 132 | 147 | 153 | 95 | 105 | 118 |

Таблиця 5 – Результати лабораторних досліджень із визначення піноутворювальної здатності (спінюваності) розчинів ПАР у мінералізованій воді (барвтекс-5, сульфано́л, циклі́мід і синтанол АЛМ-2) методом Росс-Майлса за температури 50 ± 2 °С

| Висота стовпа піни, мм | ПАР, концентрація, в % мас. | | | | | | | | | | | |
|------------------------|-----------------------------|------|-----|------------|------|-----|-----------|------|-----|----------------|------|-----|
| | барвтекс-5 | | | сульфано́л | | | циклі́мід | | | синтанол АЛМ-2 | | |
| | 0,1 | 0,25 | 0,5 | 0,1 | 0,25 | 0,5 | 0,1 | 0,25 | 0,5 | 0,1 | 0,25 | 0,5 |
| H ₀ | 163 | 182 | 201 | 304 | 330 | 358 | 236 | 249 | 264 | 194 | 216 | 238 |
| H ₃ | 125 | 143 | 162 | 252 | 276 | 302 | 185 | 203 | 215 | 156 | 174 | 191 |
| H ₅ | 98 | 117 | 139 | 245 | 264 | 274 | 172 | 182 | 193 | 144 | 161 | 175 |
| H ₁₀ | 76 | 95 | 114 | 238 | 247 | 251 | 161 | 170 | 181 | 127 | 142 | 154 |

Результати лабораторних досліджень з визначення спінюваності розчинів ПАР у мінералізованій воді (барвтекс-5, сульфано́л, циклі́мід і синтанол АЛМ-2) за методом Росс-Майлса (при концентраціях 0,1 % мас., 0,25 % мас. і 0,5 % мас.) за температури 20 ± 2 °С наведено в табл. 4.

Результати лабораторних досліджень з визначення спінюваності розчинів ПАР у мінералізованій воді (барвтекс-5, сульфано́л, циклі́мід і синтанол АЛМ-2) за методом Росс-Майлса (при концентраціях 0,1 % мас., 0,25 % мас. і 0,5 % мас.) за температури 50 ± 2 °С наведено в табл. 5.

Результати лабораторних досліджень свідчать про те, що найкраща піноутворювальна здатність (спінюваність) відповідає сульфанолю. Зокрема, висота стовпа піни для сульфазолу у мінералізованій воді зразу після виливання H_0 за температури 50 ± 2 °С за концентрацій 0,1 % мас., 0,25 % мас. і 0,5 % мас. становить відповідно 304 мм, 330 мм і 358 мм. Висота стовпа піни для сульфазолу у мінералізованій воді одразу після виливання H_0 за температури 20 ± 2 °С при концентраціях 0,1 % мас., 0,25 % мас. і 0,5 % мас. становить відповідно 271 мм, 298 мм і 324 мм.

Отже, найкраща піноутворювальна здатність (спінюваність) з досліджуваних ПАР у сульфанолю. Зокрема, висота стовпа піни для сульфазолу у мінералізованій воді одразу після виливання H_0 за температури 50 ± 2 °С і концентрацій 0,1 % мас., 0,25 % мас. і 0,5 % мас. становить відповідно 304 мм, 330 мм і 358 мм. Висота стовпа піни для сульфазолу у мінералізованій воді одразу після виливання H_0 за температури 20 ± 2 °С при концентраціях 0,1 % мас., 0,25 % мас. і 0,5 % мас. становить відповідно 271 мм, 298 мм і 324 мм.

Висновки

З результатів лабораторних досліджень випливає, що найкращою піноутворювальною здатністю (спінюваністю) з-поміж досліджуваних ПАР характеризується хімічний реагент сульфанол. Отже, для боротьби зі скупченням рідини на вибоях газових і газоконденсатних свердловин рекомендуємо використовувати саме цей хімічний реагент. Приріст дебіту газової свердловини в результаті застосування поверхнево-активної речовини сульфанолю з метою інтенсифікації винесення води із вибоїв газових свердловин становить 10 – 15 %. Подавати водний розчин ПАР сульфанолю у свердловини можна, як вже було наведено вище, за допомогою інгібіторопроводів, насосних агрегатів і пригирлових дозуючих пристроїв типу “Лотос”.

Література

1. Бойко В.С., Бойко Р.В., Кеба Л.М., Семінський О.В. Обводнення газових і нафтових свердловин. Том 3. Особливості експлуатації свердловин. Книга 2; За редакцією В.С. Бойка. Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. 679 с.

2. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: навчальний посібник. Івано-

Франківськ: Факел, 2003. 434 с. ISBN 5–11–00081–3.

3. Бойко В.С., Бойко Р.В., Кеба Л.М., Семінський О.В. Обводнення газових і нафтових свердловин. Том 3. Особливості експлуатації свердловин. Книга 1. Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. 713 с.

4. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. К.: Львів, 1996. 620 с. ISBN 5-335-01293-5.

5. Кондрат Р. М., Матіішин Л. І. Вибір технологічного режиму роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин під час введення у НКТ твердих піноутворювальних ПАР. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2022. № 4(85). С. 62-70. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-4\(85\)-62-70](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-4(85)-62-70).

6. Кондрат Р.М., Матіішин Л.І. Аналіз умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2023. № 1(86). С. 46-53. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1\(86\)-46-53](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1(86)-46-53).

7. Бойко В.С., Франчук І.А., Іванов С.І., Бойко Р.В. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах: Монографія. Київ, 2004. 400 с. ISBN 966-694-012-4.

8. Амیان В.А., Амیان А.В., Казакевич Л.В., Бекиш Е. Н. Применение пенных систем в нефтегазодобыче: Учебное пособие [Текст]. М.: Недра, 1987. 229 с.

9. Джеймс Ли, Генри В. Никенс, Майкл Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Пер. с англ. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. 384 с.

10. Кондрат О.Р., Петрущак С.М. Лабораторні дослідження з винесення рідини із газових і газоконденсатних свердловин за допомогою твердих поверхнево-активних речовин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 3(64). С. 76 – 83.

11. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни “Технологія виробництва мила та миючих засобів” для студентів ІV курсу напряму 6.051701 “Харчові технології та інженерія” та студентів V курсу спеціальності 7,8.05170102 “Технології жирів і жирозамінників”. / Укл.: М.Я. Кузьменко, Л.Л. Руднева, А.В. Кобзар. Дніпропетровськ: ДВНЗ УДХТУ, 2013. 41 с.

12. ГОСТ 22567.1-77 (СТ СЭВ 4155 – 83). Средства моющие синтетические. Метод определения пенообразующей способности. (с 01.07.1978). Госстандарт, 1977. 6 с.

13. Гасумов Р.А., Калинин А.В., Гейхман М.Г. Пенные системы для бурения и ремонта скважин. М.: ИРЦ Газпром, 2008. 269 с.

14. <https://elementum.kz/laboratory-instruments-made-of-glass#p827>.

15. https://agrovektor.com/physical_product/3184875-pribor-ross-maylsa-dlya-opredeleniya-penoobrazuyuschih-svoystv-moyuschih-veschestv-bez-shtativa.html.

16. Речовини поверхнево-активні. Визначення піноутворювальної здатності модифікованим методом Росс-Майлса: ДСТУ ISO 696:2005 (ISO 696-1975, IDT). [Чинний від 2007-01-01]. К.: Держспоживстандарт України, 2007. 11 с. (Національний стандарт України).

17. Бохан Ю.В., Форостовська Т.О. Скринінг якості косметичних миючих засобів для волосся на прикладі шампунів. *Міжнародний науковий журнал «Грааль науки»*. 2021. № 8 (вересень, 2021). С. 153–157. (секція XI. Хімія, хімічна та біоінженерія). DOI: [10.36074/grail-of-science.24.09.2021.30](https://doi.org/10.36074/grail-of-science.24.09.2021.30).

References

1. Boiko V.S., Boiko R.V., Keba L.M., Seminskyi O.V. Obvodnennia hazovykh i naftovykh sverdlvovyn. Tom 3. Osoblyvosti ekspluatatsii sverdlvovyn. Knyha 2. Za redaktsiieiu V.S. Boika. Ivano-Frankivsk: Nova Zoria, 2011. 679 p. [in Ukrainian]

2. Akulshyn O.I., Akulshyn O.O., Boiko V.S., Doroshenko V.M., Zarubin Yu.O. Tekhnolohiia vydobuvannia, zberihannia i transportuvannia nafty i hazu: Navchalnyi posibnyk. Ivano-Frankivsk: Fakel, 2003. 434 p. ISBN 5–11–00081–3. [in Ukrainian]

3. Boiko V.S., Boiko R.V., Keba L.M., Seminskyi O.V. Obvodnennia hazovykh i naftovykh sverdlvovyn. Tom 3. Osoblyvosti ekspluatatsii sverdlvovyn. Knyha 1. Za redaktsiieiu V.S. Boika. Ivano-Frankivsk: Nova Zoria, 2011. 713 p. [in Ukrainian]

4. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / Za zah. red. doktoriv tekhnichnykh nauk V. S. Boika, R. M. Kondrata, R. S. Yaremiichuka. K.: Lviv, 1996. 620 p. ISBN 5–335–01293–5. [in Ukrainian]

5. Kondrat R. M., Matiishyn L. I. Vybir tekhnolohichnogo rezhymu roboty obvodnennykh hazovykh i hazokondensatnykh sverdlvovyn pid chas vvedennia u NKT tverdykh pinoutvoriuvalnykh PAR. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2022. No 4(85). P. 62–70. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-4\(85\)-62-70](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-4(85)-62-70). [in Ukrainian]

6. Kondrat R.M., Matiishyn L.I. Analiz umov stabilnoi roboty obvodnennykh hazovykh i hazokondensatnykh sverdlvovyn. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2023. No 1(86). P. 46–53. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1\(86\)-46-53](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1(86)-46-53). [in Ukrainian]

7. Boiko V.S., Franchuk I.A., Ivanov S.I., Boiko R.V. Ekspluatatsiia sverdlvovyn u nestiikykh kolektorakh: Monohrafiia. Kyiv, 2004. 400 p. ISBN 966–694–012–4. [in Ukrainian]

8. Amyian V. A., Amyian A. V., Kazakevych L. V., Bekysh E. N. Prymenenye pennykh system v neftehadzodobyche: Uchebnoe posobye [Tekst] / M.: Nedra, 1987. 229 p. [in Russian]

9. Dzheyms Li, Genri V. Nikens, Maykl Uells. Ekspluatatsiia obvodnyayuschihsysa gazovykh skvazhin. Tehnologicheskie resheniya po udalenyu zhidkosti iz skvazhin / Per. s angl. M.: OOO «Premium Inzhiniring», 2008. 384 p. [in Russian]

10. Kondrat O.R., Petrushchak S.M. Laboratori doslidzhennia z vynesennia ridyny iz hazovykh i hazokondensatnykh sverdlvovyn za dopomohoiu tverdykh poverkhnevo-aktyvnykh rehovyn. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2017. No 3(64). P. 76 – 83. [in Ukrainian]

11. Metodychni vkazivky do vykonannia laboratornykh robot z dystsypliny “Tekhnolohiia vyrobnytstva myla ta myiuchykh zasobiv” dlia studentiv IV kursu napriamu 6.051701 “Kharchovi tekhnolohii ta inzheneriia” ta studentiv V kursu spetsialnosti 7,8.05170102 “Tekhnolohii zhyriv i zhyrozaminnykiv”. / Ukl.: M.Ia. Kuzmenko, L.L. Rudnieva, A.V. Kobzar. Dnipropetrovsk: DVNZ UDKhTU, 2013. 41 p. [in Ukrainian]

12. HOST 22567.1-77 (ST SЭV 4155 – 83). Sredstva moiushchye syntetycheskye. Metod opredeleniya penoobrazuyushchei sposobnosti. (s 01.07.1978). Hosstandart, 1977. 6 p. [in Russian]

13. Gasumov R.A., Kalinkin A.V., Geyhman M.G. Pennyie sistemyi dlya bureniya i remonta skvazhin. M.: IRTs Gazprom, 2008. 269 p. [in Russian]

14. <https://elementum.kz/laboratory-instruments-made-of-glass#p827>.

15. https://agrovektor.com/physical_product/3184875-pribor-ross-maylsa-dlya-opredeleniya-penoobrazuyuschih-svoystv-moyuschih-veschestv-bez-shtativa.html.

16. Rehovyny poverkhnevo-aktyvni. Vyznachennia pinoutvoriuvanoi zdatsnosti modyfikovanyim metodom Ross-Mailsa: DSTU ISO 696:2005 (ISO 696-1975, IDT). [Chynnyi vid 2007-01-01]. K.: Derzhspozhyvstandart Ukrainy, 2007. 11 p. [in Ukrainian]

17. Bokhan Yu.V., Forostovska T.O. Skryninh yakosti kosmetychnykh myiuchykh zasobiv dlia volossia na prykladi shampuniv. *Mizhnarodnyi naukovyi zhurnal «Hraal nauky»*. 2021. No 8 (veresen, 2021). P. 153–157. (seksiia XI. Khimiia, khimichna ta bioinzheneriia). DOI: [10.36074/grail-of-science.24.09.2021.30](https://doi.org/10.36074/grail-of-science.24.09.2021.30). [in Ukrainian]

ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ З УСТАНОВЛЕННЯМ ГЕНЕРАТОРОМ ОСЬОВИХ КОЛИВАНЬ

О. О. Слабий, Я. С. Гриджук, Т. І. Кондур, І. Ю. Мохній

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

Генератори осьових коливань широкого застосовуються під час спорудження похило-скерованих свердловин з метою зменшення сил опору рухові бурильної колони. Дана робота присвячена створенню імітаційної моделі для дослідження вібраційних процесів, що виникають у бурильній колоні довільної конструкції зі встановленим генератором осьових коливань у процесі спорудження похило-скерованих свердловин заданого профілю. Використання даної моделі дасть змогу оцінити ефективність генератора осьових коливань у різних умовах буріння. Проведено аналіз та декомпозицію досліджуваного об'єкту на окремі елементи та розроблено їх математичні моделі. Математичні моделі створювались, виходячи із прийнятих припущень, які спрощують отримання розв'язку. При цьому із достатньою точністю вони описують процес взаємодії бурильної колони із стінками свердловини. Під час створення моделі за основу взято soft-string модель бурильної колони. Взаємодія бурильної колони із стінкою свердловини описана моделлю тертя Стрібека. Для моделювання ефекту зменшення осьової сили на долоті враховано швидкість поглиблення вибою свердловини. На основі створеної математичної моделі розроблено бібліотеку імітаційних моделей окремих елементів бурильної колони у мові Modelica. Зі створених імітаційних моделей синтезовано імітаційну модель бурильної колони. Розроблена імітаційна модель дає змогу описати динаміку бурильної колони довільної конструкції із одним генератором осьових коливань, що знаходиться в свердловині довільного профілю. Для вивчення процесу поглиблення вибою свердловини проведено чисельні експерименти для бурильної колони із робочим та вимкненим генератором осьових коливань. Проаналізовано результати чисельних експериментів та оцінено вплив генератора осьових коливань на зменшення сил опору рухові бурильної колони.

Ключові слова: сили опору рухові, осьові вібрації, динамічний коефіцієнт тертя, бурильна колона, похило-скерована свердловина.

The use of axial oscillation generators has become common in constructing inclined wells to reduce the resistance forces of the moving drill string. This study focuses on creating a simulation model to analyze axial vibration processes in a drill string with an axial oscillation tool installed during the construction of inclined-directed wells of a given profile. The model will help evaluate the efficiency of the axial oscillation tool under different operating conditions. The study analyzed and decomposed the drill string into separate elements and developed their mathematical models. These models were created based on assumptions to reduce numerical complexity but accurately describe the interaction between the drill string and the well walls. The soft-string model of the drill string was used as a basis in creating the model, and the interaction of the drill string with the well wall was described by the Stribeck friction model. The rate of penetration of the wellbore was also factored in to simulate the effect of reducing the axial force on the bit. A library of simulation models of drill string elements based on the mathematical model was developed in the Modelica language. These models were used to synthesize a simulation model of the drill string, which can describe the dynamics of a drill string of arbitrary design with one axial oscillation tool located in a well of arbitrary profile. Numerical experiments were then conducted to study the process of deepening a well blowout under various parameters and modes of operation of the axial oscillation tool. The results of these experiments were analyzed to determine the effect of the axial oscillation tool on reducing the resistance forces of the moving drill string.

Keywords: drag force, axial vibrations, dynamic friction coefficient, drill string, inclined-directed well.

Вступ

Із розвитком технологій та техніки похило-скероване буріння набуло значного поширення при спорудженні свердловин. Завдяки цьому способу з'явилась можливість розробляти родовища, на яких побудова вертикальних свердловин була неможливою, економічно недоцільною або обмеженою законодавчим регулюванням. Також похило-скеровані свердловини пок-

ращують якість розкриття продуктивних пластів за рахунок збільшення дренажної зони та дають змогу ефективніше розробляти родовища в складних геологічних умовах.

Процес спорудження похило-скерованих свердловин характеризується додатковими технологічними задачами, які потребують вирішення. Однією із таких задач є потреба в подоланні значних сил опору поздовжньому рухові

бурильної колони. Дані сили виникають завдяки тому, що на похилих ділянках свердловини бурильна колона перебуває в постійному контакті із стінкою. Внаслідок цієї взаємодії виникають сили тертя, що чинять опір переміщенню бурильної колони. Це зменшує осьову силу на долоті, що впливає на ефективність спорудження свердловини. Створення в такому випадку необхідної осьової сили на долоті за рахунок зменшення зусилля на гаку бурової вежі має вузьке коло застосування [1]. По перше, величина додаткового зусилля, що може бути прикладене таким чином, не може перевищити величину зусилля на гаку. Окрім цього, через зменшення сили на гаку в бурильній колоні можуть виникнути критичні осьові сили, які призведуть до втрати нею стійкості [2].

Отже, існує потреба у пошуку інших рішень подолання сил опору, одним із яких є включення до компоновки бурильної колони генераторів осьових коливань (ГОК). Основна ідея використання ГОК полягає в тому, що на ділянці бурильної колони де діють осьові коливання виникають сили тертя руху, які є набагато менші за сили тертя спокою, а отже, загальна сила тертя опору переміщенню бурильної колони зменшується. Однак для ефективного застосування ГОК потрібно добре розуміти динамічні процеси, що відбуваються в бурильній колоні. Вивченню таких процесів і присвячена дана робота.

Аналіз сучасних досліджень та публікацій

Вібрації бурильної колони у свердловині, які генеруються ГОК, є одним із ефективних засобів зменшення тертя та покращення передачі осьового навантаження у процесі буріння глибоких скерованих та горизонтальних свердловин. Однак, для їх ефективного застосування слід проводити динамічне моделювання бурильної колони із встановленим ГОК. Дана задача характеризується неповнотою інформації, потребує врахування значної кількості факторів, є математично складною та нелінійною. Зважаючи на технічну складність проведення промислових і лабораторних досліджень, одним із основних напрямків вивчення динаміки бурильної колони із встановленим ГОК є створення математичних моделей, їх розв'язання чисельними методами з подальшим аналізом отриманих результатів. До чисельної складності таких моделей висуваються додаткові вимоги з метою забезпечення можливості їх застосування в промислових рішеннях. Тому, як правило, на сьогодні в більшості робіт використовується

soft-string модель бурильної колони, в якій секції труб подаються важкою ниткою, тобто вважається, що вони не володіють жорсткістю на згин [3–7].

Застосування підходу, в якому вважається, що секції бурильних труб володіють жорсткістю на згин (stiff-string модель) розглянута в роботі [8], де досліджуються величини сил опору рухові бурильної колони без врахування можливості встановлення ГОК.

В роботі [3] запропоновано підхід до прогнозування вібраційних навантажень у різних перерізах бурильної колони із встановленим ГОК із використанням передавальних матриць. Коефіцієнти передавальних обчислювались шляхом розв'язання представленої моделі бурильної колони в частотній області. Для перевірки адекватності запропонованого підходу проведено порівняльний аналіз отриманих результатів із промисловими записами вібрацій. Хоча в публікації говориться про достатню точність моделі у всьому діапазоні частот, однак опис сил опору рухові бурильної колони за допомогою лінійного в'язкого тертя з приведеним коефіцієнтом демпфування не дає можливості з достатньою точністю описати взаємодію бурильної колони із стінкою свердловини, а отже, дослідити вплив роботи ГОК на них. Зважаючи на те, що точність моделювання сил опору рухові бурильної колони є критично важливою для даного виду досліджень, в більшості робіт автори використовують більш складні нелінійні моделі тертя та, відповідно, проводять розв'язання у часовій області. На сьогодні найбільшого поширення набуло використання моделі тертя Стрібека (Stribeck)[4; 5; 9] або моделі гістерезисного тертя Дала (Dahl)[10; 11]. Хоча модель Стрібека чітко встановлює залежність між силою опору рухові і відносною швидкістю двох тіл, однак проведені лабораторні експерименти [7; 11–13] вказують, що модель Дала краще описує отримані лабораторні криві. Розбіжність між аналітичними моделями та лабораторними даними залишається достатньо великою, щоб робити висновки про можливість точного опису процесу взаємодії між бурильною колоною і стінкою свердловини за допомогою аналітичної моделі тертя.

На сьогодні розроблена значна кількість конструкцій ГОК, які працюють за різними фізичними принципами та генерують коливання різної форми та параметрів. Так, найбільш поширеними є конструкції ГОК, що використовуються в промисловості, отримують енергію від потоку промивальної рідини та генерують синусоїдні, трапецієвидні та пилкоподібні фор-

ми коливань [14; 15]. Математична модель роботи ГОК, що генерує синусоїдні коливання та працює за принципом пульсації тиску промивальної рідини, що є результатом часткового перекриття отвору планшайбою, яка приводиться в рух гвинтовим двигуном, детально розглянута в роботі [16]. Однак в більшості робіт ГОК описують за допомогою спрощених моделей. Найбільш поширеним є представлення ГОК у бурильній колоні у вигляді пружного тіла, до одного кінця якого прикладається збурююча сила із заданими параметрами (форма коливань, амплітуда, частота) [3; 5; 7; 9; 17]. Такий підхід дає змогу з достатньою точністю моделювати вібраційний вплив ГОК на бурильну колону без детального розгляду його конструктивних особливостей. В окремих роботах для спрощення чисельної складності моделі поширений підхід, в якому верхній кінець бурильної колони, що не піддається впливу вібрацій з боку ГОК, замінюють еквівалентним пружним або пружно-в'язким тілом [3; 5].

Згадані нами дослідження свідчать, що хоча на сьогодні основне завдання стосовно побудови моделі бурильної колони із встановленим ГОК є вирішеним, однак питання впливу різних параметрів системи на ефективність зменшення сил опору ще потребує вивчення.

Мета та задачі дослідження

Метою дослідження є вивчення особливостей процесу спорудження похило-скерованих свердловин бурильною колоною із встановленим ГОК. Для досягнення поставленої мети сформульовано задачі досліджень, які полягають у створенні математичної моделі, яка б давала змогу моделювати вібраційні процеси в бурильній колоні довільної компоновки із встановленим ГОК на різних етапах спорудження похило-скерованої свердловини заданого профілю. На основі розробленої математичної моделі слід створити імітаційну модель умові моделювання Modelica, яка б забезпечувала оперативне динамічне моделювання бурильної колони для оцінки ефективності застосування ГОК при заданих умовах та режимних параметрах буріння.

Прийняті припущення

Виходячи із поставленої мети досліджень, для забезпечення прийняттого часу імітаційного моделювання при створенні моделі було прийнято такі припущення:

-- бурильну колону подаємо складним пустотілим стрижнем круглого перерізу із розподіленими по довжині параметрами;

- впливом геометрії бурильних замків, та елементів оснастки бурильної колони на динаміку роботи бурильної колони нехтуємо;

- бурильну колону моделюємо, як важку нитку і вважаємо, що на похилій ділянці свердловини вона знаходиться в постійному контакті із стінкою (soft-stringmodel);

- приймаємо, що свердловина має постійний круглий переріз по всій довжині, а її стінки є абсолютно твердими;

- вважаємо, що вплив осьових коливань бурильної колони на зменшення сил опору її поздовжньому рухові є домінуючим, а впливом крутильних і поперечних коливань нехтуємо;

- ймовірною втратою стійкості бурильною колоною, та всіма наслідками від цього, на динамічні процеси, що виникають в бурильній колоні нехтуємо;

- вважаємо, що коефіцієнти тертя бурильної колони до стінки свердловини є сталими у часі та по довжині свердловини і не залежать від режимів буріння, зміни параметрів гірських порід вздовж свердловини, тривалості дії вібрацій тощо;

- приймаємо, що свердловиною циркулює промивальна рідина із постійними фізичними параметрами та об'ємною витратою, а її швидкість протікання залежить виключно від площі поперечного перерізу кільцевого простору;

- усіма ефектами від дії промивальної рідини на бурильну колону, окрім врахування виштовхувальної сили та сил в'язкого опору рухові, нехтуємо;

- усі фактори, окрім визначальних, моделюємо за допомогою спрощених лінійних моделей або еквівалентного подання.

Модель об'єкта дослідження

Виходячи із прийнятих припущень, створено розрахункову схему досліджуваного об'єкта, що зображена на рис. 1. Вона включає в себе свердловину круглого перерізу діаметром d_w , профіль якої описується дискретно з кроком Δs вздовж осі свердловини, починаючи від проектного вибою змінюючи величини зенітного кута θ . Оскільки модель повинна забезпечувати можливість дослідження динаміки роботи бурильної колони на різних етапах спорудження свердловини, приймаємо, що фактичний вибій знаходиться на відстані L_S від проектного вибою свердловини. Для забезпечення можливості моделювання бурильних колон різної конструкції приймаємо, що бурильна колона складається із ГОК та скінченного числа се-

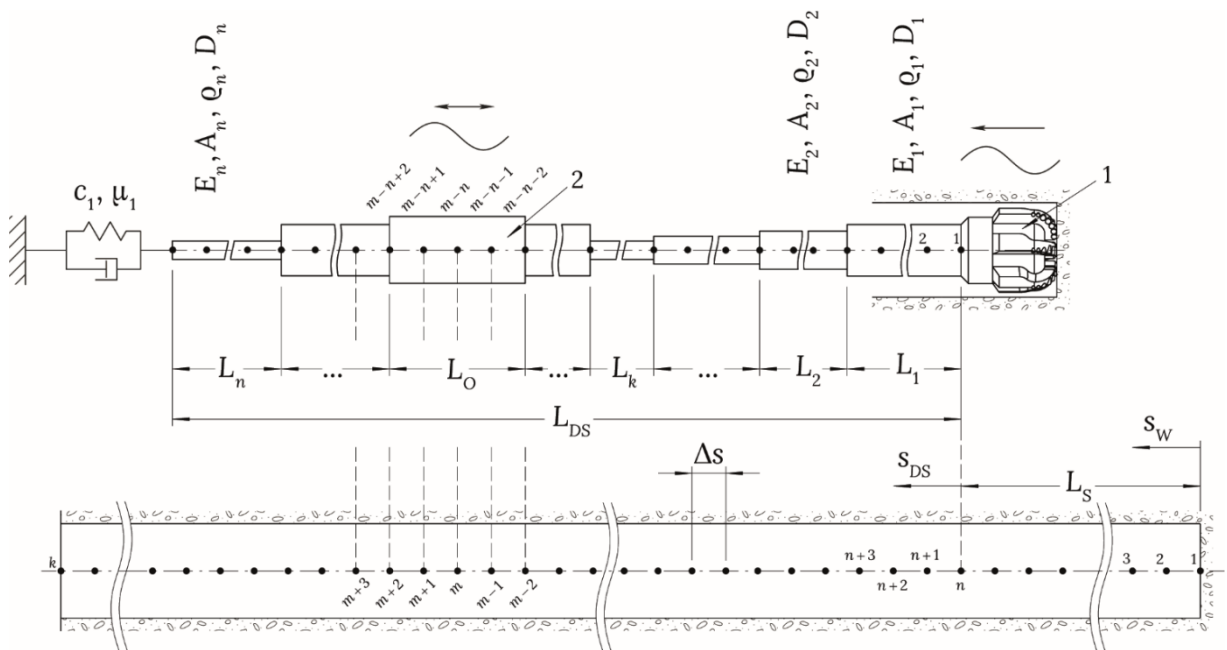


Рисунок 1 – Розрахункова схема досліджуваного об’єкта

кцій складеного пустотілого стрижня круглого перерізу із сталими параметрами по довжині, що знаходяться під і над ГОК. Кожну секцію стрижня, з яких складається бурильна колона, характеризуємо довжиною L_i , зовнішнім діаметром D_i , площею поперечного перерізу A_i , модулем Юнга E_i та густиною ρ_i матеріалу, з якого вона виготовлена, де i – порядковий номер секції в компоновці, починаючи від долота. Для спрощення розрахунків масо-габаритними параметрами долота нехтуємо і вважаємо, що долото генерує осьові полі гармонічні коливання із заданими частотами та амплітудами, значення яких встановлюється за результатами експериментальних досліджень.

Щоб спростити побудову моделі бурильної колони, відкидаємо більшу частину верхнього її кінця та розглядатимемо лише її нижню частину загальною довжиною L_{DS} . Значення L_{DS} вибираємо із такого розрахунку, щоб осьові коливання, які генеруються ГОК, повністю згасали під дією дисипативних сил на даній ділянці. Вплив відкинutoї частини бурильної колони подаємо у вигляді еквівалентного пружно-в’язкого тіла, що характеризується коефіцієнтом жорсткості c_1 та демпфування μ_1 .

Для узгодження даних та полегшення оперування ними в імітаційних моделях приймаємо, що усі лінійні розміри повинні бути кратними кроку дискретизації Δs . Тому крок дискретизації слід обирати так, щоб йому були кратні більшість лінійних розмірів компоновки бурильної колони, а інші розміри відповідно заокруглюємо до ближчого кратного числа.

Математична модель бурильної колони

Математичну модель бурильної колони отримаємо шляхом поєднання між собою секцій бурильних труб, долота та генератора осьових коливань. Умова їх поєднання наступна:

$$\begin{aligned} T_a + T_b &= 0; \\ u_a &= u_b, \end{aligned} \quad (1)$$

де T_i і u_i – осьова сила та поздовжня деформація на i -тих кінцях (a – нижній, b – верхній) елементів бурильної колони, що поєднуються між собою.

Виведення математичних моделей окремих елементів бурильної колони наведено нижче.

Секція бурильних труб

Для отримання моделі секції бурильних труб розглянемо рівновагу елементарної частини секції бурильної колони довжиною ds , розрахункова схема якого зображена на рис. 2. Вважаємо, що один кінець елемента знаходиться в довільній точці p свердловини, яка характеризується відповідним зенітним кутом θ_p , координатою s_p та номером вузла дискретизації n_p від її проектного кінця. На елемент, що розглядається, діють: сила ваги з врахуванням сили Архімеда \vec{F}_G , нормальна складова сили реакції з боку стінки свердловини \vec{F}_N , сила тертя елемента бурильної колони до стінки свердловини \vec{F}_f , сила в’язкого тертя середовища промивальної рідини \vec{F}_v та сила інерції F_{in} .

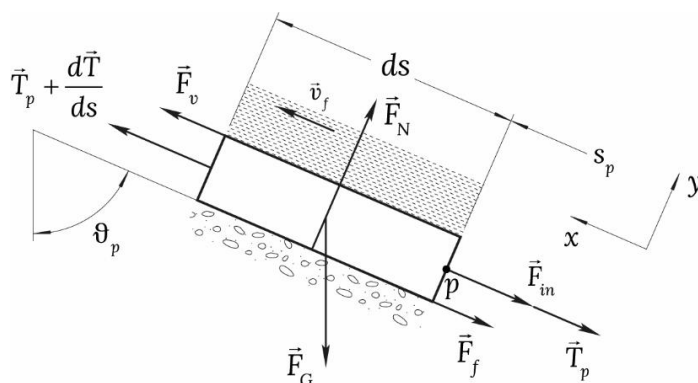


Рисунок 2 – Розрахункова схема частини бурильної колони із прикладеними силами

Вплив відкинутих частин відповідно до методу перерізів замінюємо відповідною силою натягу \vec{T}_p , що діє на кінці елемента із координатою s_p та силою натягу $T_p + \frac{dT_p}{ds}$, що діє на кінці елемента з координатою $s_p + ds$. Спроектувавши дані сили на вісь свердловини, отримуємо рівняння рівноваги елемента бурильної колони:

$$T_p + \frac{dT_p}{ds} - T_p - F_{in} + F_v - F_f - F_G \cos \theta = 0. \quad (2)$$

Прийнявши, що бурильну колону можна описати тілом Гука, та здійснивши відповідні підстановки, отримуємо диференціальне рівняння рівноваги осьових коливань бурильної колони:

$$E_j A_j \frac{d^2 u(s,t)}{ds^2} - \rho_j A_j \frac{d^2 u(s,t)}{dt^2} + \xi \left(v_f - \frac{du(s,t)}{dt} \right) - F_f(s,t) - (\rho_j - \rho_f) A_j g \cos(\theta(s)) = 0, \quad (3)$$

де ρ_f – густина промивальної рідини,
 g – пришвидшення вільного падіння,

$u(s,t)$ – функція що описує поздовжні переміщення перерізу бурильної колони з координатою s в часі t ,

ξ – приведений коефіцієнт демпфування бурильної колони у промивальній рідині, що визначається за формулою [7]:

$$\xi = \frac{2\pi\zeta\lambda}{\ln\left(\frac{d_w}{D_i}\right)}, \quad (4)$$

де ζ - коефіцієнт динамічної в'язкості промивальної рідини,

λ - коефіцієнт, що враховує ексцентричне розташування бурильної колони у свердловині,

D_i - зовнішній діаметр секції бурильних труб,

v_f - швидкість промивальної рідини у свердловині, що обчислюється, виходячи із об'ємної витрати промивальної рідини, окремо для кожної секції за формулою:

$$v_f = \frac{Q}{\frac{\pi}{4}(d_w^2 - D_i^2)}, \quad (5)$$

де Q – об'ємна витрата промивальної рідини.

Вибір математичної моделі для опису сил тертя $F_f(s,t)$, що виникають внаслідок взаємодії бурильної колони із стінкою свердловини, є критично важливою для вирішення поставленої задачі. В даній роботі використовуватимемо модель тертя Стрібека:

$$F_f(s,t) = F_N(s) \mu(s,t) \operatorname{sgn}\left(\frac{du(s,t)}{dt}\right); \quad (6)$$

$$F_N(s) = (\rho_j - \rho_f) A_j g \sin(\theta(s));$$

$$\mu(s,t) = \left(\mu_d + (\mu_s - \mu_d) \exp\left(-\left(\frac{1}{v_{st}} \cdot \frac{du(s,t)}{dt}\right)^{k_{st}}\right) \right),$$

де μ_s і μ_d – статичний і динамічний коефіцієнти тертя бурильної колони до стінки свердловини,

v_{st} – значення відносної швидкості між тілами, при якому зникає ефект Стрібека,

k_{st} – коефіцієнт, що характеризує характер згасання ефекту Стрібека.

Взаємодія долота із вибоєм свердловини

На даному етапі розвитку науки та техніки долота PDC все більше використовуються при спорудженні похило-скерованих свердловин. Особливістю роботи доліт даного типу є те, що домінуючими в них є крутильні коливання, а осьові коливання є похідними від крутильних. Існуючі динамічні моделі PDC доліт використовують складні математичні нелінійні моделі з розривами використовувати які, з точки зору

чисельної складності розв'язку, в даному дослідженні недоцільно. Зважаючи на це, використано спрощений підхід. Долото моделюємо, як невагомий об'єкт, який перебуває в постійному контакті із вибоєм свердловини. Гірська порода на вибої свердловини моделюється тілом Кельвіна-Фойгта та характеризується коефіцієнтом жорсткості c_b та коефіцієнтом демпфування μ_b . Оскільки процес поглиблення вибою є важливим для моделювання ефектів зменшення осьової сили на вибої, приймаємо, що вибій переміщується із постійною швидкістю, яка рівна середній механічній швидкості буріння. Отже, враховуючи прийняті припущення, модель взаємодії долота та вибою можна представити у вигляді механічної системи, розрахункова схема якої наведена на рис. 3.

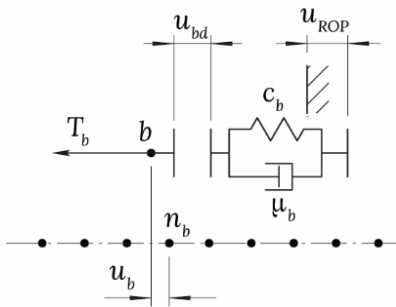


Рисунок 3 – Принципова розрахункова схема моделі долота та вибою

Виходячи із прийнятих припущень, математична модель взаємодії долота із вибоєм свердловини матиме такий вигляд:

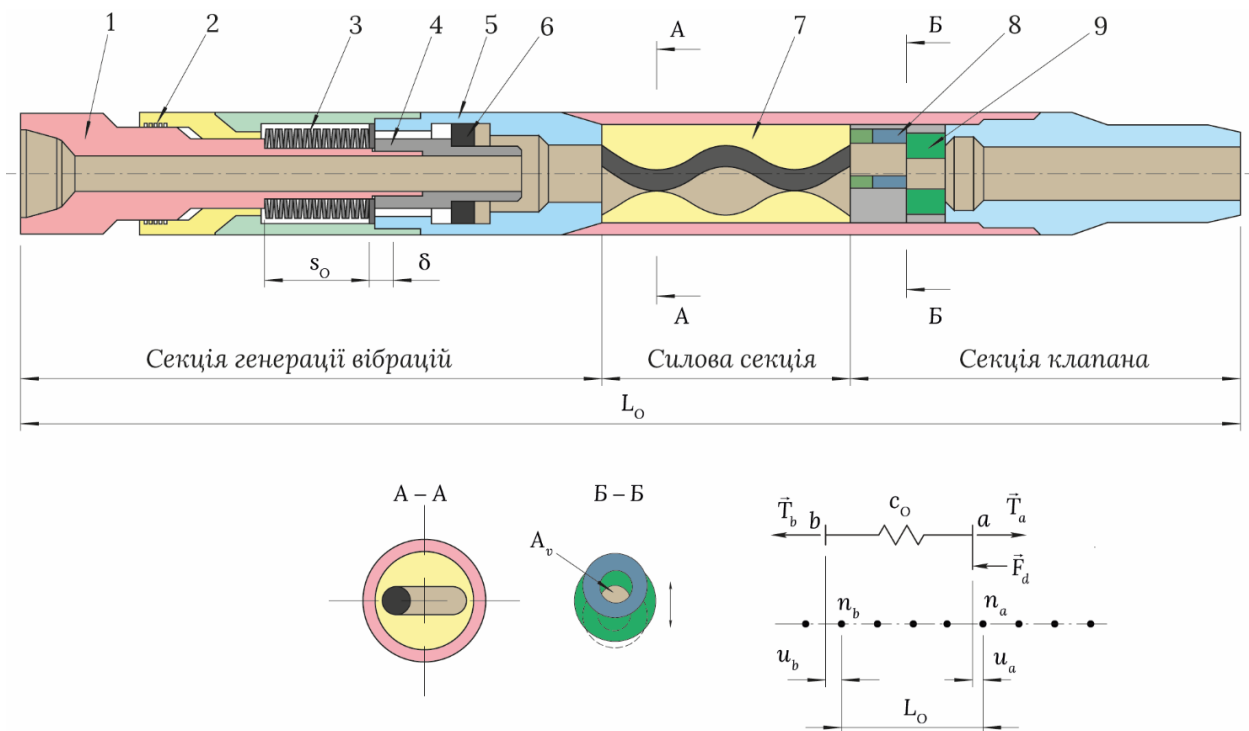


Рисунок 4 – Розрахункова схема гідравлічного генератора осьових коливань

$$T_b = \delta c_O + \frac{d\delta}{dt} \mu_O;$$

$$-u_{ROP} - \delta + \sum A_b \sin(\omega_b t) = u_b; \quad (7)$$

$$\frac{du_{ROP}}{dt} = v_{ROP},$$

де v_{ROP} – механічна швидкість буріння,

A_b і ω_b – амплітуди та циклічні частоти коливань долота, що є найбільш вираженими із зареєстрованих при експериментальному дослідженні його роботи.

Генератор осьових коливань

За об'єкт моделювання виберемо ГОК, принципова схема роботи якого наведена на рис. 4. Конструктивно він поділяється на три секції: секцію генерації вібрацій, силову секцію і секцію клапана. Секція генерації вібрацій складається із двох елементів 1 і 5, що кріпляться між собою за допомогою шліцевого або іншого подібного з'єднання 2 та блоку пружин 3. Внаслідок зміни осьової сили в перерізах ГОК відбувається зміна деформації блоку пружин δ , що спричинює відносний рух між елементами 1 і 5, та породжує осьові коливання. Також до блоку пружин 3 прикладається змінна осьова сила з боку поршня 6, яка виникає внаслідок пульсації тиску промивальної рідини в бурильні колоні. Зміна тиску промивальної рідини спричинена зміною поперечного перерізу A_v пропускнуго отвору дискового клапана в

результаті відносного переміщення рухомої частини клапана 8 відносно нерухомої 9. Рухомою частиною клапана 8 приводиться в рух силовою секцією, яка конструктивно представляє собою гвинтовий двигун 7. Теоретичні та експериментальні дані показують, що ГОК даної конструкції генерують коливання у вигляді синусоїди [22].

В дослідженні приймаємо, що генератор осьових коливань без прикладених до нього осьових зусиль має загальну довжину L_0 . Зважаючи на відносно невеликі лінійні розміри ГОК, вважаємо, що усі елементи, окрім блоку пружин 3, є абсолютно твердими тілами, а сам блок пружин моделюється тілом Гука. Отже, ГОК можна подати у вигляді пружини заданої жорсткості c_0 та довжини в недеформованому стані L_0 , до якої прикладені три сили, дві осьові сили T_a і T_b з боку приєднаних до його кінців секцій бурильних колон та динамічної сили F_d заданої амплітуди та частоти з боку поршня 6.

Враховуючи сказане, математична модель ГОК матиме такий опис:

$$\begin{aligned} T_b - T_a + F_d &= 0; \\ F_d &= A_0 \sin(2\pi f_0 t); \\ T_b &= \delta c_0; \\ \delta &= u_b - u_a, \end{aligned} \quad (8)$$

де F_d – динамічна складова сили, що генерується на поршні генератора осьових коливань,

A_0 і f_0 – амплітуда та частота коливань динамічної складової осьової сили,

u_i , T_i – переміщення та осьова сила в відповідному i -тому кінці (a – нижній кінець b – верхній кінець) генератора осьових коливань.

Визначення приведенного коефіцієнта жорсткості та коефіцієнта демпфування відкинутої частини колони

Значення коефіцієнта жорсткості пружно-в'язкого тіла, яке моделює відкинуту ділянку бурильних труб, визначаємо, виходячи із довжини відкинутої ділянки та характеристик бурильних труб, за формулою:

$$c_1 = \frac{E_d A_d}{L}, \quad (9)$$

де E_d – модуль Юнга матеріалу бурильних труб,

A_d – площа поперечного перерізу бурильної труби,

L – довжина відкинутої ділянки бурильних труб.

Величина приведенного коефіцієнта демпфування, ґрунтуючись на дослідженнях, наведених в роботі [18], приймаємо рівною приведенному коефіцієнту демпфування, обчисленому за формулою (4) для секції бурильних труб, що відкидається.

Імітаційна модель

На основі математичних моделей окремих елементів бурильної колони створено бібліотеку імітаційних моделей у мові Modelica. На сьогодні специфікація мови Modelica не підтримує опис імітаційних моделей за допомогою диференціальних рівнянь із частинними похідними [19]. Тому при побудові моделі секції бурильних труб рівняння (4) перетворювали, застосовуючи метод ліній [20; 21], за допомогою центральної кінцево-різницевої схеми другого порядку з кроком дискретизації Δs у систему звичайних диференціальних рівнянь. Для покращення чисельної стабільності розв'язку в імітаційній моделі також проведено заміну функції з розривами $\text{sgn}(x)$ в рівнянні (6) на подібну їй плавну $\tanh(10000x)$. Графічне подання створеної бібліотеки наведено на рис. 5. Ось її складові: 1 – модель секції бурильних труб, 2 – модель генератора осьових коливань, 3 – модель пружно-в'язкого тіла, яким моделюється відкинута секція бурильних труб, 4 – модель долота та вибою, 5 – модель верхнього кінця бурильної колони, 6 – модель даних профілю свердловини, 7 – модель задання режимних параметрів буріння, характеристик сил тертя та параметрів промивальної рідини.

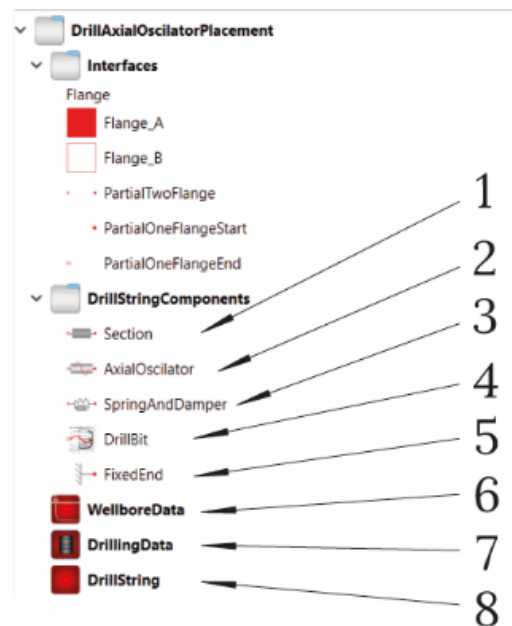


Рисунок 5 – Графічне подання бібліотеки моделювання

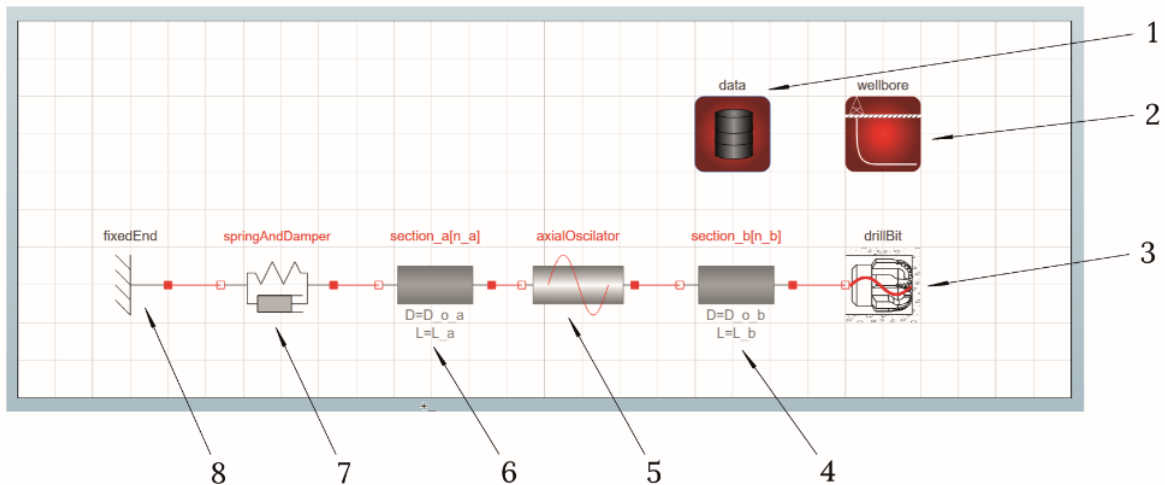


Рисунок 6 – Графічне подання імітаційної моделі бурильної колони

Із розроблених моделей окремих елементів синтезовано імітаційну модель бурильної колони (рис. 6). Для успішного розв’язання даної моделі слід задати початкові умови. Для цього початкові значення величини деформацій та осьових сил в перерізах бурильної колони визначаються з умови статичної рівноваги бурильної колони та відомого значення осьового навантаження на долоті. Вони визначаються відповідно до математичних моделей, описаних в попередніх розділах, де відкинута доданки із похідними за часом.

Імітаційне моделювання. Вхідні дані

Для оцінки ефективності застосування ГОК проведено чисельні експерименти процесу спорудження похило-скерованої свердловини, профіль якої зображений на рис. 7, бурильною колоною із діючим та виключеним ГОК. Основні параметри досліджуваної системи, що використовувались при моделюванні, наведені в табл. 1.

Вважаємо, що усі секції бурильної колони виготовлені зі сталі з однаковими механічними характеристиками, що наведені в табл. 1. Геометричні характеристики секцій бурильної колони, в порядку, починаючи від вибою свердловини, наведені в табл. 2.

Дослідження проводилось на проміжку часу 0-200 с із використанням програмного модуля DASSL [23] з точністю 10^{-5} та дискретністю вихідних даних 0,005 с.

Результати та обговорення

Результати чисельних експериментів підтверджують ефективність застосування ГОК для зменшення сил опору рухові бурильної колони і передачі осьової сили до долота. На рис. 8 наведено графіки зміни осьової сили на долоті з

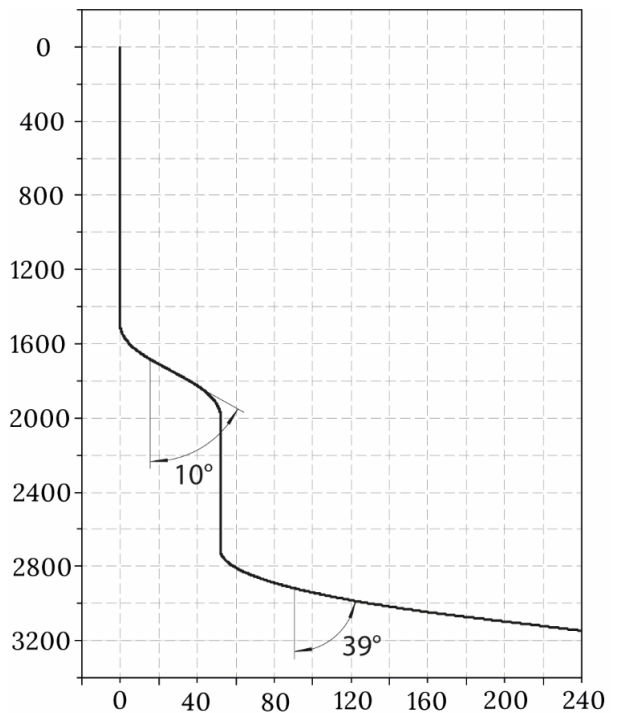


Рисунок 7 – Профіль свердловини

часом, що отримані за результатами двох експериментів. Враховуючи те, що моделювання процесу поглиблення свердловини починається із умови статичної рівноваги бурильної колони, на графіку можна виділити два періоди роботи колони. Під час перехідного періоду відбувається поступовий перехід бурильної колони до усталеного процесу буріння, що можна спостерігати за зменшенням осьової сили на долоті. Також у випадку бурильної колони із діючим ГОК можна спостерігати короткотривалий початковий період різкої зміни осьової сили на долоті, що можна пояснити процесом встановлення усталеного вібраційного режиму роботи бурильної колони.

Таблиця 1 – Параметри досліджуваної системи

| № | Параметр | Позначення | Величина |
|----|--|------------|----------|
| 1 | Густина матеріалу бурильної колони, кг/м ³ | ρ_d | 7850 |
| 2 | Модуль Юнга матеріалу труб, МПа | E | 210 |
| 3 | Діаметр свердловини, мм | d_w | 215,9 |
| 4 | Густина промивальної рідини, кг/м ³ | ρ_m | 1200 |
| 5 | Об'ємна витрата промивальної рідини, л/с | Q | 30 |
| 6 | Жорсткість породи на вибої, МН/м | c_b | 50 |
| 7 | Коефіцієнт демпфування породи на вибої, кН*с/м | μ_b | 5 |
| 8 | Початкове осьове навантаження на долоті, кН | WOB | 60 |
| 9 | Механічна швидкість буріння, м/с | v_{ROP} | 0,005 |
| 10 | Статичний коефіцієнт тертя, 1 | μ_s | 0,21 |
| 11 | Динамічний коефіцієнт тертя, 1 | μ_d | 0,15 |
| 12 | Швидкість Стрібека, м/с | v_{st} | 0,019 |
| 13 | Коефіцієнт, що характеризує згасання ефекту Стрібека, 1 | k_{st} | 2 |
| 14 | Частота роботи ГОК, Гц | f_O | 16 |
| 15 | Амплітуда динамічної сили, що створюється ГОК, кН | A_O | 10 |
| 16 | Жорсткість блоку пружин ГОК, МН/м | c_O | 6 |
| 17 | Крок дискретизації, м | Δs | 1 |
| 18 | Розташування поточного вибою, відносно проектного вибою свердловини, м | L_s | 90 |

Таблиця 2 – Параметри компоновки бурильної колони

| № | Діаметр зовнішній, мм | Діаметр внутрішній, мм | Довжина секції, м |
|--|-----------------------|------------------------|-------------------|
| Секції бурильної колони, що розташовані нижче генератора осьових коливань | | | |
| 1 | 165,1 | 76,2 | 22 |
| 2 | 114,3 | 51 | 25 |
| 3 | 127 | 76,2 | 41 |
| Генератор осьових коливань | | | |
| 4 | 165,1 | - | 15 |
| Секції бурильної колони, що розташовані вище генератора осьових коливань | | | |
| 5 | 127 | 76,5 | 89 |
| 6 | 114,3 | 95 | 475 |
| Секції бурильної колони, що моделюються еквівалентним пружно-в'язким тілом | | | |
| 7 | 114,3 | 95 | 2443 |

Відповідно до результатів експериментів при початковому значенні осьової сили 60 кН, за умов застосування ГОК, величина середнього значення осьової сили зменшується до 58 кН (97% від початкового), а для аналогічних умов буріння без використання ГОК осьова сила на долоті складає лише 47,3 кН (79% від початкового). З отриманих результатів можна зробити висновок, що використання ГОК для досліджуваних умов буріння дає змогу в 7 разів зменшити втрати при передачі осьової сили на долото.

На рис. 9 показано сумарне значення сил опору (без врахування знаків), в бурильній колоні, обчислене за результатами імітаційного

моделювання. Як бачимо, у випадку роботи ГОК загальні сили тертя є значно меншими і стабільними в часі в порівнянні із сумарними силами тертя в бурильній колоні з відключеним ГОК. На відміну від отриманих значень для бурильної колони із робочим ГОК, в бурильній колоні із відключеним ГОК спостерігаються періодичні зменшення сумарних сил тертя, що відповідає переривчастому проковзуванню бурильної колони похило-скерованою ділянкою свердловини. Нерівномірність переміщення бурильної колони із вимкненим ГОК вздовж свердловини можна спостерігати також на графіках осьового переміщення окремих перерізів бурильної колони (рис. 10).

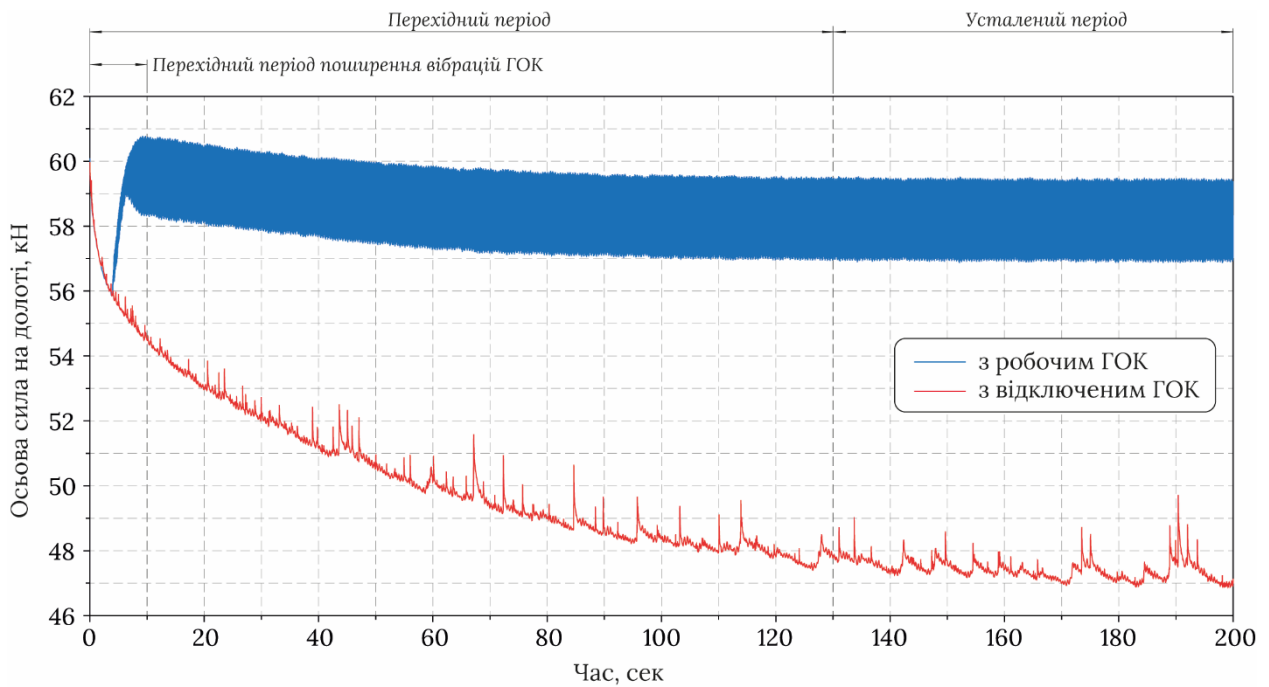


Рисунок 8 – Зміна осьової сили на долоті з часом

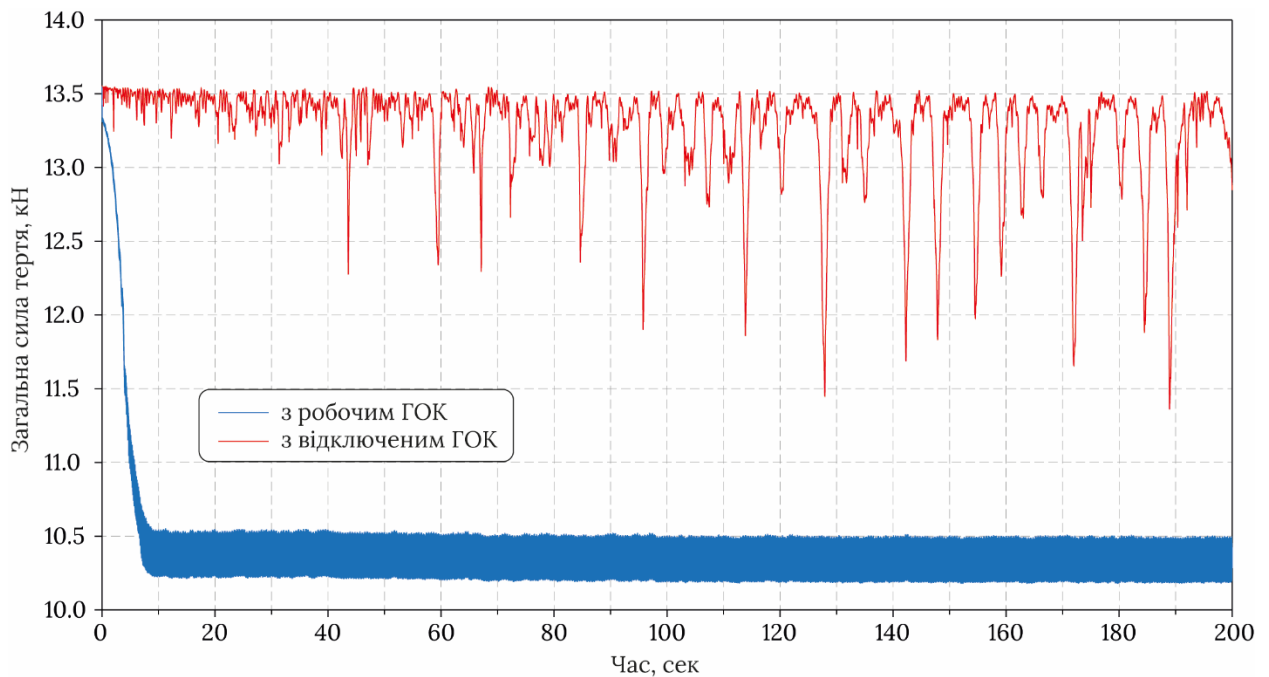
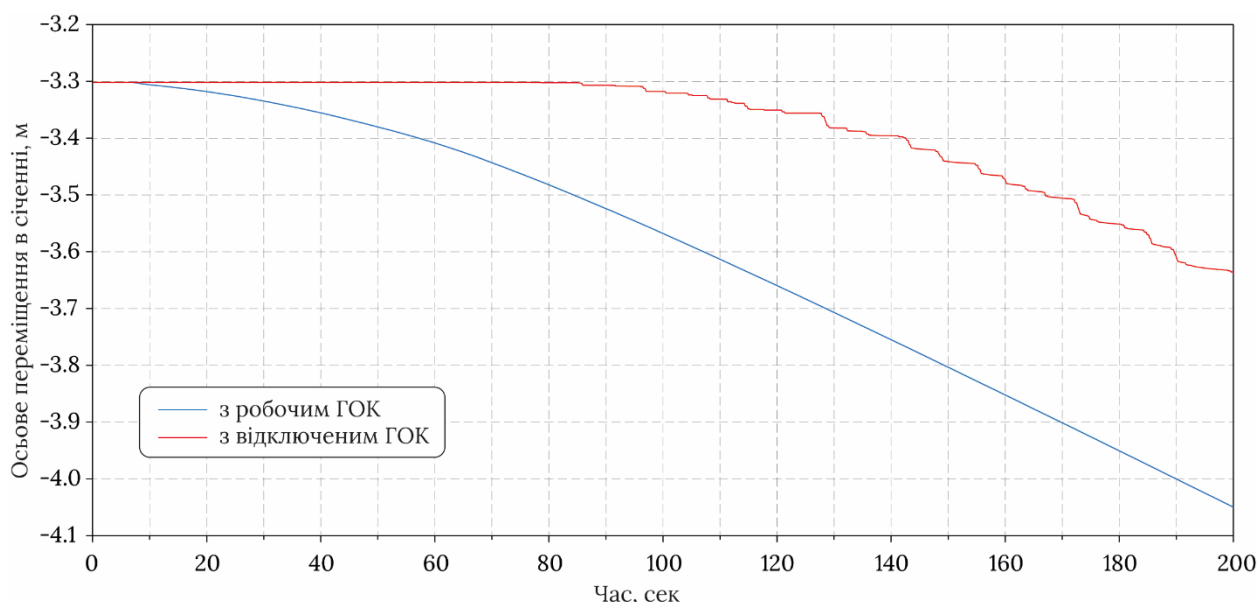


Рисунок 9 – Сумарна величина сил опору рухові бурильної колони

Результати імітаційного моделювання показують, що середнє значення сумарної сили тертя бурильної колони при використанні ГОК складає 78% від величини обчисленого для бурильної колони із відключеним ГОК, окрім цього спостерігаються такі позитивні ефекти, як плавне переміщення бурильної колони вздовж свердловини (рис. 10) та однорідний динамічний режим роботи долота (рис. 8).

Висновки

Робота присвячена вивченню особливостей поглиблення похило-скерованої свердловини бурильною колоною із встановленим ГОК. Для цього розроблено математичну модель та на її основі створено імітаційну модель досліджуваної системи «Бурильна колони у похило-скерованій свердловині». Дана модель дає змогу здійснювати динамічне моделювання процесу буріння свердловини довільного профілю бурильною колоною, конструкція якої включає

Рисунок 10 – Значення осьового переміщення $u(s = 143, t)$

один ГОК та задану кількість секцій труб із різними геометричними та механічними властивостями. В процесі розробки імітаційної моделі досліджуваної системи створено бібліотеку моделювання у мові Modelica, яка включає імітаційні моделі окремих елементів бурильної колони та може використовуватись для побудови інших імітаційних моделей бурильних колон.

Проведені чисельні експерименти показали, що для досліджуваних умов при встановленні ГОК у бурильну колону сили опору рухові бурильної колони складають 78% від початкових. Також встановлення ГОК дає змогу покращити плавність поздовжнього переміщення бурильної колони та забезпечити однорідний динамічний режим роботи долота.

Література / References

1. Newman K., Burnett T., Pursell J., Gouasmia O. Modeling the Affect of a Downhole Vibrator. *SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition: Processing SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition*, The Woodlands, Texas, 31 March - 01 April, 2009. DOI: 10.2118/121752-MS.

2. Hajianmaleki M., Daily J. S. Advances in critical buckling load assessment for tubular inside wellbores. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2014. Vol. 116. P. 136–144. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.02.019.

3. Shor R. J., Dykstra M. W., Hoffmann O. J., Coming M. For Better or Worse: Applications of the Transfer Matrix Approach for Analyzing Axial and Torsional Vibration. *SPE/IADC Drilling*

Conference and Exhibition: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition 2015, London, England, UK, 17-19 March, 2015. DOI: 10.2118/173121-MS.

4. Wang X., Ni H., Wang R., Zhang L., Wang P. Drag-Reduction and Resonance Problems of a Jointed Drill string in the Presence of an Axial Excitation Tool. *Journal of Energy Resources Technology*. 2019: Vol. 141, No 3. Art. ID 032904. DOI: 10.1115/1.4041155.

5. Liu J., Zheng H., Kuang Y., Yu B., Zhou Y., Deng M. A feasible model for friction-reduction investigation of drill strings in long-horizontal wells with axial oscillation tools and analysis of key influencing factors. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 185. Art. ID 106643. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106643.

6. Zhang H., Ashok P., van Oort E., Shor R. Investigation of pipe rocking and agitator effectiveness on friction reduction during slide drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 204. Art. ID 108720. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108720.

7. Shi X.-L., Huang W.-J., Gao D.-L. Mechanical behavior of drill string with drag reduction oscillators and its effects on sliding drilling limits. *Petroleum Science*. 2021. T. 18, No 6. P. 1689–1697. DOI: 10.1016/j.petsci.2021.09.007.

8. Tikhonov V., Valiullin K., Nurgaleev A., Ring L., Gandikota R., Chaguine P., Cheatham C. Dynamic Model for Stiff String Torque and Drag. *SPE/IADC Drilling Conference: SPE Drilling and Completion*, Amsterdam, The Netherlands, 05-07 March, 2013. DOI: 10.2118/163566-MS.

9. Shi X., Huang W., Gao D., Zhu N. Optimal design of drag reduction oscillators by considering drill string fatigue and hydraulic loss in sliding drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 208. P. 109572. DOI: [10.1016/j.petrol.2021.109572](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109572).
10. Liu Y., Chen P., Ma T., Wang X. An evaluation method for friction-reducing performance of hydraulic oscillator. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017. Vol. 157. P. 107–116. DOI: [10.1016/j.petrol.2017.07.018](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.07.018).
11. Wang X., Chen P., Ma T., Liu Y. Modeling and experimental investigations on the drag reduction performance of an axial oscillation tool. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2017. Vol. 39. P. 118–132. DOI: [10.1016/j.jngse.2017.01.018](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.01.018).
12. Tikhonov V., Giers M., Yakhimovich V., Shemyakinsky B., Ring L. Multi-component friction testing of full-scale drill pipe specimen. *TRIBOLOGY AND DESIGN 2012: Tribology and Design II*: WIT Transactions on Engineering Sciences, Kos, Greece, 03 - 05 September, 2012. P. 65–76. DOI: [10.2495/TD120061](https://doi.org/10.2495/TD120061).
13. Wang P., Ni H., Wang R., Li Z., Wang Y. Experimental investigation of the effect of in-plane vibrations on friction for different materials. *Tribology International*. 2016. Vol. 99. P. 237–247. DOI: [10.1016/j.triboint.2016.03.021](https://doi.org/10.1016/j.triboint.2016.03.021).
14. Tang L., Zhang S., Zhang X., Ma L., Pu B. A review of axial vibration tool development and application for friction-reduction in extended reach wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 199. P. 108348. DOI: [10.1016/J.PETROL.2021.108348](https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2021.108348).
15. Wang X., Yao X., Hu G., Chen P. Drag reduction performance of an axial oscillating tool with different kinds of wave form using a multiscale friction model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. T. 177. C. 135–153. DOI: [10.1016/j.petrol.2019.01.103](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.103).
16. Jones S., Feddema C., Sugiura J., Lightey J. A New Friction Reduction Tool with Axial Oscillation Increases Drilling Performance: Field-Testing with Multiple Vibration Sensors in One Drill String. *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition: IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition 2016*, Fort Worth, Texas, USA, 01-03 March, 2016. DOI: [10.2118/178792-MS](https://doi.org/10.2118/178792-MS).
17. Zhong Z., Li Y., Zhao Y., Ju P. A Method of Evaluating the Effectiveness of a Hydraulic Oscillator in Horizontal Wells. *Sound & Vibration*. 2023: Vol. 57, No 0. P. 15–27. DOI: [10.32604/sv.2023.041954](https://doi.org/10.32604/sv.2023.041954).
18. Bandstra J. P. Comparison of Equivalent Viscous Damping and Nonlinear Damping in Discrete and Continuous Vibrating Systems. *Journal of Vibration and Acoustics*. 1983. T. 105, No 3. C. 382–392. DOI: [10.1115/1.3269117](https://doi.org/10.1115/1.3269117).
19. Modelica Association. Modelica - A Unified Object-Oriented Language for Systems Modeling. Language Specification. Version 3.6. 2023. URL: <https://specification.modelica.org/maint/3.6/MLS.pdf>. (acc. date :11 March 2024).
20. Schiesser W. E., Griffiths G. W. A compendium of partial differential equation models. Cambridge. New York: Cambridge University Press, 2009. 474 p. ISBN: 0511576277.
21. Meyer G. H. The time-discrete method offlines for options and bonds. New Jersey: World Scientific Pub, 2015. 269 p. ISBN: 978-981-4619-67-7.
22. Tian J., Hu S., Li Y., Yang Z., Yang L., Cai X., Zhu Y., Fu C. Vibration characteristics analysis and experimental study of new drilling oscillator. *Advances in Mechanical Engineering*. 2016. Vol. 8, No 6. Art. id. 168781401665209. DOI: [10.1177/1687814016652090](https://doi.org/10.1177/1687814016652090).
23. Petzold, L R. 1982. Description of DASSL: a differential/algebraic system solver. <https://www.osti.gov/servlets/purl/5882821>.

Наука — виробництву

УДК 622.267+622.324.5

DOI: 10.69628/pdogf/3.2023.61

ЕЛЕКТРОГІДРАВЛІЧНИЙ ЕФЕКТ ЮТКІНА ТА ЕЛЕКТРОІСКРОВІ РОЗРЯДИ В РІДИНАХ

О. Р. Кондрат, Т. В. Шумілін

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.+38 (0342) 727141,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, shumilintaras@gmail.com

Електроіскрові розряди в рідинах є предметом численних досліджень, оскільки вони є джерелом потужних хвильових імпульсів, які можуть бути використані в різних технологічних процесах. Одним з перших дослідників цього явища був Л.О. Юткін, який обґрунтував та дослідив електрогідролічний ефект (ЕГЕ). Цей ефект дозволяє трансформувати електричну енергію в механічну енергію потужних ударних хвиль, що відкриває широкі можливості для підвищення ефективності різноманітних технологій. Метою дослідження є аналіз історії вивчення електроіскрових розрядів в рідинах, внеску Л.О. Юткіна в розвиток теорії та практичного застосування ЕГЕ, а також висвітлення переваг хвильових обробок, заснованих на цьому ефекті. У ході дослідження були проаналізовані наукові праці та експериментальні дані, отримані при вивченні електроіскрових розрядів у рідинах та при використанні електрогідролічного ефекту. Були розглянуті теоретичні основи цих явищ, а також практичні застосування ЕГЕ в різних галузях промисловості. Електрогідролічний ефект (ЕГЕ), відкритий Л.О. Юткіним, є унікальним явищем, яке дозволяє перетворювати електричну енергію в механічну енергію потужних ударних хвиль. Це досягається шляхом створення електричного розряду в рідині, що призводить до формування плазмового каналу та подальшого виникнення ударної хвилі. Основною перевагою хвильових обробок, заснованих на ЕГЕ, є можливість вводу великої кількості енергії в середовище, що дозволяє підвищити ефективність численних технологічних процесів. Електрогідролічний ефект Юткіна залишається невичерпним джерелом для створення прогресивних технологій, які широко застосовуються в багатьох галузях промисловості.

Ключові слова: дослідження, імпульс, розряд, рідина, тиск, технологічний процес, ефект Юткіна, технологія.

Electrospark discharges in liquids are the subject of numerous studies, as they are a source of powerful wave pulses that can be used in various technological processes. One of the first researchers of this phenomenon was L.O. Yutkin, who substantiated and investigated the electrohydraulic effect (EHE). This effect allows to transform electrical energy into mechanical energy of powerful shock waves, which opens up great opportunities for increasing the efficiency of various technologies. The purpose of the study is to analyze the history of the study of electric spark discharges in liquids, the contribution of L.O. Yutkin to the development of the theory and practical application of the EHE, and to highlight the advantages of wave treatments based on this effect. In the course of the study, scientific papers and experimental data obtained in the study of electrospark discharges in liquids and the electrohydraulic effect were analyzed. The theoretical foundations of these phenomena were considered, as well as practical applications of EHE in various industries. The electrohydraulic effect (EHE), discovered by L.O. Yutkin, is a unique phenomenon that allows converting electrical energy into mechanical energy of powerful shock waves. This is achieved by generating an electric discharge in a liquid, which leads to the formation of a plasma channel and the subsequent occurrence of a shock wave. The main advantage of wave treatments based on EHE is the ability to introduce large amounts of energy into the medium, which allows to increase the efficiency of numerous technological processes. The electrohydraulic Yutkin effect remains an inexhaustible source for the creation of advanced technologies that are already widely used in many industries.

Keywords: research, impulse, discharge, liquid, pressure, technological process, Yutkin's effect, technology.

Вступ

Відкриття електрогідрравлічного ефекту (ЕГЕ) стало революційним проривом у галузі технологічних процесів, який викликав жваві суперечки та дискусії серед науковців та інженерів. Попри початкову недовіру та скепсис багатьох фахівців, даний ефект продемонстрував свій величезний потенціал і став основою для безлічі прогресивних технологій, які на сьогоднішній день широко застосовуються в різних промислових галузях по всьому світу. Першовідкривачем і винахідником цього унікального явища був видатний радянський вчений Л.О. Юткін, роль якого у дослідженні та впровадженні ЕГЕ в промисловості важко переоцінити.

Електрогідрравлічний ефект з перших днів його відкриття був і залишається постійним джерелом суперечок та дебатів у наукових колах, при тому що на його основі діють, використовуються та впроваджуються безліч прогресивних технологічних процесів, які вже зараз широко застосовуються в багатьох промислових галузях по всьому світу. Першим дослідником та винахідником даного ефекту був Л.О. Юткін. На сьогодні даний ефект, як і його винахідник, є забутим і невідомим для широкого загалу, що є прикрим фактом, враховуючи його значний внесок у розвиток сучасних технологій.

Постать Л.О. Юткіна є знаковою, базовою для розуміння принципів роботи ЕГЕ, і його ґрунтовну працю в дослідженні та впровадженні цього ефекту в промисловості важко переоцінити. Про масштаби його внеску також свідчать близько 200 патентів на винаходи, отриманих ним, та успішне промислове впровадження ЕГЕ у багатьох галузях, серед яких обробка матеріалів, видобуток корисних копалин, нафтогазова промисловість та інші. Ефективність застосування ЕГЕ в тій чи іншій галузі залежить, у першу чергу, від ретельного обґрунтування доцільності та проведення ґрунтовних лабораторних досліджень для визначення оптимальних параметрів та режимів роботи. Саме завдяки глибокому розумінню теоретичних основ та практичних експериментів Юткіна вдалося знайти ефективні способи використання ЕГЕ в різноманітних виробничих процесах.

Роботи з дослідження та впровадження ЕГЕ необхідно проводити більш ретельно, фіксуючи та аналізуючи всі результати, оскільки цей ефект має багато невивчених аспектів і містить у собі значний потенціал для подальшого вдосконалення та розробки нових технологічних рішень. Незважаючи на досягнуті успіхи,

продовження наукових пошуків у цьому напрямку може призвести до появи нових революційних методів обробки матеріалів, видобутку ресурсів та інших застосувань, які зможуть підвищити ефективність виробництва та зменшити його шкідливий вплив на навколишнє середовище.

Матеріали та методи досліджень

У роботі використано загальнонаукові методи досліджень як теоретичні, так і емпіричні. Здійснено порівняльний аналіз технологій та способів створення та застосування електрогідрравлічного ефекту, розроблених Л.О. Юткіним. Методологія досліджень полягала в опрацюванні вже відомих наукових результатів та патентних матеріалів, оцінці сфер застосування ЕГЕ. Проведено детальний аналіз основних конструкцій розроблених технічних моделей, які були наведені в патентах, встановлені параметри, що впливають на ефективність застосування, та опрацьовані основні переваги використання електрогідрравлічного ефекту.

Емпірична частина дослідження базувалася на ретельному вивченні та систематизації експериментальних даних, отриманих Л.О. Юткіним під час численних лабораторних випробувань ЕГЕ у різних середовищах. Були проаналізовані результати досліджень впливу ЕГЕ на рідини різної в'язкості, суспензії, тверді матеріали різної міцності та структури. Особлива увага приділялася вивченню технологічних режимів та параметрів, що забезпечують максимальну ефективність процесів руйнування, диспергування, активації поверхні тощо.

Теоретичні методи включали аналіз фізичних принципів виникнення та поширення електрогідрравлічних імпульсів, моделювання процесів взаємодії цих імпульсів з різними середовищами. Були розглянуті механізми перетворення електричної енергії в механічну під час електричного розряду в рідині та передачі енергії імпульсу на оброблюваний матеріал.

Завдяки поєднанню теоретичних розрахунків та експериментальних досліджень вдалося встановити оптимальні режими роботи електрогідрравлічних установок для різноманітних застосувань, таких як обробка гірських порід, диспергування матеріалів, очищення поверхонь та інші. Результати цих досліджень сприяли підвищенню ефективності та розширенню сфер впровадження електрогідрравлічного ефекту в промисловості.

Огляд літератури

Одними з перших дослідників імпульсного розряду в рідинах були дослідники Т. Лейн (1767), і Дж. Прістлі (1769), Т. Сведберг (1905) і Ф. Фрюнгель (1948) встановили, що електричний пробій рідин, так само як і повітря (блискавка), носить характер іскри, що сприймається у вигляді вузького каналу, що яскраво світиться. Лейн та Прістлі відмітили той факт, що розряд у рідині може мати руйнівний характер. На можливість створення кумулятивних струменів під дією тисків, які утворюються при електричному розряді в рідині, також вказували в 1944 р. Покровський Г.І. та Станюкович К.М. Імпульсні розряди у воді знайшли широке застосування як джерело потужного звуку у процесах гідроакустичних та гідродинамічних досліджень (Bur. Ships J., 1962).

Ф. Фрюнгель вперше в 1948 році намагався визначити коефіцієнт корисної дії електричного розряду у воді. Проте від Лейна і до Фрюнгеля науці було відомо тільки явище електричного розряду в рідині як таке.

В наш час найбільший вклад в дослідження електророзрядних технологій на основі імпульсного розряду та фіксування даних досліджень шляхом патентування здійснив Лев Олександрович Юткін (1955).



Рисунок 1 – Винахідник ЕГЕ – Лев Олександрович Юткін

Лев Олександрович Юткін є винахідником явища трансформації електричної енергії в механічну, який вперше сформулював і позначив новий спосіб трансформації електроенергії як електрогідралічний ефект (ЕГЕ) (Юткін Л.А., 1955), (Юткін Л.А., 1986), (Юткін Л.А., 1959). Суть цього ефекту полягає в тому, що при проходженні електророзряду високої напруги через рідину у відкритій або закритій посудині, деякий об'єм цієї рідини, що знаходиться в міжелектродному просторі, миттєво закипає,

внаслідок чого в посудині утворюється газорідинна суміш. При розширенні газу, що утворився, виникають високі і надвисокі надлишкові гідравлічні тиски, здатні здійснювати корисну механічну роботу (якщо в закритій посудині встановлений рухливий поршень, то можна отримати його практично миттєве переміщення – робочий хід). Л.О. Юткін є автором близько 200 патентів з використання ЕГЕ у різних галузях промисловості (Л.А.Юткін, 1950), (Л.А.Юткін, 1957), (Л.А.Юткін, 1959), (Л.А.Юткін, 1964), (Л.А.Юткін, 1981), (Л.А.Юткін, 1983). Починаючи з 1938 року, Л.Юткін досліджував явища, які проходять у зоні високовольтного розряду в рідкому середовищі.

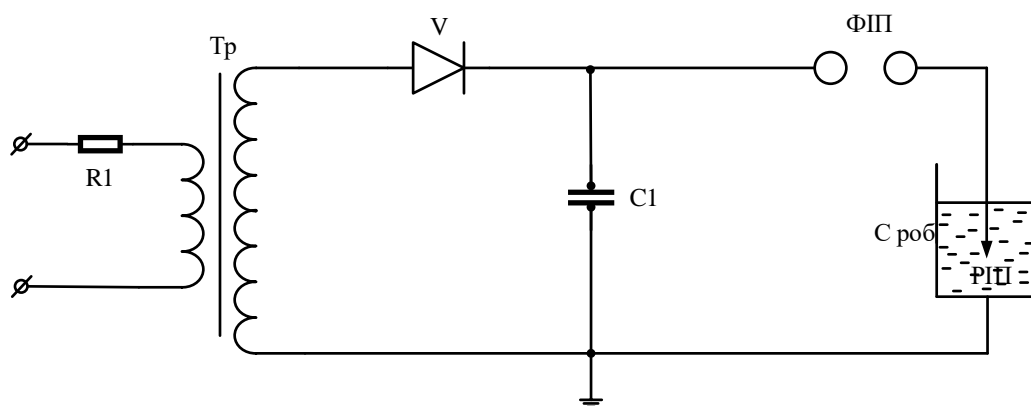
Результати та обговорення

Л. О. Юткіним було встановлено, що в основі ЕГЕ лежить перетворення електричної енергії в механічну. Цей процес супроводжується різким підвищенням тиску, виникненням електромагнітних полів і появою різного роду випромінювань: ультразвукового, світлового, теплового, ультрафіолетового і рентгенівського. Усе це сприяло перетворенню в речовому складі як оброблюваних твердих матеріалів, так і рідин, в яких здійснюється ЕГЕ, зачіпаючи як хімічні, так і фізичні їх властивості. Усі ці зміни були зафіксовані авторами в численних експериментах і знайшли своє практичне застосування в багатьох впроваджених промислових установках.

Сучасні дослідження також вказують на те, що електророзряд в рідинах може супроводжуватися інтенсивними випромінюваннями різного роду.

У 1950 р. починається основний етап наукової і винахідницької діяльності Л. О. Юткіна. З 15 квітня 1950 р. – дати пріоритету заявки на винахід "Спосіб створення високих і надвисоких тисків" (Л.А.Юткін, 1950) – визначається і пріоритет відкриття ЕГЕ, який часто називають тепер "ефектом Юткіна", і починається відлік розвитку нового напрямку в науці і техніці – електрогідраліки.

Принципова електрична схема ЕГЕ зображена на рисунку 1. Напруга з джерела живлення подається на високовольтний трансформатор (Тр), де підвищується, і, проходячи через діод випрямляч (V), подається на високовольтний конденсатор (С1), в якому здійснюється накопичення енергії, після чого електрична енергія, пройшовши сформований повітряний проміжок (ФП), подається, розряджається в емність зі встановленими електродами. Таким



R1 – зарядний опір; Tr – трансформатор; V – випрямляч; ФП – формуючий іскровий проміжок; Сроб – робоча ємність; C1 – конденсатор; РПІ – робочий та іскровий проміжок в рідині

Рисунок 2 – Принципова електрична схема ЕГЕ

чином, для створення електрогідравлічних ударів (рис. 2) була запропонована схема, що включає джерело живлення з конденсатором як накопичувачем електричної енергії. Напруга на конденсаторі підвищується до значення, при якому відбувається пробій повітря формуючого проміжку, і уся енергія, накопичена в конденсаторі, миттєво поступає на робочий проміжок в рідині, де і виділяється у вигляді короткого електричного імпульсу великої потужності. Далі процес при заданій ємності і напрузі повторюється з частотою, що залежить від потужності живлячого трансформатора.

ЕГЕ використовується в інших галузях промисловості завдяки його універсальності. Вже багато років електрогідравлічний ефект успішно застосовується в різних галузях промисловості. Спочатку він використовувався для деформування металів. Zagoruyko V.A. (2019) підкреслював, що однією з переваг високоенергетичних способів обробки металів є можливість штампування важкодеформованих металів та сплавів. Sirenko V. та Manchenko O. (2020) обґрунтували, що використання електричної енергії, яка є високопотенційним та екологічно чистим видом енергії, сприяє впровадженню технологічних процесів із високою інтенсивністю та мінімальними викидами. У своїх роботах Markaev N. та інші (2023) досліджували дію електрогідравлічного ефекту на водне середовище та розглядали можливі варіанти електричних схем. Turdiboyev A. та інші (2023) описали застосування електрогідравлічного ефекту для дезактивації стічної води та збільшення вмісту поживних речовин у воді. Вони наголосили, що електрогідравлічний ефект характеризується низьким споживанням енергії, малим часом обробки, простотою обладнання

та екологічністю. Sabrejos J. та інші (2020) вивчали технологію і технічні засоби електрогідравлічної дії на воду. Golubeva T. (2018) представила розроблене авторами експериментальне лабораторне обладнання, яке дозволяє застосовувати імпульсний електричний розряд з використанням електрогідравлічного ефекту. Це обладнання може бути використане для очищення стічних вод теплових електростанцій, нафтопереробних заводів та інших забруднюючих промислових підприємств.

Отже, наведені вище приклади говорять про промислове використання електрогідравлічного ефекту у різних галузях промисловості.

У нафтовій промисловості використання ЕГЕ для підготовки та інтенсифікації видобутку нафти практично не проводилося при тому, що з 1950 р. Л. О. Юткіним були подані сотні заявок на винаходи, отримано авторські свідоцтва на винаходи понад 200 електрогідравлічних способів і пристроїв, застосовуваних у найрізноманітніших галузях техніки (Л.А.Юткін, 1957), (Л.А.Юткін, 1959), (Л.А.Юткін, 1983).

У 50-60-х рр. Л.О. Юткін постійно виступав з лекціями про своє відкриття і переконував багатьох, що за допомогою ЕГЕ можна розколювати, бурити і дробити тверді гірські породи, штампувати метали, ефективно обробляти багато інших матеріалів.

Протягом чверті століття Л.О. Юткін послідовно очолював ряд авторських наукових лабораторій, що займалися дослідженнями відкритого ним ЕГЕ. Спочатку це були маленькі заводські лабораторії. А в 1955 р. в політехнічному інституті йому вперше дали авторську лабораторію.

У 1959 р. рішенням Ради міністрів СРСР була організована спеціалізована Міжгалузєва

лабораторія ЕГЕ. Зусиллями Л.О. Юткіна був побудований спеціальний корпус міжгалузевої лабораторії ЕГЕ (МЛЕГЕ), сформований ряд відділів, почалися широкі дослідження і розробка ЕГ-технологій та ЕГ-обладнання.

Після цього залишився величезний творчий доробок: тисячі креслень, рукописів, оформлених заявок на нові винаходи. Роботу над творчою спадщиною Л.О. Юткіна продовжила його дружина Л.І. Гольцова. Завдяки їй в 1986р. побачила світ найбільш повна монографія праць Л.О. Юткіна "Електрогідрравлічний ефект і його застосування в промисловості". А в 1987 р. була опублікована книга Л.І. Гольцовой "ЕГЕ - нове в сільському господарстві".

У ряді статей, опублікованих Л.І. Гольцовой в 80-ті і 90-ті роки, було описано останні, ще не освоєні напрацювання Л.О. Юткіна, пов'язані з розробкою необмежених запасів чорноморського сірководню та гідратів, дорожнім будівництвом, новими біотехнологіями тощо.

Висновки

Автор відкриття електрогідрравлічного ефекту Лев Олександрович Юткін був неординарною постаттю, практиком, винахідником та науковцем. Як науковець, Юткін відзначався надзвичайною наполегливістю та цілеспрямованістю. Після відкриття ЕГЕ він активно патентував нові способи його застосування, отримавши понад 200 авторських свідоцтв з 1950 по 1982 рр. Юткін наполегливо домагався широкого впровадження ЕГЕ в промисловості, очолюючи низку авторських наукових лабораторій. У 1959 р. за його ініціативою була створена спеціалізована Міжгалузева лабораторія ЕГЕ. Сфера наукових інтересів Юткіна була надзвичайно широкою – від деформації металів до буріння гірських порід, обробки різноманітних матеріалів, сільського господарства та біотехнологій. Він запропонував численні методи та пристрої на основі ЕГЕ для різних галузей техніки. Науковий доробок Юткіна був високо оцінений - він став лауреатом Сталінської премії, заслуженим діячем науки і техніки РРФСР, нагороджений орденами і медалями. Після смерті вченого його дружина Л.І. Гольцова продовжила роботу над збереженням і популяризацією його спадщини. Л.О. Юткін увійшов в історію як видатний дослідник і винахідник, який присвятив життя розвитку і впровадженню свого революційного відкриття – електрогідрравлічного ефекту в різних сферах діяльності людини.

Електрогідрравлічний ефект (ЕГЕ), відкритий Л.О. Юткіним, спочатку використовувався для деформування металів, але згодом знайшов

широке застосування в різних галузях промисловості завдяки своїй універсальності. Дослідники підкреслюють переваги ЕГЕ, такі як низьке енергоспоживання, швидка обробка, проста обладнання та екологічність. ЕГЕ успішно застосовувався для обробки металів, водних середовищ (очищення стічних вод, збагачення поживними речовинами), розробки електричних схем. Однак, в нафтовій промисловості використання ЕГЕ для підготовки та інтенсифікації видобутку нафти практично не проводилося, незважаючи на численні винаходи та розробки Л.О. Юткіна.

ЕГЕ сьогодні має широке застосування при обробці металів (штампуванні, розвальцьовуванні, різанні, очищенні), дробленні гірських порід, незалежно від їх твердості, в отриманні різних колоїдів, у вібраційній техніці, в гірській справі (бурінні свердловин, підриванні монолітів, прокладанні шурфів, шахт, в гео- і гідролокації, сейсмозв'язці, в безшахтній видобутку корисних копалин), і навіть в медицині.

Література

1. Lane T. Description of an electrometer invented by mr. Lane with an account of some experiments made by him with it. *Pilosophical Transactions*. London, 1767. Vol. LVII. P. 451-460.
2. Priestly J. Experiments on the Lateral force of electrical explosions, *Pilosophical Transactions*. London, 1769. Vol. LIX. P. 57-62.
3. Frungel F. Zummechanischen Wirkungsgrad von Flüssigkeitsfunken, *Optic*, Hamburg, Band 3. 1948. No 1/2. P. 124-127.
4. Покровский Г.И., Станюкович К.П. *Изв. АН СССР. Серия физ.* 1944. No. 8. P.214.
5. Bur. Ships J. 1962. 3, 4.
6. Юткин Л.А. Электрогидравлический эффект. М.; Л.: Машгиз, 1955. 52 с.
7. Юткин Л.А. Электрогидравлический эффект и его применение в промышленности. Л.: Машиностроение, ленингр. отд., 1986, 253 с.
8. Электрогидравлический эффект. URL: www.sites.google.com/site/yutkin1911/glavnaa
9. Юткин Л.А. Электрогидравлическое дробление. Ч. 1. Л.: ЛДНТП, 1959. 36 с.
10. А. с. № 105011 (СССР). Способ получения высоких и сверхвысоких давлений / Л.А.Юткин, Л.И.Гольцова. Заявл. 15.04.50, № 416898, Опубл. в БИ., 1957. № 41.
11. А. с. № 118436 (СССР). Электрогидравлический бур для бурения скважин / Л.А.Юткин, Л.И.Гольцова. Заявл. 12.11.57, № 586039/22; Опубл. в БИ., 1959. № 5.

12. А. с. 121053 (СССР). Способ поверхностного воздействия на материалы / Л.А. Юткин, Л.И.Гольцова. Заявл. 22.03.51, № 605989/25; Оpubл. в Б.И. 1964, №18.
13. А. с. 129945 (СССР). Способ получения высоких и сверхвысоких давлений и устройство для его осуществления / Л.А. Юткин, Л.И. Гольцова. Заявл. 29.12.52, № 605995/25; Оpubл. в Б. И., 1963, №20.
14. А. с. 196632 (СССР). Способ очистки и обеззараживания жидкостей, преимущественно питьевых и сточных вод / Л.А. Юткин, Л.И. Гольцова. Заявл. 02.01.58, № 589269/28-13; Оpubл. в Б. И., 1983, № 18.
15. А. с. 225799 (СССР). Устройство для очистки и обеззараживания жидкостей, преимущественно питьевых и сточных вод / Л.А. Юткин, Л.И. Гольцова. Заявл. 02.01.58, № 589269/28-13; Оpubл. в Б. И., 1983, № 18.
16. А. с. № 110688 (СССР). Способ выделения германия из угля в жидкой среде / Л.А.Юткин, Ф.Я.Сапрыкин и др. Заявл. 07.05.57, № 572368; Оpubл. в БИ, 1983, № 18.
17. А. с. № 120113 (СССР). Устройство для разрезания материала посредством электрогидравлических ударов / Л.А.Юткин, Ю.В.Журавекий и др. Заявл. 15.05.57, № 573048; Оpubл. в БИ., 1959, № 10.
18. А. с. № 107557 (СССР). Гидравлический насос / Л.А.Юткин, В.Берсенеv. Заявл. 12.12.56, № 562424; Оpubл. в БИ. 1957, № 7.
19. А.с. № 260304, (СССР). Устройство для получения удобренной почвы непосредственно в поле / Л.А.Юткин, А.Н.Мельникова. Заявл. 17.02.60, № 655378/30-15; Оpubл. в.БИ. 1983, № 1.
20. А. с. № 478472 (СССР). Устройство для распыления жидкости / Л.А.Юткин, Л.И.Гольцова. Заявл. 16.01.67, № 1126268/30-15; Оpubл. в БИ. 1983. № 9.
21. А. с. № 310483 (СССР). Индуктор для магнитно-импульсной обработки / Л.А.Юткин, Л.И.Гольцова. Заявл. 20.03.67, № 41141020/25-27; Оpubл. в БИ. 1983, № 18.
22. А. с. № 402608 (СССР). Способ создания подпочвенных трубопроводов / Л.А.Юткин, Л.И.Гольцова. Заявл. 19.08.68, № 1269003/30-15; Оpubл. в Б.И. 1983, № 4.
23. А. с. № 894049 (СССР). Дренажная труба / Л.А.Юткин, Е.И.Филиппова и др. Заявл. 26.12.78, № 2742330/30-15; Оpubл. в БИ, 1981, № 48.
24. Svedberg T. Berichte, *Pilosophical Transactions*, London, 1905. Vol. LXX. P. 38.
25. Базелян Э.М., Райзер Ю.П. Искровой разряд. М.: МФТИ, 1997. 320 с.
26. Маргулис М.А. Основы звукохимии (химические реакции в акустических полях). М.: Высшая школа, 1984. 272 с.
27. Zagoruyko VA Electrohydraulic effect as a method of deformation of metals. *Materials of the XVth International Youth Forum "Youth and Agricultural Machinery in the XXI Century"* (April 4-5, 2019). URL: <https://repo.btu.kharkov.ua/handle/123456789/34561>
28. Sirenko V., Manchenko O. Electrohydraulic effect in electropasmolysis. *II All-Ukrainian Scientific and Practical Internet Conference in memory of V.V. Ovcharov "Current state and prospects for the development of electrical systems"* (10-26 November, 2020) <http://repo.snau.edu.ua/bitstream/> (2024, January, 10).
29. Nuriddin Markaev, Islom Abdiraxmonov, Ikrom Davletov. Energy characteristics of electro-technological processing of grape cuttings. *E3S Web of Conferences* 434(10):01031. 2023. doi:10.1051/e3sconf/202343401031
30. Turdiboyev A., Aytbaev N., Mamutov M., Tursunov A., Toshev T., Kurbonov N. Study on application of electrohydraulic effect for disinfection and increase of water nutrient content for plants. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science* 1142 (2023) 012027. 2023 doi:10.1088/1755-1315/1142/1/012027
31. Jorge Vinna Sabrejos Researches of Technology Electrohydraulic Effect: Impact on Water. 2020. The Antenor Orrego Private University, Peru doi: [10.4018/978-1-5225-9420-8.ch019](https://doi.org/10.4018/978-1-5225-9420-8.ch019)
32. Tatiana Golubeva. Environmental Phenomena. *Application of Electrohydraulic Effect for Wastewater Treatment 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*. 2018. doi: [10.1109/eeeic.2018.8494436](https://doi.org/10.1109/eeeic.2018.8494436)

References

- Lane T. Description of an electrometer invented by mr. Lane with an account of some experiments made by him with it. *Pilosophical Transactions*. London, 1767. Vol. LVII. P. 451-460.
- Priestly J. Experiments on the Lateral force of electrical explosions, *Pilosophical Transactions*. London, 1769. Vol. LIX. P. 57-62.
- FrungeI F. Zummechanischen Wirkungsgrad von Flüssigkeitsfunken, *Optic*, Hamburg, Band 3. 1948. No 1/2. P. 124-127.
- Pokrovskiy G.I., Stanyukovich K.P. *Izv. AN SSSR. Seriya fiz.* 1944. No. 8. P. 214. [in Russian]

5. Bur. Ships J. 1962. 3, 4.
6. Yutkin L.A. Elektrogidravlicheskiy effekt. M.; L.: Mashgiz, 1955. 52 p. [in Russian]
7. Yutkin L.A. Elektrogidravlicheskiy effekt i ego primeneniye v promyshlennosti. L.: Mashinostroeniye, leningr. otd., 1986. 253 p. [in Russian]
8. Elektrogidravlicheskiy effekt. URL: www.sites.google.com/site/yutkin1911/glavnaa [in Russian]
9. Yutkin L.A. Elektrogidravlicheskoie drobeniye. L.: LDNTP, ch. 1. 1959. 36 p. [in Russian]
10. A. s. No 105011 (SSSR). Sposob polucheniya vyisokih i sverhvyisokih davleniy / L.A.Yutkin, L.I.Goltsova., Zayavl. 15.04.50, No 416898, Opubl. v BI., 1957. No 41. [in Russian]
11. A. s. No 118436 (SSSR). Elektrogidravlicheskiy bur dlya bureniya skvazhin / L.A.Yutkin, L.I.Goltsova..Zayavl. 12.11.57, No 586039/22; Opubl. v BI., 1959. No 5. [in Russian]
12. A. s. 121053 (SSSR). Sposob poverhnostnogo vozdeystviya na materialyi / L.A. Yutkin, L.I.Goltsova.. Zayavl. 22.03.51, No 605989/25; Opubl. v B.I. 1964, No 18. [in Russian]
13. A. s. 129945 (SSSR). Sposob polucheniya vyisokih i sverhvyisokih davleniy i ustroystvo dlya ego osuschestvleniya / L.A. Yutkin, L.I. Goltsova. Zayavl. 29.12.52, No 605995/25; Opubl. v B. I., 1963, No 20. [in Russian]
14. A. s. 196632 (SSSR). Sposob ochistki i obezrazhivaniya zhidkostey, preimuschestvenno pitevyih i stochnyih vod / L.A. Yutkin, L.I. Goltsova. Zayavl. 02.01.58, No 589269/28-13; Opubl. v B. I., 1983 , No 18. [in Russian]
15. A. s. 225799 (SSSR). Ustroystvo dlya ochistki i obezrazhivaniya zhidkostey, preimuschestvenno pitevyih i stochnyih vod / L.A. Yutkin, L.I. Goltsova. Zayavl. 02.01.58, No 589269/28-13; Opubl. v B. I., 1983 , No 18. [in Russian]
16. A. s. No 110688 (SSSR). Sposob vydele-niya germaniya iz uglya v zhidkoy srede / L.A.Yutkin, F.Ya.Sapryikin i dr. Zayavl. 07.05.57, No 572368; Opubl. v BI, 1983, No 18. [in Russian]
17. A. s. No 120113 (SSSR). Ustroystvo dlya razrezaniya materiala posredstvom elektrogidravlicheskih udarov / L.A.Yutkin, Yu.V.Zhuravekiy i dr. Zayavl. 15.05.57, No 573048; Opubl. v BI., 1959, No 10. [in Russian]
18. A. s. No 107557 (SSSR). Gidravlicheskiy nasos / L.A.Yutkin, V.Bersenev. Zayavl. 12.12.56, No 562424; Opubl. v BI. 1957, No 7. [in Russian]
19. A. s. No 260304, (SSSR). Ustroystvo dlya polucheniya udobrennoy pochvyi neposredstvenno v pole / L.A.Yutkin, A.N.Melnikova.Zayavl. 17.02.60, No 655378/30-15; Opubl. v.BI. 1983, No 1. [in Russian]
20. A. s. No 478472 (SSSR). Ustroystvo dlya raspyleniya zhidkosti / L.A.Yutkin, L.I.Goltsova.. Zayavl. 16.01.67, No 1126268/30-15; Opubl. v BI. 1983. No 9. [in Russian]
21. A. s. No 310483 (SSSR). Induktor dlya magnitno-impulsnoy obrabotki / L.A.Yutkin, L.I.Goltsova. Zayavl. 20.03.67, No 41141020/25-27; Opubl. v BI. 1983, No 18. [in Russian]
22. A. s. No 402608 (SSSR). Sposob sozdaniya podpochvennyih truboprovodov / L.A.Yutkin, L.I.Goltsova. Zayavl. 19.08.68, No 1269003/30-15; Opubl. v B.I. 1983, No 4. [in Russian]
23. A. s. No 894049 (SSSR). Drenazhnaya truba / L.A.Yutkin, E.I.Filippova i dr. Zayavl. 26.12.78, No 2742330/30-15; Opubl. v BI, 1981, No 48. [in Russian]
24. Svedberg T. Berichte, *Pilosophical Transactions*, London, 1905. Vol. LXX. P. 38. [in Russian]
25. Bazelyan E.M., Rayzer Yu.P. Iskrovoy razryad. M.: MFTI, 1997. 320 p. [in Russian]
26. Margulis M.A. Osnovy zvukohimii (himicheskie reaktsii v akusticheskikh polyah). M.: Vysshaya shkola, 1984. 272 p. [in Russian]
27. Zagoruyko VA Electrohydraulic effect as a method of deformation of metals. *Materials of the XVth International Youth Forum "Youth and Agricultural Machinery in the XXI Century"* (April 4-5, 2019). URI; <https://repo.btu.kharkov.ua/handle/123456789/34561>.
28. Sirenko V., Manchenko O. Electrohydraulic effect in electroplasmolysis. *II All-Ukrainian Scientific and Practical Internet Conference in memory of V.V. Ovcharov "Current state and prospects for the development of electrical systems"* (10-26 November, 2020) <http://repo.snau.edu.ua/bitstream/> (2024, January, 10).
29. Nuriddin Markaev, Islom Abdiraxmonov, Ikrom Davletov. Energy characteristics of electro-technological processing of grape cuttings. *E3S Web of Conferences* 434(10):01031. 2023. doi:[10.1051/e3sconf/202343401031](https://doi.org/10.1051/e3sconf/202343401031)
30. Turdiboyev A., Aytbaev N., Mamutov M., Tursunov A., Toshev T., Kurbonov N. Study on application of electrohydraulic effect for disin-?ection and increase of water nutrient content for plants. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science* 1142 (2023) 012027. 2023 doi:[10.1088/1755-1315/1142/1/012027](https://doi.org/10.1088/1755-1315/1142/1/012027)
31. Jorge Vinna Sabrejos Researches of Technology Electrohydraulic Effect: Impact on Water. 2020. The Antenor Orrego Private University, Peru doi: [10.4018/978-1-5225-9420-8.ch019](https://doi.org/10.4018/978-1-5225-9420-8.ch019)
32. Tatiana Golubeva. Environmental Phenomena. *Application of Electrohydraulic Effect for Wastewater Treatment 2018 IEEE International Conferenceon Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*. 2018. doi: [10.1109/eeeic.2018.8494436](https://doi.org/10.1109/eeeic.2018.8494436)

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОБЛЕМ ТА ПЕРСПЕКТИВ ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА

Л. Б. Мороз, Б. М. Григораши, А. В. Жекало

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: lesamoroz90@gmail.com

Вдосконалення технологій гідравлічного розриву пласта (ГРП) набуває все більшої актуальності у зв'язку з виснаженням активно розроблюваних на даний час родовищ нафти і газу. Тому нафтогазовидобувні компанії приділяють все більшу увагу методам дії на ПЗП, щоб збільшити приплив флюїду до свердловини. Дослідження процесу гідравлічного розриву пласта є важливим завданням сьогодення. Одним з основних напрямів вдосконалення є його поєднання з іншими методами інтенсифікації припливу флюїдів та більш детальному вивченню технологічних параметрів процесу. Гідравлічний розрив пласта на родовищах України застосовували досить широко та ефективно з 1960 року. Протягом 1957–1970 рр. ГРП проводили з використанням загущеної нафти та кварцового піску для закріплення тріщин. Пізніше ГРП проводили з використанням води або водних розчинів полімерів. При розробці низькопроникних колекторів все частіше застосовують технології, пов'язані з використанням гідравлічного розриву пластів. ГРП на сьогодні є одним із найпотужніших і найефективніших засобів підвищення техніко-економічних показників розробки родовищ в усьому світі. В результаті проведення ГРП дебіти свердловин зростають на 300–600 %. Із 1996 р. застосовують потужний гідророзрив (ПГРП), який відрізняється від попереднього використанням високочисливих неньютонівських рідин, закріпленням тріщин високими концентраціями керамічних пропантів, збільшенням витрати рідин і тиску їх нагнітання. Відтоді виникла необхідність у підвищенні об'єктивності вибору об'єктів для проведення ГРП та застосування ефективнішої технології або удосконалення вже існуючої технології ГРП. Метою роботи є моделювання ГРП у програмі MFrac з наступним проектуванням тристадійного гідравлічного розриву на прикладі гіпотетичної свердловини.

Ключові слова: свердловина, видобуток, тиск, дебіт, гідравлічний розрив пласта.

The improvement of hydraulic fracturing technologies is gaining more and more relevance in connection with the depletion of currently actively developed oil and gas fields. Therefore, oil and gas production companies are paying more and more attention to methods of action in the formation zone to increase the flow of fluid to the well. The study of the process of hydraulic fracturing is an important task today. One of the main directions of its improvement is its combination with other methods of fluid inflow intensification and a more detailed study of the technological parameters of the process. Hydraulic fracturing has been used quite widely and effectively in the deposits of Ukraine since 1960. During 1957-1970, hydraulic fracturing was carried out using thickened oil and quartz sand to seal the cracks. Later, hydraulic fracturing was performed using water or aqueous solutions of polymers. In the development of low-permeability reservoirs, technologies associated with the use of hydraulic fracturing are increasingly being used. Today, hydraulic fracturing is one of the most powerful and effective means of increasing the technical and economic indicators of field development around the world. As a result of hydraulic fracturing, well flow rates increase by 300-600%. Since 1996, powerful hydraulic fracturing has been used, which differs from the previous use of highly viscous non-Newtonian fluids by cementing cracks with high concentrations of ceramic proppants, increasing the flow of fluids and their injection pressure. Since then, there has been a need to increase the validity of the selection of objects for fracturing and the use of more efficient technology or the improvement of already existing fracturing technology. The work aims to simulate hydraulic fracturing in the MFrac program followed by the design of a three-stage hydraulic fracturing using the example of a hypothetical well.

Key words: well, production, pressure, flow rate, hydraulic fracturing.

Вступ

Гідравлічний розрив пласта – високоефективна і широко використовувана в нафтогазовій промисловості технологія гідрогазодинамічного (гідрогазомеханічного) методу інтенсифікації припливу пластових флюїдів у свердловину, процесу реалізації якого передуює важливий етап аналітичної роботи з обґрунтуванням необхід-

ності і доцільності застосування даної технології впливу. Ефективність її проведення залежить від точності визначення потенціалу свердловини-кандидата, що в подальшому впливає на вибір відповідної технології ГРП і параметрів технологічної операції. Далеко не всі методи мають такі великі можливості для покращення

щення роботи свердловини – і рентабельно, і надійно.

Здійснити перехід до повністю автоматизованих систем підбору свердловин для проведення гідравлічного розриву пласта на даний час неможливо, оскільки такі системи не є доскональними. Вони не врахують все розмаїття критеріїв і факторів, що впливають на вибір свердловин, позбавлені можливості прийняття нестандартних рішень, пов'язаних з особливостями об'єкта впливу.

Ключова ідея полягає в тому, що розміри ГРП можуть бути уніфіковані, тому що вони можуть бути найкраще охарактеризовані за допомогою безрозмірного числа пропанта, яке визначає теоретично оптимальні розміри тріщини, при яких може бути досягнутий максимальний коефіцієнт продуктивності або прийнятності. Технічні обмеження повинні бути задоволені таким чином, щоб відійти від теоретичного оптимуму лише настільки, наскільки це необхідно. При такому підході такі важкі питання, як відмінності гідророзриву у високо- і низькопроникних пластах, течія не за законом Дарсі, а також вдавлення пропанта розглядаються прозорим і уніфікованим чином, і інженер отримує логічно послідовну процедуру проєктування.[1–3].

Матеріали та методи

Щоб інтенсифікувати процес гідророзриву, необхідне спеціалізоване обладнання, до якого відносяться: резервуари для зберігання, автоцистерни для перевезення хімікатів, а також насосне обладнання. Добавки транспортуються на буровий майданчик у бортових вантажівках, які мають насоси, що дозволяють перекачувати добавки до змішувачів. Кислота зазвичай доставляється на ділянку гідророзриву вантажівкою для перевезення кислоти, місткістю цистерни до 5000 галонів. Пропанти (зазвичай пісок) подаються до змішувача з великих резервуарів, у яких зберігаються, через великі конвеєрні стрічки. Блендер забирає прісну воду з резервуарів для гідророзриву за допомогою всмоктувальних насосів і змішує її з пропантом у бункері. Рідина і пропант змішуються з добавками в розрахункових концентраціях, утворюючи суспензію, яка під тиском подається до насосів для гідророзриву пласта. Насоси для гідророзриву пласта працюють під високим тиском і перекачують суспензію за допомогою об'ємних насосів до причепа-розподільника. Маніфольд колектор діє як перекачувальна станція і перекачує рідину через наземні трубопроводи до головки гідророзриву [4–6].

Гідравлічний розрив пласта проводиться ізольованими інтервалами вздовж горизонтальної свердловини, оскільки неможливо застосувати тиск по всій довжині стовбура свердловини через обмеження відстані. Це контролюється об'ємом, який оператор може закачати в свердловину під тиском. Ці інтервали ізолюються за допомогою пакерів. У стовбурі свердловини за допомогою перфоратора створюються отвори в межах інтервалу, обмеженого пакерами. При розробці сланцевого газу обробка тріщин проводиться в декілька етапів. На початкових етапах воно полягає у закачуванні прісної води в стовбур свердловини, після чого застосовують кислотне промивання для очищення свердловини від цементу і бурового розчину, щоб забезпечити безперешкодний потік рідини під час гідророзриву [7–9].

Рідина для розриву пласта прокачується через перфоровані інтервали під високим тиском з метою створення тріщини в навколишньому пласті (продуктивній зоні). Тверді частинки, відомі як пропанти, додаються до рідини розриву і закачуються в пласт після того, як були створені тріщини. Розмір і концентрацію пропанта збільшують поетапно протягом усього процесу гідророзриву пласта.

Пропанти утримують новостворені тріщини відкритими, щоб полегшити видобуток вуглеводнів [15]. Проєктування обробки тріщин є складним завданням, яке включає в себе аналіз, планування, досвід і ретельне спостереження за різними етапами всього процесу.

Результати та обговорення

Для прийняття ефективних рішень на етапі планування ГРП доцільно використовувати комплексний підхід для обґрунтування вибору свердловин-кандидатів, що включає:

- формування попередньої вибірки і ранжування свердловин, ділянок родовища (можливо за допомогою методів аналізу даних Datamining (дата майнінг), блоково-факторного аналізу, методу теорії нечітких множин);

- експертну оцінку геолого-технологічних і технічних показників, що характеризують свердловини і ділянки родовища на предмет реалізації ГРП. Безсумнівна перевага даних методів полягає в можливості швидкої обробки великої кількості інформації і оцінки впливу тих чи інших геолого-промислових параметрів на показники успішності (ефективності) ГРП, і відповідно, визначення критеріїв для підбору свердловин-кандидатів.

З метою визначення ділянок родовища для подальшої більш детальної експертної обробки

під час виявлення потенційних критеріїв використовуються промислові дані по свердловинах до ГРП, стан свердловин по фонду на момент проведення ГРП, геологічні характеристики, дані стосовно конструкції свердловини, технологічні показники ГРП.

Промислові дані про свердловину включають дебіти до ГРП, пластовий і вибійний тиски на момент проведення ГРП, накопичені показники, водонафтовий та газоконденсатний фактори, прирости дебітів, максимальні місячні і максимальні середньорічні дебіти за всю історію, відстань до сусідніх свердловин, накопичене закачування і приймальність нагнітальних свердловин на момент ГРП і т.д. [10–14].

Геологічні характеристики являють собою наступний набір даних: загальна та ефективна товщини пласта, коефіцієнти пористості, проникності, нафтогазонасиченості, піщаності, розчленованості, макронеоднородності, гідропровідності і т. д.

Вибір свердловин для ГРП можливо здійснювати на основі адресної геологічної моделі пласта. По кожній свердловині необхідно враховувати результати геофізичних досліджень, а також всю інформацію, отриману в результаті гідродинамічних досліджень, промислового аналізу і т.п. Ступінь достовірності вихідних уявлень про геологічну будову пласта визначає обґрунтованість прийнятих рішень щодо вибору свердловин для проведення ГРП.

Виявлення лінз і продуктивних зон пласта, не дренованих або слабо дренованих раніше, і подальше створення протяжних тріщин гідророзриву, що забезпечують зв'язок свердловини з цими зонами, дозволить підвищити коефіцієнт газонафтовилучення та забезпечить високу ефективність ГРП. Для цього в кожному конкретному випадку необхідний аналіз геологічної будови пласта.

Проведення ГРП у свердловинах, що розкривають низькопроникні лінзи, призводить до значного підвищення їх продуктивності. Гідророзрив у свердловинах, що опинилися в низькопроникних лінзах невеликих розмірів, дозволить ввести ці свердловини в експлуатацію. Якщо розміри включення або лінзи відносно невеликі, ефективним виявиться гідророзрив зі створенням тріщини, що виходить за межі включення. Особливо актуальним у цій ситуації є відомості про орієнтацію тріщини, оскільки це дозволить підібрати розмір тріщини таким чином, щоб вона виходила за межі включення.

Визначення рекомендованої довжини тріщини в умовах неоднорідного пласта може

здійснюватися на базі детермінованою геологічної моделі та з врахуванням реального напрямку тріщин.

Розрахунки рекомендується проводити з використанням математичної моделі, що дозволяє розраховувати фільтрацію в пласті з тріщинами гідророзриву.

Не рекомендується проводити ГРП у продуктивних пластах, якщо:

- свердловина розташована в периферійній ділянці родовища неподалік газоводяного або водонафтового контакту;

- пластовий або масивно–пластовий поклад характеризується вибіркоким просуванням пластової води в продуктивну частину;

- масивний поклад характеризується утворенням конусів пластової води;

- нафтовий поклад має газову шапку, і є висока імовірність прориву штучної тріщини до неї;

- поклад має густу сітку свердловин, сусідні свердловини мають високу продуктивність;

- поточний пластовий тиск становить 25% та нижче від початкового [5].

У свердловинах із значними фільтраційними опорами у привибійній зоні пласта спостерігається падіння темпів видобутку при збереженні тих же умов експлуатації, більш низькі значення дебіту в порівнянні з розташованими поблизу свердловинами даного родовища. Одним з найбільш точних методів, на основі якого приймається рішення щодо доцільності проведення ГРП, є виконання гідродинамічних досліджень свердловини (ГДС). За допомогою ГДС визначаються скін-фактори, потенційні можливості свердловини та надається оцінка ступеня недосконалості привибійної зони пласта. Визначення таких свердловин здійснюється на основі промислових даних або в результаті розрахунку.

Розрахунковим методом для нафтових свердловин оцінюється радіус області дренування свердловини і обчислюється потенційний дебіт рідини недосконалої свердловини в умовах плоскорадіального припливу у відповідності з формулою Дюпюї. Якщо розрахунковий потенційний дебіт значно вищий фактичного, то можна припустити наявність значних фільтраційних опорів у привибійній зоні пласта. Розрахунковим методом для газових свердловин оцінюється потенційний дебіт умові зниження значення скін-фактору (псевдоскіна) до «0».

Гідророзрив у свердловинах із забрудненою привибійною зоною дає можливість не тільки відновити видобувну здатність свердловини, а й досягнути її значного підвищення.

Збільшення продуктивності свердловини після ГРП визначається співвідношенням проникностей пласта-тріщини і розмірами тріщини. Причому дебіт свердловини не зростає необмежено з ростом довжини тріщини. При моделюванні робіт необхідно враховувати граничне значення довжини тріщини, перевищення якого не призводить до зростання дебіту. Визначення цієї величини здійснюється на основі розрахункових залежностей.

Виникнення тріщини гідророзриву призводить до перерозподілу фільтраційних потоків у пласті, зміни геометрії області дренування і динаміки обводнення видобувних свердловин. Врахування орієнтації тріщин при проектуванні системи розробки та розташування свердловин нових родовищ або ділянок із використанням ГРП дає можливість сповільнити процес обводнення свердловини при одночасному збільшенні видобутку. Якщо передбачається застосування рядної системи розстановки свердловин, то, по можливості, слід орієнтувати ряди вздовж напрямку тріщин. Якщо тріщини паралельні газодонафтовому контакту, доцільно розташовувати видобувні свердловини в крайовій зоні у вигляді ряду уздовж цього напрямку. Ефективним може виявитися збільшення відстані між свердловинами в напрямку поширення тріщин і зменшення відстані в ортогональному напрямку. При цьому площа дренування свердловини може залишитися незмінною [13–16].

Проведено моделювання процесу гідравлічного розриву пласта в програмному забезпеченні теуер модуль MFrac на прикладі дослідної свердловини 1. MFrac являє собою систему тривимірного моделювання гідравлічного розриву, що використовується в повсякденній роботі та враховує взаємопов'язані параметри, що впливають на поширення тріщини і перенесення пропанта. MFrac не є повністю тривимірною моделлю. Швидше можна сказати, що вона займає проміжне положення між псевдо-тривимірною і повністю тривимірною моделлю, із застосовним значенням відношення половинної довжини до половинної висоти понад 1/3 (Майер15). MFrac також забезпечує можливість роботи з двомірними типами моделей тріщин [1].

Основні кроки застосування MFrac:

1. Створення нового файлу даних.
2. Задання одиниць виміру.
3. Обрання варіантів програми.
4. Для роботи в реальному часі або відтворення слід запуснути програму MView імпортувати дані.
5. Введення вхідних даних.

6. Запуск процесу моделювання.

7. Перегляд та аналіз графіків, отриманих у процесі моделювання.

8. Генерування звітів.

Як досліджуваний об'єкт було вибрано свердловину глибиною 3330 метрів з початковим дебітом 12,3 тис.м³/добу, на якій за результатами попередньо проведених досліджень на неусталених режимах фільтрації, було запропоновано провести тристадійне ГРП у трьох зонах перфорації.

Перед початком програмування, вхідні дані, такі як: потужність продуктивного пласта, інтервал перфорації, пластовий тиск (поточний), температура продуктивного пласта, пористість, проникність, в'язкість пластового флюїду, об'ємний коефіцієнт газу, тиск насичення, газовий фактор вносяться у програму для початку роботи.

Також необхідні файли певних форматів для імпортування каротажних даних по свердловині, дані по інклінометрії в стовбурі свердловини. Перелік необхідної інформації для проектування ГРП (проведення дизайну) представлено у табл.1, табл. 2, табл. 3.

На даній свердловині було проведено ГРП на трьох інтервалах: 3053–3066 м, 3105–3116 м, 3234–3247,5 м. Моделювання ГРП було проведено для кожного інтервалу, починаючи з нижнього.

До моменту моделювання у програмі MFrac виконувалася перевірка допустимості даних, що містяться в кожному діалоговому вікні, яке відкривалося під час поточного сеансу роботи. Щоб уникнути проблем, після запуску процесу обчислень MFrac перевіряє відповідність даних мінімальним вимогам, а також перевіряє відповідність даних допустимим межах. Цей додатковий рівень перевірки помилок призначений для запобігання виникненню помилок обчислень, викликаних відсутністю або неправильними даними.

Графіки у MFrac розділені на категорії, доступні за допомогою різних команд із меню «Графік». Набір доступних графіків визначається безпосередньо варіантами, обраними в діалогових блоках під закладками «Загальні параметри», «Тріщина» та «Варіанти пропанта» останньої збереженої операції моделювання. Наприклад, якщо теплопередача була скасована за допомогою команди «Скасування вибору» відповідної позиції в «Загальних варіантах», ці графіки не будуть присутні у меню «Графік». Характеристики тріщини: ці графіки представляють загальні характеристики тріщини, такі як довжина, висота та ширина. Побудова деяких із

Таблиця 1 – Перелік необхідної інформації для проєктування ГРП продуктивного горизонту А–7

| № | Найменування параметру | Значення | Од. вимір. |
|----|---|------------------------------------|--------------------------------|
| 1 | Назва родовища | | Назва |
| 2 | № свердловини | 1 | |
| 3 | Індекс продуктивного пласта | А–7 | |
| 4 | Потужність продуктивного пласта | 3 | м |
| 5 | Інтервал перфорації | 3234–3247.5 | м |
| 6 | Тип перфоратора і кількість перфораційних отворів | 39g SDP–4539–410 Owen Oil Tools | |
| 7 | Пластовий тиск (поточний) | 200 | атм. |
| 8 | Температура продуктивного пласта | 76 | °С |
| 19 | Пористість | 10 | % |
| 10 | Проникність | 0,1 | мД |
| 11 | В'язкість пластового флюїду (в пластових умовах) | 0,018953 | мПа |
| 12 | Об'ємний коефіцієнт газу | 0,0054452 | м ³ /м ³ |
| 13 | Тиск насичення | 290 | атм |
| 14 | Газовий фактор (Z) | 0,88357 | |
| 15 | Діаметр експлуатаційної колони | 178 | мм |
| 16 | Товщина стінок експлуатаційної колони | 10,36 | мм |
| 17 | Тиск опресовування експлуатаційної колони | 350 | атм |
| 18 | Глибина поточного вибою | 3260 | м |
| 19 | Максимальний кут в свердловині / глибина | 2° 30/3225 | ° |
| 20 | Зенітний кут в інтервалі перфорації | 2° 30 | ° |

Таблиця 2 – Перелік необхідної інформації для проєктування ГРП продуктивного горизонту А–7н

| № | Найменування параметру | Значення | Од. вимір. |
|----|---|--|--------------------------------|
| 1 | Назва родовища | | Назва |
| 2 | № свердловини | 1 | № |
| 3 | Індекс продуктивного пласта | А–7н | |
| 4 | Потужність продуктивного пласта | 3.5 | м |
| 5 | Інтервал перфорації | 3105–3116 | м |
| 6 | Тип перфоратора і кількість перфораційних отворів | Owen 6.7g SDP–2107– 410 по 40 отв/м.п. фазування 60° | |
| 7 | Пластовий тиск (поточний) | 195 | атм. |
| 8 | Температура продуктивного пласта | 73 | °С |
| 9 | Пористість | 14 | % |
| 10 | Проникність | 0,1 | мД |
| 11 | В'язкість пластового флюїду (в пластових умовах) | 0.01871 | мПа |
| 12 | Об'ємний коефіцієнт газу | 0,0055471 | м ³ /м ³ |
| 13 | Тиск насичення | 280 | атм |
| 14 | Газовий фактор (Z) | 0,87813 | |
| 15 | Діаметр експлуатаційної колони | 178 | мм |
| 16 | Товщина стінок експлуатаційної колони | 10,36 | мм |
| 17 | Товщина стінок насосно–компресорних труб | 9,65 | мм |
| 18 | Тиск опресовування експлуатаційної колони | 350 | атм |
| 19 | Глибина поточного вибою | 3130 | м |
| 20 | Максимальний кут у свердловині / глибина | 2° 00/3100 | ° |
| 21 | Зенітний кут в інтервалі перфорації | 2° 00 | ° |

Таблиця 3 – Перелік необхідної інформації для проєктування ГРП продуктивного горизонту А-7в

| № | Найменування параметру | Значення | Од. вимір. |
|----|---|---|--------------------------------|
| 1 | Назва родовища | | Назва |
| 2 | № свердловини | 1 | |
| 3 | Індекс продуктивного пласта | А-7в | |
| 4 | Потужність продуктивного пласта | 4.5 | м |
| 5 | Інтервал перфорації | 3053–3066 | м |
| 6 | Тип перфоратора і кількість перфораційних отворів | Owen 6.7g SDP-2107-410 по 40 отв/м.п. фазування 60° | |
| 7 | Пластовий тиск (поточний) | 188 | атм. |
| 8 | Температура продуктивного пласта | 72 | °С |
| 9 | Пористість | 11 | % |
| 10 | Проникність | 0,1 | мД |
| 11 | В'язкість пластового флюїду (в пластових умовах) | 0.018461 | мПа |
| 12 | Об'ємний коефіцієнт газу | 0,0056572 | м ³ /м ³ |
| 13 | Тиск насичення | 270 | атм |
| 14 | Газовий фактор (Z) | 0,87289 | |
| 15 | Діаметр експлуатаційної колони | 178 | мм |
| 16 | Товщина стінок експлуатаційної колони | 10,36 | мм |
| 17 | Товщина стінок насосно-компресорних труб | 9,65 | мм |
| 18 | Тиск опресовування експлуатаційної колони | 350 | атм |
| 19 | Глибина поточного вибою | 3080 | м |
| 20 | Максимальний кут в свердловині / глибина | 2° 00/3050 | ° |
| 21 | Зенітний кут в інтервалі перфорації | 2° 00 | ° |

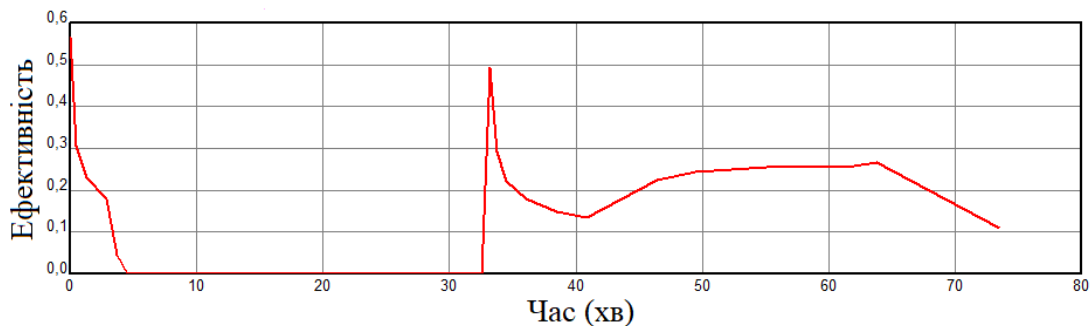


Рисунок 1 – Ефективність як функція часу

графіків здійснюється залежно від часу чи об'єму. Кнопка вибору об'єму відповідає сумарному об'єму закачуваної суміші. Для нашого дизайну з усіх можливих отриманих графіків «Характеристики тріщини» нас цікавить графік «Ефективність, як функція часу», який представлений для кожного горизонту (рис. 1). Ці графіки показують значення ефективності тріщини за весь час проведення ГРП, тобто залежність ефективності тріщини від часу. Значення ефективності тріщини обирається те значення, яке було після продавлювання, перед закриттям тріщини. Також можна звернути увагу на те, що в усіх графіках, які розглянуті в даному підрозділі, є чітка закономірність: умовно графік

можна розділити на 2 періоди. Частина графіку, що знаходиться ліворуч – це нагнітальний тест. Частина графіку, що знаходиться праворуч – основний ГРП.

Перший розділ графіків містить залежності різних тисків від часу. Для відображення цих графіків є блоки вибору для «Відтворення/Реальний час», «Витрати на вибої», «Витрати на поверхні», «Концентрація на вибої» та «Концентрація на поверхні».

Для нашого дизайну з усіх можливо отриманих графіків «Гідраліка стовбура» нас цікавить графіки «Вибійний та поверхневий тиск» та «Розбивка стовбура на етапи» (рис. 2), перший вигляд графіку поданий для обох гори-

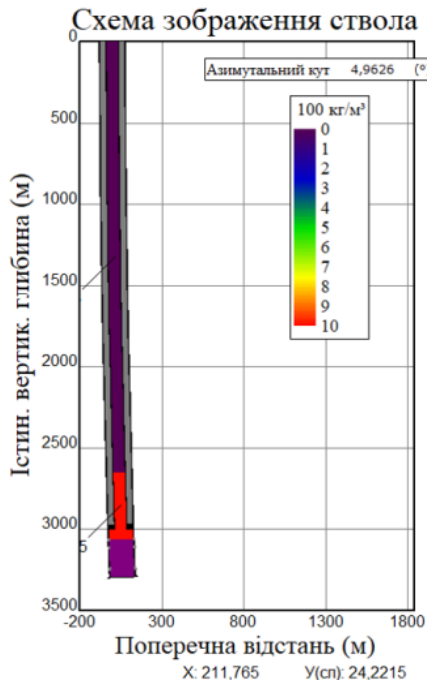


Рисунок 2 – Схема зображення стовбура

зонтів, другий вигляд графіку підходить для усіх горизонтів (рис. 3–5). На графіках «Вибійний та поверхневий тиск» можна побачити лінії різного кольору: поверхневий тиск – червона, вибійний тиск обробки – синя, витрата на поверхні – зелена, концентрація на вибої – рожева та концентрація на поверхні – коричнева. Графіки вибійного і поверхневого тисків є взаємопов’язаними та змінюються в залежності від стадії ГРП та об’єму закачуваної суміші на відповідній стадії. Графіки витрати на поверхні є майже незмінними і встановлені на рівні $3,2 \text{ м}^3/\text{хв}$, графік падає до 0 під час стадії «Зупинка свердловини» у плані обробки. Графіки концентрації пропанту на вибої копіюють графіки концентрації пропанту на поверхні, оскільки різниця графіків лише полягає у часовому кроці. Суміші гідророзриву з відповідною концентрацією пропанту потрібен деякий час, щоб вона зайшла з поверхні та дійшла до вибою.

Що стосується графіків «Розбивка стовбура на етапи», то під час моделювання чітко видно переміщення суміші відповідної концентрації із поверхні до вибою. Також на графіку вказано азимутальний кут свердловини – $275,24^\circ$.

Доступний цілий ряд графіків чистого тиску від часу в лінійних і подвійних логарифмічних координат, що представляють знайомий похилий графік чистого тиску, що зустрічається на графіках Нолті. Виконується також побудова похилої характеристики Нолті для кожної тріщини для графічного уявлення зростання висоти тощо.

Для нашого дизайну з усіх можливо отриманих графіків «Діагностика» нас цікавить графік «Чистий тиск як функція часу», який поданий для кожного горизонту (рис. 6).

На графіках «Чистий тиск, як функція часу» показано зміну параметру чистого тиску під час проведення ГРП. Чистий тиск – це тиск в тріщині під час ГРП. Чим більше значення чистого тиску, тим більш комплексною є тріщина і тим складніше туди закачати пропант. На графіках окрім графіку чистого тиску) зображені: витрата на поверхні (зелена лінія) та концентрації пропанту в рідині на поверхні (смагадова) та вибої свердловини (коричнева). На графіках видно, що значення чистого тиску протягом усього процесу ГРП зростає, окрім моментів, коли ми зупиняємо подачу рідини у тріщину. Значення чистого тиску обирається те, яке було після продавлювання, перед закриттям тріщини. Перенесення пропанту – це низка графіків, що демонструють розміщення пропанту з часом та наприкінці процесу моделювання.

На графіку напружень зображено залежність напруження та літологічний склад породи в місці утворення тріщини на відповідній істинній вертикальній глибині. Зона інтервалу перфорації вказана для усіх графіків червоними лініями. Як видно на графіках, в зоні перфорації знаходиться зона мінімальних напружень, що є відмінним положенням для утворення тріщини.

На графіку профілю тріщини відображено розподіл частини тріщин на кілька зон, які вказують на відсоток від загальної довжини тріщини в цій зоні. Як можна побачити на графіку, чим більше відсоток від довжини тріщини, тим ближче зона знаходиться до середини інтервалу перфорації.

На графіку концентрації/площа під час закриття тріщини зображено розподіл суміші відповідної концентрації пропанту по всій довжині тріщини. На графіку видно, що розподіл пропанту лежить в інтервалі перфорації, і немає проривів у підшову або покрівлю, що є прийнятним попереднім результатом для проведення ГРП.

На графіку провідності тріщини під час закриття зображено провідність тріщини по всій довжині тріщини. Графіки «Концентрація/площа закриття» та «Провідність тріщини (закриття)» за моделлю є взаємопов’язаними: чим більша концентрація пропанту в тріщині, тим більшою провідність тріщини. За графіком, орієнтовна середня провідність тріщини для обох горизонтів знаходиться в діапазоні 100 мД·м. Також за графіком можна визначити

Вибійний і поверхневий тиск

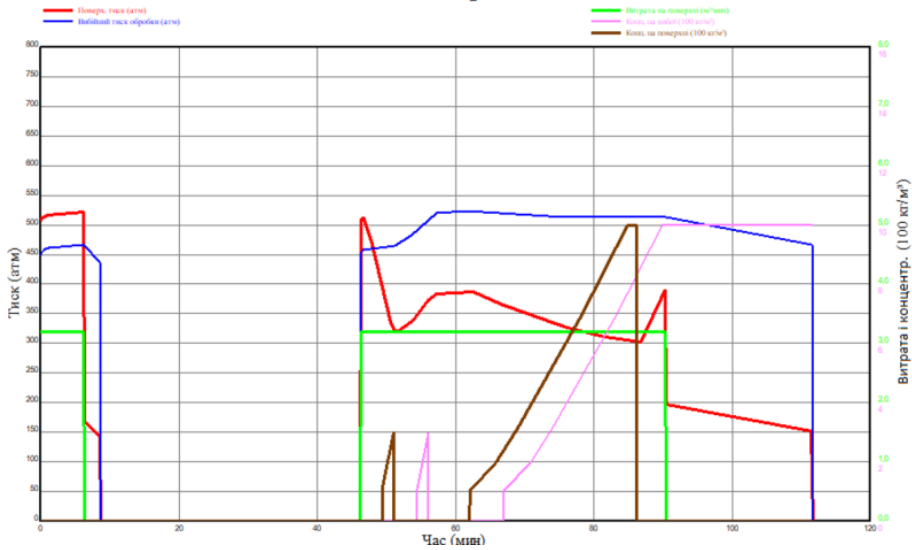


Рисунок 3 – Вибійний і поверхневий тиск для горизонту А-7

Вибійний і поверхневий тиск

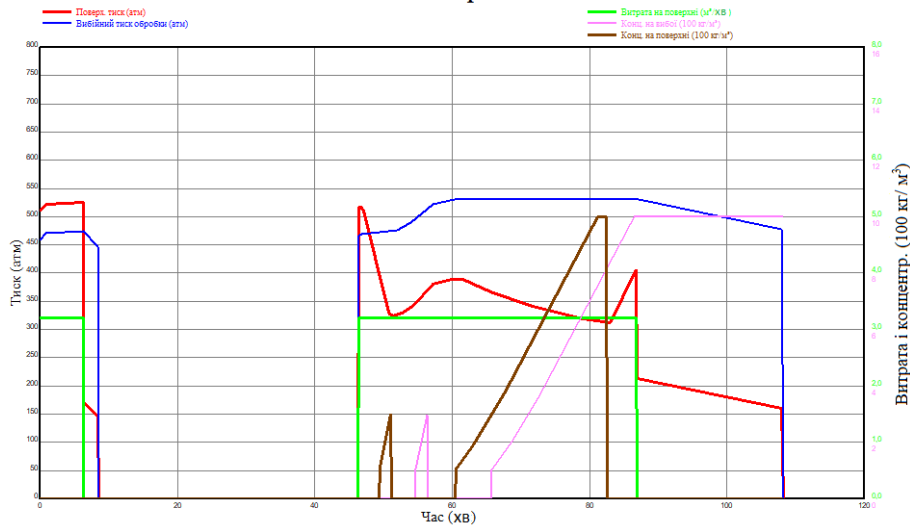


Рисунок 4 – Вибійний і поверхневий тиск для горизонту А-7н

Вибійний і поверхневий тиск

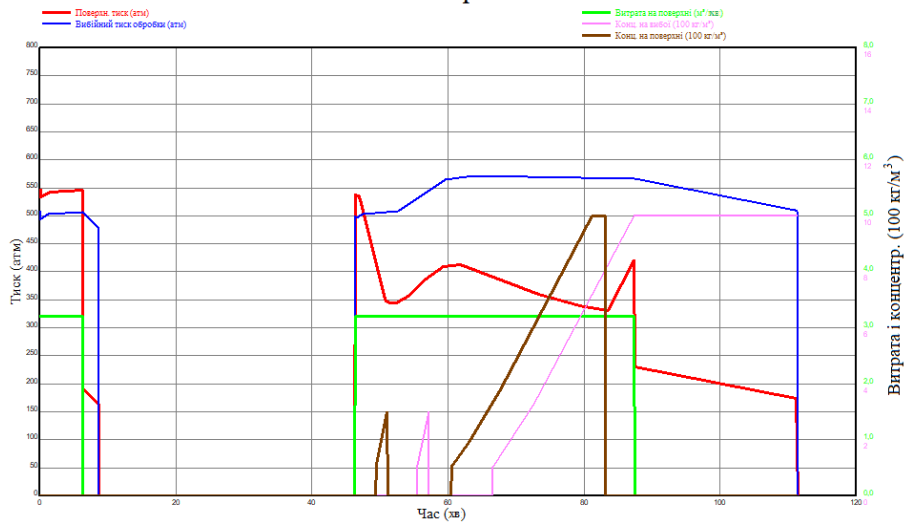


Рисунок 5 – Вибійний і поверхневий тиск для горизонту Г-8в

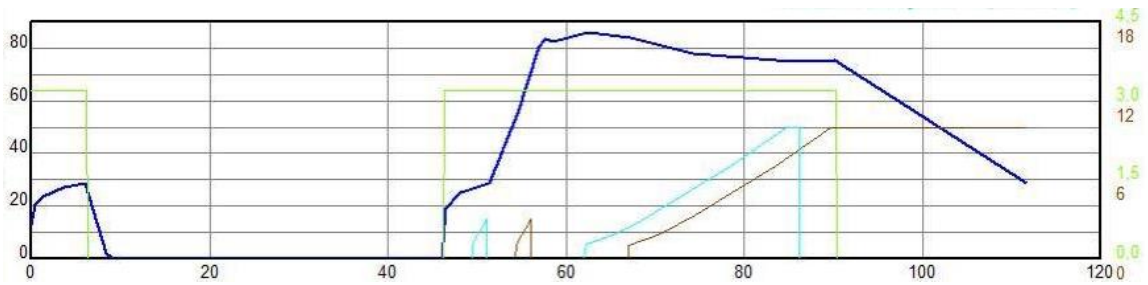


Рисунок 6 – Чистий тиск, як функція часу

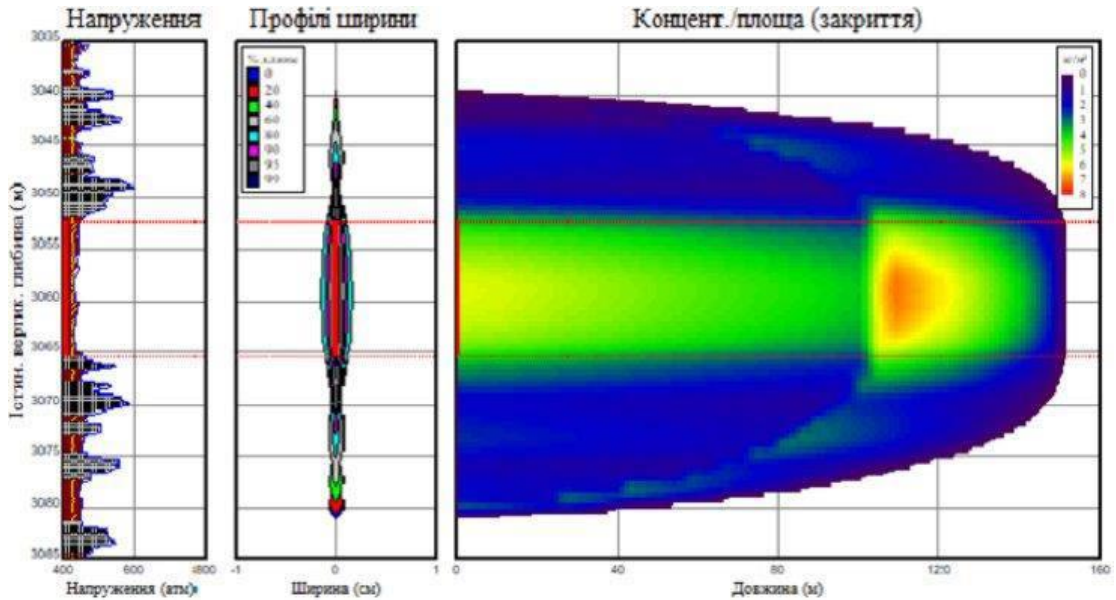


Рисунок 7 – Концентрація/площа (закриття) для горизонту А-7

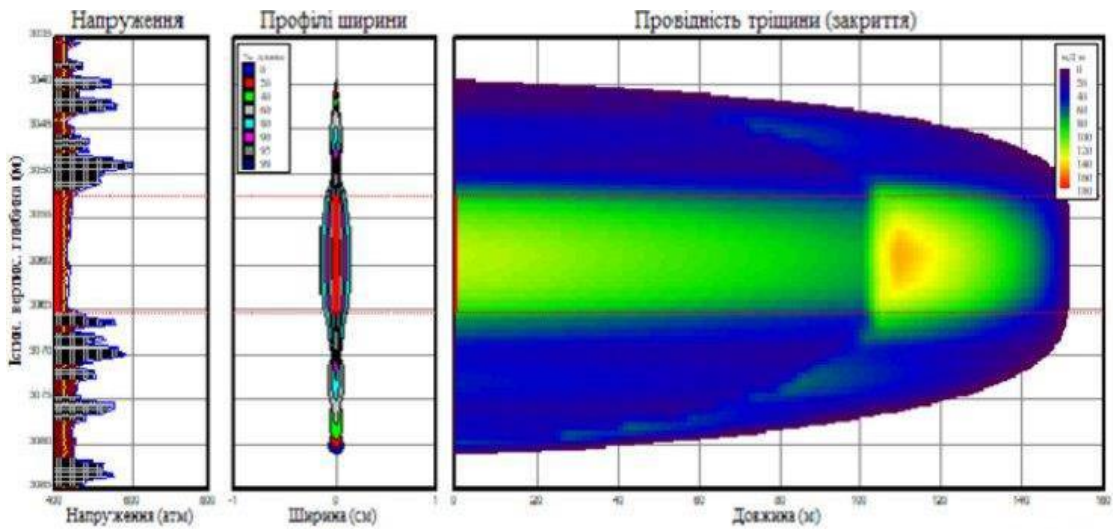


Рисунок 8 – Провідність тріщини (закриття) для горизонту А-7

орієнтовні значення загальної довжини та висоти тріщини: для горизонту А-7 довжина та висота складає приблизно 150 та 13 м відповідно, для горизонту А-7н – приблизно 160 м та 10 м, для горизонту Г-8в – приблизно 170 та 13,5 м.

Тривимірні графіки: для ілюстрації функціональних можливостей тривимірних графіків нижче представлені графік з одиночною тріщи-

ною для нашого дизайну (рис. 13). На даному графіку зображено стовбур свердловини, літологічна складова для даного інтервалу, глибина свердловини, концентрація пропанту, яка залишилась у стовбурі свердловини (помаранчевий та червоний колір) та тривимірна модель тріщини із зазначенням її ширини.

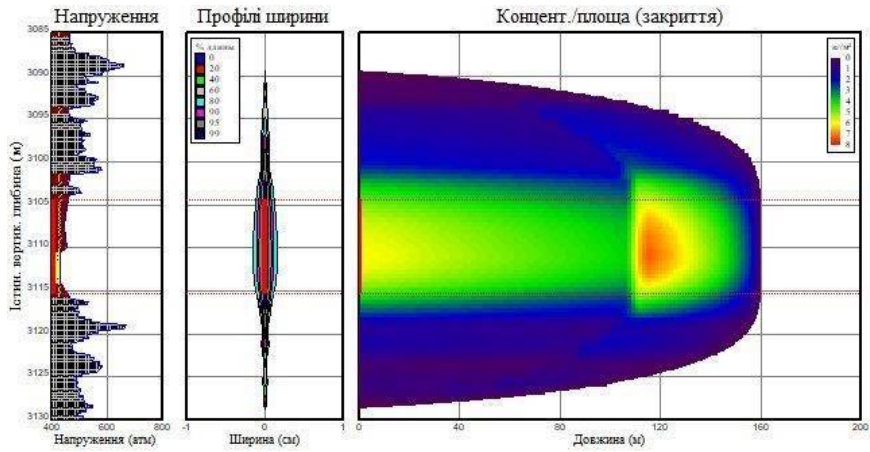


Рисунок 9 – Концентрація/площа (закриття) для горизонту А-7н

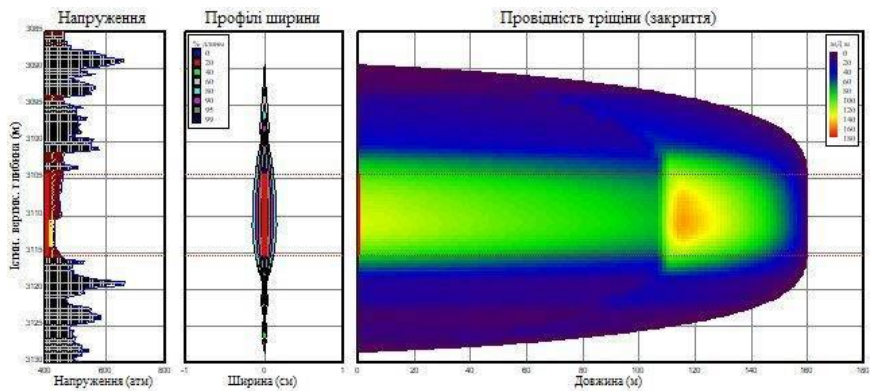


Рисунок 10 – Провідність тріщини (закриття) для горизонту А-7н

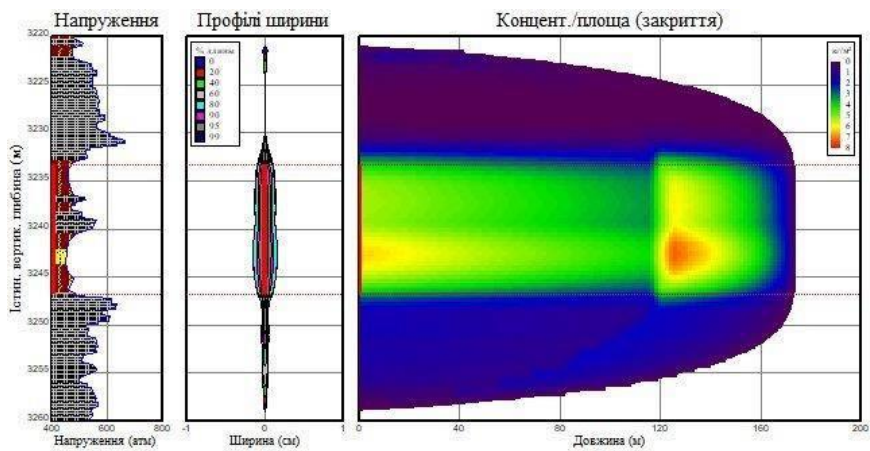


Рисунок 11 – Концентрація/площа (закриття) для горизонту Г-8в

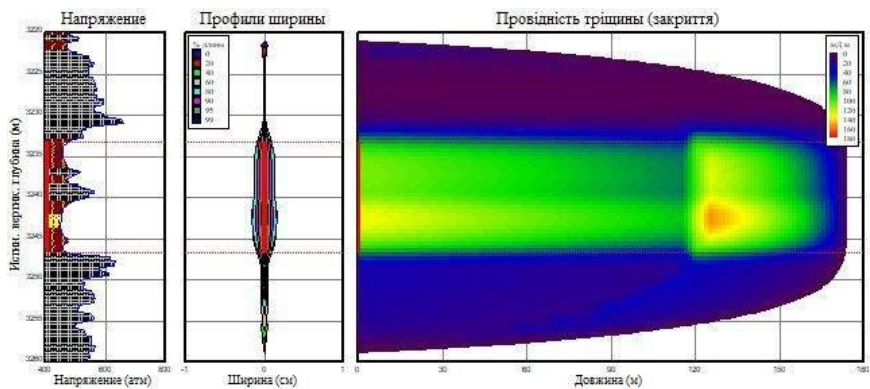


Рисунок 12 – Провідність тріщини (закриття) для горизонту Г-8в

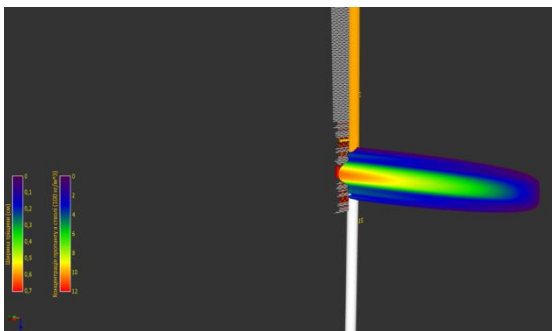


Рисунок 13 – Тривимірний графік для горизонту

Висновок

За допомогою програмного забезпечення Meyer модуль Mfrac на прикладі дослідної свердловини 1. Описано основні кроки застосування Mfrac. Перераховано перелік необхідної інформації для проектування ГРП (проведення дизайну). Докладніше описується порядок заповнення даних в комплексному програмному пакеті. За результатами проектування можна сказати, що маса закачаного в пласт пропанту складає 32946 кілограмів, залишок пропанту у свердловині, для недопущення змикання тріщин склав 2059 кілограмів. Запроектована прогнозована довжина тріщини – закріплена 149,2 метри, а висота тріщини – середня 35,03 метри. Розрахунковий дебіт газу після 3 стадій ГРП склав 111,3 тис. м³/добу.

Література / References

1. Martin A., Economides M. Довідник користувача програми моделювання гідравлічних розривів. Best Practices for Candidate Selection, Design and Evaluation of Hydraulic Fracture Treatments. Proceedings of SPE Production and Operations Conference and Exhibition (Society of Petroleum Engineers), Tunis, 8–10 June 2010, 1–13. URL: <http://dx.doi.org/10.2118/135669-MS>
2. Santos J.A.C.M., Melo R.C., di Lullo G. Case History Evaluation of RPMs on Conform Fracturing Applications. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference* (Society of Petroleum Engineers). URL: <http://dx.doi.org/10.2118/94352-MS>
3. Mahajan M., Rauf N., Gilmore T., Maylana A. Water Control and Fracturing: A Reality. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition* (Society of Petroleum Engineers), Adelaide, 11–13 September 2006, 1–11. URL: <http://dx.doi.org/10.2118/101019-MS>
4. Santos J.A.C.M., Cunha R.A., Melo R.C., Aboud R.S., Pedro H.A., Marchi F. Inverted-Convection Proppant Transport for Effective Conformance Fracturing. *SPE Production*

Operations. 2014. 24, 187–193 p. URL: <http://dx.doi.org/10.2118/109585-PA>.

5. Virgilio J. F., Antônio O. D. Selecting Oil Wells for Hydraulic Fracturing: A Comparison between Genetic-Fuzzy and Neuro Fuzzy Systems. *American Journal of Operations Research*, 4, 202–216 p. 2014. URL: https://www.researchgate.net/publication/276496354>Selecting_Oil_Wells_for_Hydraulic_Fracturing_A_Comparison_between_Genetic-Fuzzy_and_Neuro_Fuzzy_Systems.

6. Instruktsiia z vyborusverdlovyh PAT «Ukrhazvydobuvannia» dlia provedennia hidravlichnoho rozryvu plasta. 2017. [in Ukrainian]

7. Katerynychuk P.O., Rymchuk D.V., Tsybulko S.V., Shudryk O.L. Osvoiennia, intensyfikatsiia ta remont sverdlovyh . Kh.: Prom-Art, 2018. 608 p. [in Ukrainian]

8. Fracturing Fluid Systems. *Halliburton*. 2013. URL: <https://studylib.net/doc/18090064/fracturing-fluid-systems>.

9. Economides Michael J., Ronald Oligney, Peter Valko. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. Orsa Press, Alvin, Texas, 2002. 306 p.

10. Dzhatykov T. E. Rozrobka kompleksnoi metodolohii proektuvannia, vykonannia ta analizu hidrorozryvu plasta: dys. kand. fiz.–mat. nauk : 6D070800 / Dzhatykov Temirlan Ermekovyh – Almaty, Respublika Kazakhstan, 2022. 131 p.) [in Russian]

11. Jeffrey R., McLennan J., Bungler A. Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing. Brisbane, 2013. 1074 p. URL: <https://www.intechopen.com/books/320>.

12. Slick water frac. *Ballotpedia* URL: https://ballotpedia.org/Slick_water_frac.

13. Chambers D. J. Foams for Well Stimulation in Foams: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry. *ACS Advances in Chem. Ser.* 242, 1994. P. 355–404.

14. Beckwith Robin Depending on Guar– For Shale Oil and Gas Development. *Journal of Petroleum Technology*. 2012. Vol. 64, Is. 12.

15. Dovidnyk korystuvacha prohramy modeliuвання hidravlichnykh rozryviv Meyer. Odyndatsiate vydannia – 2014) [in Ukrainian]

16. Keck, Richard G., Nehmer, Warren L., Gary S. Strumolo. A New Method for Predicting Friction Pressures and Rheology of Proppant-Laden Fracturing Fluids. *SPE Prod Eng* 7. 1992. P. 21–28.

17. Byron Bird R., Stewart E. W., Lightfoot N. E. Transport Phenomena: textbook. 2nd ed. John Wiley & Sons. 2007. 928 p. URL: <https://books.google.com.ua/books?id=L5FnNIIaGfcC&printsec=frontcover&hl=ru#v=onepage&q&f=false>.

ПЕРСПЕКТИВИ НАРОЩЕННЯ ВИДОБУВАННЯ ФЛЮЇДІВ З ПІЩАНО-ГЛИНИСТИХ ТОВЩ У МЕЖАХ ПЕРЕДКАРАТСЬКОГО ТА ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГІНІВ

А. А. Локтєв¹, А. В. Локтєв¹, А. В. Грицанчук²

¹ТОВ «Інститут Геології», 04114, Київ, вул. Дубровицька, 28,
e-mail: insgeo.ua@gmail.com

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: andrii.hrytsanchuk@gmail.com

Досвід геологічного вивчення Передкарпатського та Закарпатського прогинів вказує на те, що основними товщами порід-колекторів, що вміщують пластові флюїди, зокрема газ та пластові води, слугують піщані товщі. Саме тому необхідно переглянути результати, отримані при проведенні пошуково-розвідувальних робіт на газ, зокрема в розрізі піщано-глинистих товщ як Зовнішньої зони Передкарпатського, так і Закарпатського прогинів, при проведенні пошуково-розвідувальних робіт на газ у піщано-глинистих товщах неогену в минулому не було випробувано багато перспективних, в т.ч. на газ, об'єктів. У піщано-глинистих товщах піщанистість глин довший час розглядалась як відношення суми всіх піщаних пластів до загальної її товщі. Але між піщаними пластами в глинистих відкладах існує також велика кількість інтервалів, які являють собою тонкошаруваті глинисті пачки з розсіяною в них псамітовою фракцією у різних відсоткових відношеннях. За петрофізичними параметрами вони майже не відрізняються від вміщуючих глинистих порід. У результаті цього було пропущено багато промислових газоносних горизонтів у таких пачках. Головним критерієм перспектив газоносності тонкошаруватих піщано-глинистих пачок є наявність в них диференціації псамітової фракції, яка була нами названа пісковитістю. Було встановлено, що найкраще визначати критерій диференціації піщанистої фракції в піщано-глинистій пачці шляхом ретельного дослідження шламу, а також слід застосовувати досліджування на (псамітовість) пісковитість проби промивної рідини, що виходить зі свердловини на поверхню. При плануванні пошуків, розвідки і видобування як газу, так і вод теплоенергетичних з неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського та Закарпатського прогинів шляхом буріння горизонтальних свердловин слід враховувати не тільки критерій піщанистості, а й пісковитості порід. Так як товщина таких горизонтів, зазвичай, є незначною, слід застосовувати похило скероване буріння свердловин для отримання максимальних припливів флюїдів.

Ключові слова: газ; пропущені поклади; піщанистість; води теплоенергетичні; похило скероване буріння.

The experience of geological studies of the Precarpathian and Transcarpathian depressions indicates that the main reservoir rocks containing reservoir fluids, including gas and reservoir waters, are sand formations. Therefore, it is necessary to review the results obtained during exploration and prospecting works for gas, including within the sand-clay formations of both the Outer zone of Precarpathian and Transcarpathian depressions. In the past, many prospective gas objects were not tested in the Neogene sand-clay formations during exploration and prospecting works for gas. In the sand-clay formations, the sandiness of clays has long been considered as the ratio of the sum of all sandy layers to its total thickness. However, there are also numerous intervals between sandy layers in clay deposits, which represent thinly layered clay packages with dispersed psammitic fraction in various percentage ratios. Petrophysical parameters of these packages almost do not differ from enclosing clay rocks. As a result, many commercial gas-bearing horizons in such packages were missed. The main criterion for the gas potential of thinly layered sand-clay packages is the presence of differentiation of the psammitic fraction, which we have named sandiness. It has been established that the determination of the criterion of differentiation of the sandy fraction in the sand-clay package is best carried out by carefully studying the sludge and by applying research on the sandiness of the drilling fluid sample exiting the wellbore to the surface. When planning exploration, prospecting, and production of both gas and thermal water from Neogene deposits of the Outer zone of Precarpathian and Transcarpathian depressions by drilling horizontal wells, it is necessary to take into account not only the criterion of sandiness but also the sandiness of rocks. Since the thickness of such horizons is usually insignificant, inclined drilling of wells should be applied to obtain maximum fluid influxes. The application of these approaches will allow for the expansion of the hydrocarbon resource base and can also be applied to thermal water energy resources.

Keywords: gas; missed deposits; sandiness; thermal water energy resources; directional drilling.

Вступ

Зростання попиту на власні енергоносії, зокрема, через агресію росії, змушує дослідників шукати особливі підходи для виявлення енергоресурсів, зокрема, природного газу та теплоенергетичних вод, у т.ч. у піщано-глинистих товщах неогену Зовнішньої зони Передкарпатського та Закарпатського прогинів.

Досвід геологічного вивчення Передкарпатського та Закарпатського прогинів вказує на те, що основними товщами порід-колекторів, що вміщують пластові флюїди (зокрема газ та пластові води) слугують піщані товщі. Тим не менше, не зважаючи на те, що глинисті породи зазвичай слугують флюїдоупорами, в багатьох нафтогазоносних регіонах світу в них відкрито поклади вуглеводнів, а також отримано припливи пластових вод промислового значення. Як приклад можемо казати піщано-глинисті товщі олігоцену нафтогазоносного басейну Середньої і Верхньої Магдалени Колумбії, товщі глини майкопського віку в межах Скіфської плити тощо.

Вирішення проблеми енергетичної незалежності та забезпечення власних потреб України у природному газі, а також в тепловій енергії, яка в нашій державі, в основному, генерується шляхом спалювання газу та твердого палива, є вкрай актуальною задачею перед науковцями. Саме тому необхідно переглянути результати, отримані при проведенні пошуково-розвідувальних робіт на газ, зокрема, в розрізі піщано-глинистих товщ як Зовнішньої зони Передкарпатського, так і Закарпатського прогинів.

Дані дослідження сприятимуть можливості збільшення видобутку мінерально-ресурсної бази вуглеводнів, а також розвитку галузі видобування та подальшого застосування пластових вод у якості теплоенергетичних.

Аналіз досліджень і публікацій та невіршених раніше частин загальної проблеми

Вивченням та встановленням особливостей геологічної будови, газоносності та водоносності при проведенні пошуків, розвідки і дорозвідки продуктивних об'єктів у піщано-глинистих товщах неогену Зовнішньої зони Передкарпатського та Закарпатського прогинів займалися В.І. Антіпов, М.Й. Петрашкевич, П.Ю. Лозиняк, М.Р. Ладиженський, В.М. Утробін, В.В. Глушко, С.С. Круглов, І.Б. Вишняков, А.М. Палій, Г.П. Федорович, В.І. Юшкевич, І.В. Леськів, В.М. Щерба, О.С. Щерба, Й.С. Павлюх, О.М. Снарський, Б.Й. Маєвський, О.О. Орлов, Д.Д. Федоришин, Ю.З. Крупський, В.О. Федішин та інші дослідники.

Д.Д. Глагола [1] займався вивченням можливості виділення ефективних товщин порід-колекторів і оцінки їх нафтогазоносності у тонкошаруватому розрізі неогену під час удосконалення методики обробки та інтерпретації радіоактивних та інших методів, які входять до раціонального комплексу геофізичних досліджень свердловин для даного регіону. До цього часу ці питання при проведенні геофізичних досліджень у тонкошаруватих піщано-глинистих розрізах порід повністю ще не вирішені. Про те, що глинисті породи-покришки в певних геологічних умовах мають властивості не тільки флюїдоупорів, а можуть ще й накопичувати, а також віддавати флюїди, в тому числі і газ, вказували В.В. Глушко і С.С. Круглов [2].

Науковці-дослідники [3] у розрізі піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину робили спробу встановити закономірності розподілу піщаних порід-колекторів, проте в результатах досліджень підвищені значення вмісту псамітових фракцій у піщано-глинистих розрізах дашавської світи враховано не було. Цими ж дослідниками у розрізі піщано-глинистої товщі виділяються інтервали аномальної піщанистості, які, згідно з їх висновками, характеризуються великою кількістю пластів пісковиків, з якими пов'язані поклади газу. При цьому глинисті пласти і прошарки з підвищеними значеннями псамітовості, що знаходяться між верствами пісковиків, не досліджувались, незважаючи на те, що саме глинистими пластами порід і характеризується найбільша частина розрізів свердловин, що пробурені на той час.

Значну увагу проблемі закономірного розподілу газових покладів у піщано-глинистій товщі неогену приділяли дослідники І.В. Леськів, В.М. Щерба [4], В.М. Щерба, О.С. Щерба, Й.С. Павлюх [5]. Вони вказували, що піщанистість розрізу характеризує піщано-глинисту товщу неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину не повною мірою, і до деякого ступеня умовно. М.М. Іванова [6], наголошувала, що основним критерієм оцінки піщанистості піщано-глинистого розрізу є коефіцієнт піщанистості, який є відношенням суми товщин всіх прошарків піщаників до загальної товщини відкладів.

Ю.З. Крупський у роботі [7] також приділив увагу тонкошаруватим породам-колекторам у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Він звернув увагу на те, що в інтервалах глинистих порід майже завжди можуть бути прошарки піщаних порід, в яких можна очікувати ная-

Св. № 139 - Хідновицька

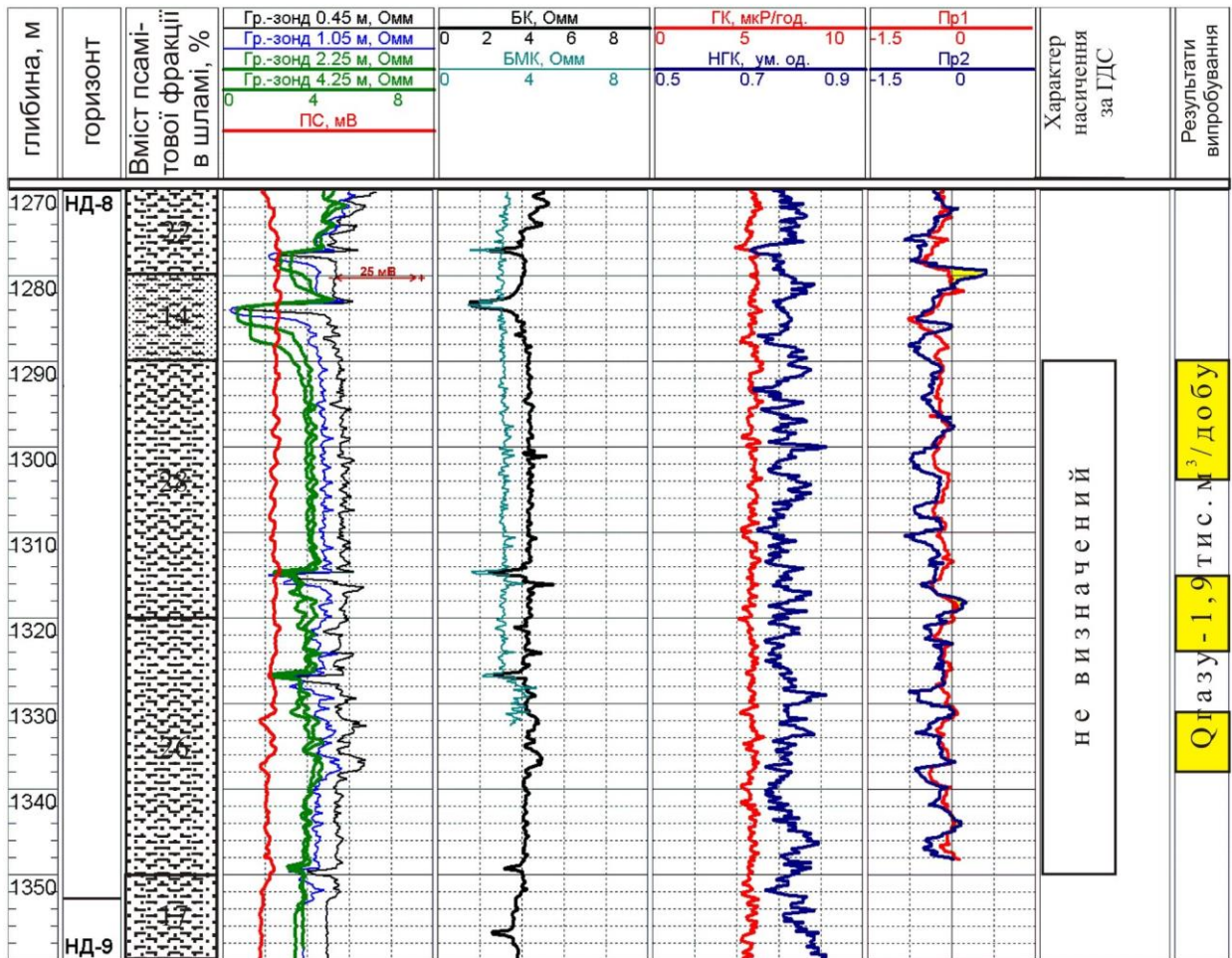


Рисунок 1 – Фрагмент зведеної літолого-геофізичної діаграми ГДС горизонту НД-8-9

вність мікропокладів газу. З цим треба погодитись, оскільки це підтверджується результатами досліджень на багатьох площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

В.О. Федішин [8] вказав на актуальність проблеми низькопористих, низькопроникних порід-колекторів передусім для газових покладів і виключно через те, що вуглеводневий газ істотно рухоміший за нафту, а різниця в розмірі та будові молекул дає йому можливість переміщатися пластом крізь пори значно меншого діаметра.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Отже, при проведенні пошуково-розвідувальних робіт на газ у піщано-глинистих товщах неогену в минулому не було випробувано багато перспективних, в т.ч. на газ, об'єктів. Для підтвердження вказаного можна навести як приклад Хідновицької площі, на якій під час буріння оціночно-експлуатаційної свердловини № 139 в інтервалі 1250 – 1350 м були відмічені

газопрояви. З метою більш повної оцінки перспектив газонасиченості нижчезалегаючих горизонтів піщано-глинистої товщі неогену та повного розкриття горизонту НД-9 свердловина була поглиблена до глибини 1370 м (рис. 1). У результаті випробування перспективних об'єктів була підтверджена промислова газонасиченість горизонтів НД-9, НД-8 і ВД-14, продуктивність яких на цій площі раніше не була встановлена [9].

Головним пошуковим критерієм при веденні пошуково-розвідувальних робіт на газ у Зовнішній зоні Передкарпатського та Закарпатського прогинів прогину, як правило, довгий час був показник наявності антиклінальних структур, а також флюїдоупорів та порід-колекторів. Вказаний підхід до оцінки перспектив нафтогазонасиченості значною мірою вичерпав себе. До того ж, у глинах неогену, що являють собою монотонну товщу, дуже важко виділити шари порід, які можуть бути породами-колекторами для вуглеводнів, і шари порід,

що грають роль порід покришок. Але, як показали результати бурових робіт, в останні роки відклади піщано-глинистої товщі неогену володіють ще чималими ресурсами щодо відкриття нових покладів вуглеводнів.

У зв'язку із вищенаведеним для вирішення проблеми дорозвідки піщано-глинистих товщ на промислову продуктивність слід використовувати новий підхід, який би базувався не тільки на вивченні загальноприйнятих ознак (наявність сприятливих для накопичення вуглеводнів структурних форм, порід-колекторів, покришок), але й включав би нові критерії перспективності безпосередньо в розрізах пробурених свердловин [10].

Слід згадати, що в тортон-сарматських відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, у південно-західній її частині, відомі поклади бурого вугілля загальним простяганням майже 130 км при ширині 15-20 км. Крім цього, в тортон-сарматських відкладах всюди зустрічаються скам'янілі рослинні залишки [11, 18]. При проведенні досліджень фахівцями Івано-Франківського інституту нафти і газу в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину було підраховано, що тортон-сарматські відклади мають таку об'ємну величину, що можуть забезпечити формування метану з запасами 12 трлн м³. Це більше, ніж встановлені запаси газу на той час у відкритих газових родовищах Передкарпатського прогину в традиційних піщаних породах-колекторах [12]. Був зроблений висновок, що решта залишкових запасів газу сконцентрована в тортон-сарматських сланцюватих глинах та аргілітах, які на момент досліджень ще не розглядалися як можливі нетрадиційні резервуари для газу. Слід відмітити, що тортон-сарматський комплекс осадових порід Зовнішньої зони може бути віднесений до газо- і газоконденсатпродукуючих порід, який вміщує органічні речовини [13].

Як видно на рис. 2, на карті розподілу теплового потоку на території Західної України спостерігаються підвищенні його значення, що може зумовлювати підвищення інтенсивності для розкладання органічної речовини та метаморфічних перетворень бітумів з виділенням горючого газу. Також, величина інтенсивності теплового потоку прямо корелюється з прогрітністю надр, а отже, з пошуковим критерієм виявлення пластів вод, що можуть характеризуватись як теплоенергетичні.

При проведенні науково-дослідних робіт в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу [17] стосовно виявлення причин пропуску продуктивних гори-

зонтів газу в піщано-глинистій товщі неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, були зроблені висновки, що в цій зоні промислові припливи флюїдів можуть бути одержані не тільки з традиційних піщаних порід-колекторів, а в певних умовах, і з глинистих порід [2,11].

Справа в тому, що у піщано-глинистих товщах піщанистість глин довгий час розглядалась як відношення суми всіх піщаних пластів до загальної її товщі. Піщані пласти і їх перспективність на газ в розрізах піщано-глинистих товщ добре діагностуються методами ГДС, за результатами чого в неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину було відкрито багато газоносних горизонтів, саме у монолітних шарах пісковиків. Але між піщаними пластами в глинистих відкладах існує також велика кількість інтервалів, які являють собою тонкошаруваті глинисті пачки з розсіяною в них псамітовою фракцією у різних відсоткових відношеннях. Такі піскуваті глинисті пачки за існуючими методами ГДС виділяються з великими труднощами. За петрофізичними параметрами вони майже не відрізняються від вміщуючих глинистих порід. У результаті цього пропущено багато промислових газоносних горизонтів у таких пачках.

Головним критерієм перспектив газоносності тонкошаруватих піщано-глинистих пачок є наявність у них диференціації псамітової фракції, яка була нами названа пісковитістю, на відміну від піщанистісті, коли вивчаються тільки монолітні піщані шари. Було встановлено, що критерію диференціації піщанистої фракції в піщано-глинистій пачці найкраще визначати шляхом ретельного дослідження шламу, оскільки він постійно виноситься на поверхню у процесі буріння свердловин, і його можна досліджувати по всьому розрізу на відміну від керну. При розмиві піщано-глинистих порід у процесі буріння слід застосовувати досліджування на (псамітовість) пісковитість проби промивальної рідини, що виходить з свердловини на поверхню [10,12,14,15].

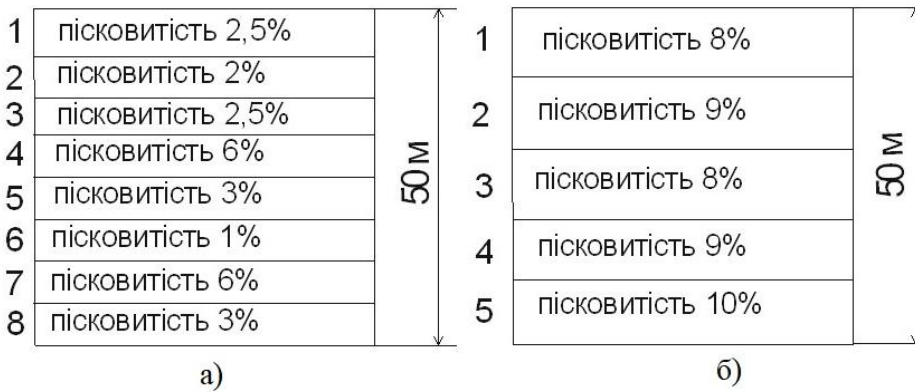
Формування покладів флюїдів у окремих прошарках піщано-глинистих пачок здійснюється за наступною схемою: там, де пісковитість вища в пластах і прошарках, останні набувають властивості природних резервуарів, так як ці пласти і прошарки опиняються серед шарів глин, які практично не володіють проникністю. У прошарки з підвищеною пісковитістю витискуються флюїди із вміщуючих глинистих порід. Далі проходить гравітаційне розділення флюїдів у прошарках з відносно високою



Рисунок 2 – Карта інтенсивності теплового потоку Західної України (за В.В. Гордієнко)

пісковитістю. За сприятливих структурних умов або наявності лінз, виклинювання пластів тощо у таких шарах і прошарках формуються газоносні горизонти. У них, як правило, присутні підшовні води. Такі газоносні тонкошаруваті пачки, у яких, крім вуглеводневого накопичення, є пластові води, отримали в науковій літературі образну назву «листового пирога». Саме тому, експлуатація даних горизонтів у піщано-глинистих товщах вимагає особливого

підходу. Він полягає у виявленні не тільки піщаності, а також, обов'язково, ступеня дисперсно-розсіяних псамітів в окремих прошарках тонкошаруватих пачок глинистих товщ, тобто пісковитості. Шляхом вивчення тонкошаруватих пачок у піщано-глинистій товщі неогену Передкарпаття на даний час у розрізах старих промислових площ було виділено понад 150 перспективних на газ об'єктів [13].



а) – середнє значення пісковитості 3,2%, завдяки її диференціації, прошарки 4 і 7 можуть бути природними резервуарами; б) – середнє значення пісковитості 8,9%, але її диференціація дуже мала, і тому природних резервуарів у цій пачці, сприятливих для вбирання в себе флюїдів із вміщуючих порід з послідовною диференціацією за густиною і формування газових покладів, тут немає

Рисунок 3 – Теоретична модель впливу пісковитості в тонкошаруватих пачках піщано-глинистих товщ на можливість знаходження в них умов для вуглеводневого накопичення

При плануванні пошуків, розвідки і видобування як газу, так і вод теплоенергетичних з неогенових відкладів Передкарпатського та Закарпатського прогинів шляхом буріння горизонтальних свердловин слід враховувати не тільки критерій піщаності, а й пісковитості порід. На рис. 3 наводиться теоретична модель формування флюїдовміщуючих горизонтів, що характеризуються підвищеною пісковитістю.

Слід відзначити, що на багатьох площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину наведена вище теоретична модель газонакопичень в окремих шарах і прошарках піщано-глинистих товщ неогену знайшла підтвердження, і були відкриті нові поклади газу на старих промислових площах, навіть при бурінні вертикальних свердловин. Прикладом можуть служити одержані промислові припливи газу на площах Хідновичі (горизонти ВД-14 і НД-8), Макунів (горизонт ВД-14), Дашава-Кадобно (горизонт НД-3) та інші [10,14].

Для підтвердження теоретичної моделі газонакопичень в окремих шарах і прошарках при застосуванні буріння горизонтальних свердловин у неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського та Закарпатського прогину теж можуть бути одержані набагато більші припливи газу, а також пластових вод теплоенергетичних, у порівнянні з бурінням вертикальних свердловин. Тому доцільно проводити як повний спектр ГДС, так і геолого-геохімічні дослідження для вибору перспективних ділянок.

Буріння похило-спрямованих свердловин набули широкого розповсюдження у розрізах

нафтогазових родовищ у різних нафтогазоносних провінціях, завдяки підвищенню продуктивності свердловин і нафтогазоконденсатовилучення. У відповідних геологічних умовах буріння (пласти малої товщини, низької проникності за рахунок збільшення поверхні фільтрації, з вертикальною тріщинуватістю, з підшовною водою і т. ін.) горизонтальні свердловини забезпечують економічну доцільність і рентабельність при розвідці і експлуатації родовищ. Світовий і вітчизняний досвід проводки горизонтальних свердловин свідчить про те, що їхнє застосування дозволяє помітно поліпшити технологічні показники розробки низькопроникних порід-колекторів, а в деяких випадках перевести умовно балансові та позабалансові запаси вуглеводнів у балансові: зокрема, темпи відбору ВВ з горизонтальних свердловин у порівнянні із вертикальними підвищуються в 3–5 раз, збільшуються дебіти, скорочуються терміни розробки як на старих, так і на нових площах. Перевагою горизонтальних свердловин є те, що вони можуть буритись з доступного району під площу з гірським рельєфом, міськими спорудами і в умовах необхідності збереження екології території під руслами річок та озер. Довжина горизонтальної частини у більшості випадків знаходиться в межах 200-500 м, існує і багато прикладів довших горизонтальних стовбурів – 800-1000 м.

Розглянемо, як приклад, розрізи Арданівської площі (рис. 4), яка розташована в межах Закарпатського прогину та Буцівського газового родовища (рис. 5), розташованого в межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

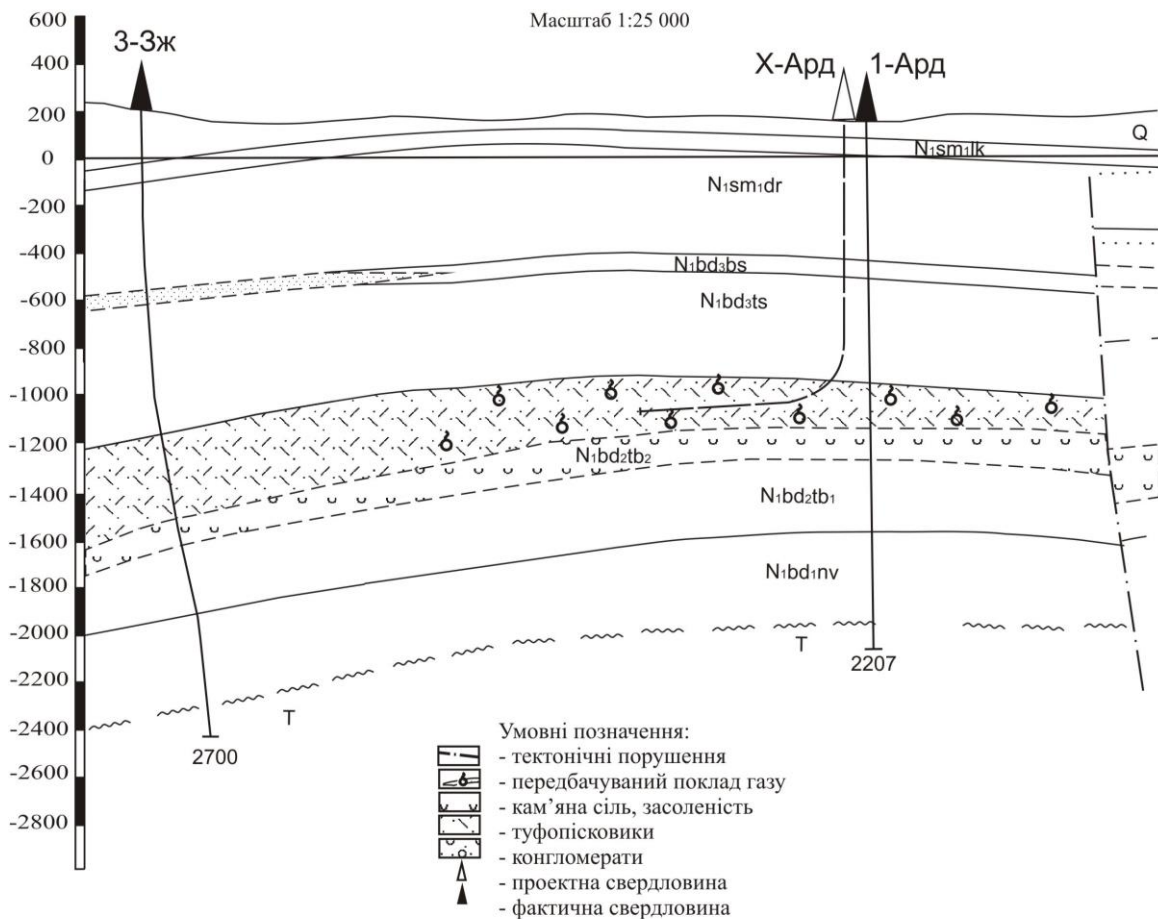


Рис. 4 – Геологічний розріз Арданівської площі (склали А.В. Локтєв, Р.П. Русиняк)

Арданівська площа розташована в межах Чоп-Мукачівської западини, на південний схід від Русько-Комарівського газового родовища, де пробурені свердловини № 1-Арданівська і № 3-Залузька. В товщі неогенових відкладів інтервал залягання солотвинської світи за даними промислово-геофізичних досліджень є найбільш перспективним та характеризується підвищеною якістю колекторських властивостей за результатами ГДС. Пропонується провести буріння свердловини Х-Арданівська, з її викривленням, починаючи з глибини 900 м з подальшим бурінням в горизонтальному напрямку на відстань 250-300 м від вертикального стовбура з наступним застосуванням гідророзриву пласта кожні 25 м.

За електрокаротажними характеристиками відклади солотвинської світи відрізняються від підстилаючих (верхньотереблянських) більш вираженою диференціацією кривих позірного опору від 2-5 Ом до 8-12 Ом. Туфо-піщані горизонти відбиваються за характерним різким зміщенням кривих потенціалу в бік від'ємних значень і питомими опорами до 3 Ом.

Розглянемо, як приклад, розріз Буцівської площі, яка розташована в межах Крукеницької западини Зовнішньої зони, на північний схід від Хідновицького газового родовища, де пробурили дві свердловини 2-Буцівська та 7-Буцівська у товщі неогену, які досягли глибин 2650 та 2700 м відповідно (рис. 6). За даними геофізичних досліджень в розрізах цих свердловин горизонт НД-12 є найбільш перспективним. Літологічно представлений газонасиченими алеврוליдами з товщинами пластів до 100 м з K_{II} 6-11% та рівнем питомого електричного опору пластів 2,6-3,2 Ом. При випробуванні в експлуатаційній колоні отримано незначний приплив газу. Пропонується провести експериментальне буріння свердловини Х-Буцівська, з її викривленням, починаючи з глибини 1850 м з подальшим бурінням у горизонтальному напрямку на відстань 200 м від вертикального стовбура з наступним застосуванням гідророзриву пласта кожні 25 м.

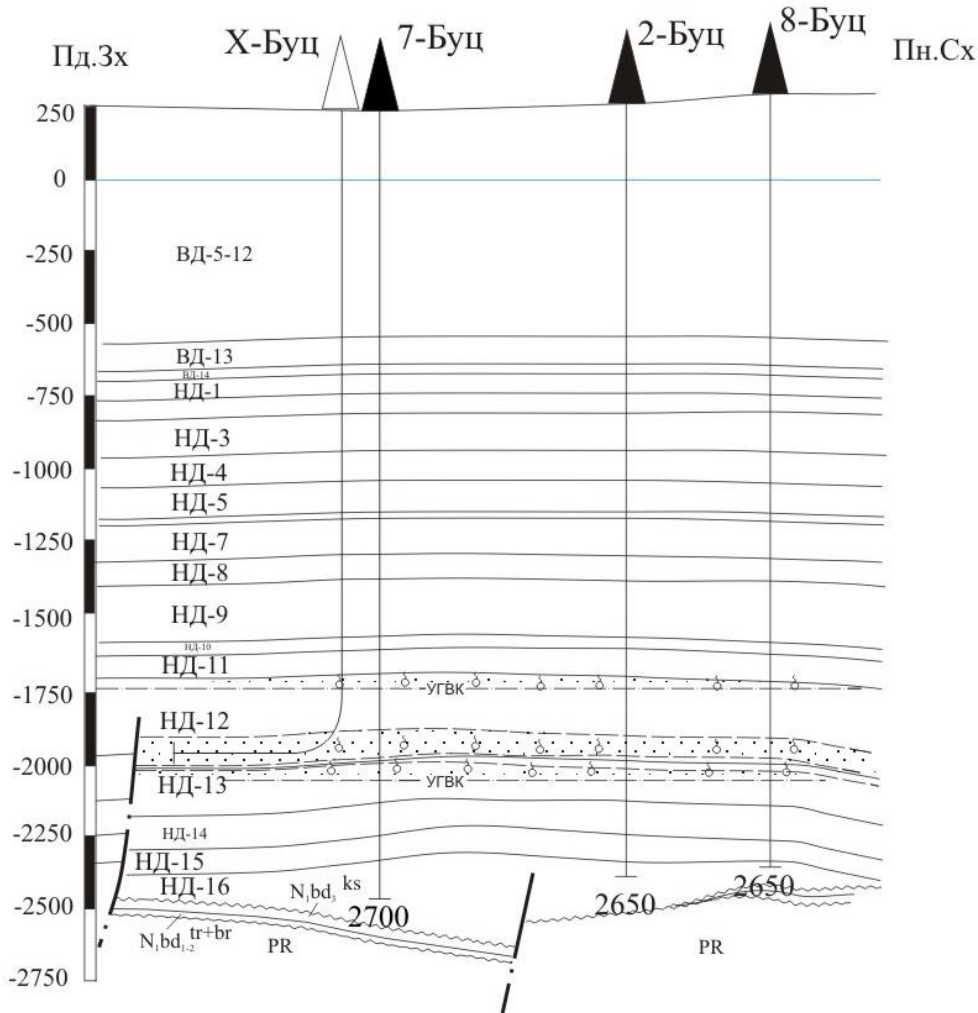
Досвід буріння свердловин свідчить, що продуктивність похило-спрямованої свердловини залежить від її довжини. Практично оптимальна довжина – в межах 400–500 м.

Буцівське газове родовище

Геологічний профіль

Масштаб г. 1 : 50 000

в. 1 : 25 000



Умовні позначення:







-  -стратиграфічні границі
-  -стратиграфічні границі неузгодженого залягання
-  - тектонічне порушення
-  -поклади газу передбачувані
-  -пробурені свердловини
-  -проектні свердловини

Рис. 5 Геологічний розріз Буцівської площі
(склали Локтєв А.В., Русиняк Р.П.)

Що стосується технологічного комплексу робіт при бурінні горизонтальних свердловин, то тут особливу увагу слід приділити типу бурових розчинів, здатних попередити ускладнення при бурінні на задану довжину. Це можливо тільки на базі накопичення достатнього досвіду і спеціальних науково-дослідних робіт.

Результати експлуатації горизонтальних свердловин дають підстави вважати, що технологія розробки нафтогазових родовищ України може дати значний економічний ефект.

У разі успішності отримання промислових припливів флюїдів можна буде розглянути проведення аналогічних робіт у неогеновій товщі порід на інших площах Зовнішньої зони Передкарпатського та Закарпатського прогинів.

Висновки

Настає час кардинально переглянути ставлення до флюїдовміщуючих товщ у межах Передкарпатського та Закарпатського прогинів. В даних тектонічних зонах саме піщано-глинисті товщі з підвищеним вмістом піщаності є резервуарами для значної кількості газонасних горизонтів, з якими може бути пов'язані перспективи збільшення видобування газу. Так як піщано-глинисті товщі тонкоритмічні слід застосовувати буріння похило-скерованих свердловин для більшої ефективності віддачі флюїдів. Такий же підхід може бути застосований для освоєння покладів пластових вод, які характеризуються теплоенергетичними властивостями. Докладаючи максимальних зусиль з нарощення енергетичної безпеки Україна зможе подолати енергодефіцит, викликаний агресією росії.

Література

1. Глагола Д.Д. Рациональный комплекс и геологическая эффективность методов промышленной геофизики в Карпатской нефтегазоносной провинции: автор. дис. канд. геол.-минер. наук. Івано-Франківськ: ІФИНГ, 1972. 27 с.
2. Глушко В.В., Круглов С.С. Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубоководных горизонтах Украинских Карпат. Киев: Наук. думка, 1977. С. 83-84.
3. Вишняков И.Б., Палий А.М., Федорович Г.П., Утробин В.Н., Юшкевич В.И. Схема корреляции и унифицированная синонимика газонасных горизонтов сармата Бильче-Волицкой зоны. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1979. № 3. С. 6-9.
4. Леськів І.В., Щерба В.М. Геолого-геофізичні дослідження при розшуках газу в Передкарпатському прогині. Київ: Наук. думка, 1979. С. 11-12.

5. Щерба В.М., Павлюх Й.С., Щерба А.С. Газовые месторождения Предкарпатья. Київ: Наук. думка, 1987. 147 с.

6. Иванова М.М. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник. М.: Недра, 1983. С. 17-18.

7. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. Київ: Міністерство природних ресурсів. Державне геологічне підприємство "Західукргеологія", 2001. 144 с.

8. Федішин В.О. Наукові засади оцінювання низькопористих колекторів вуглеводневого газу: автор. дис. д-ра геол. наук. 04.00.17 – Львів: Від. Укр. держ. геол.-розв. ін.-ту, 2003. – 41 с.

9. Орлов О.О., Локтев А.В. Перспективні ділянки по виявленню нових газових горизонтів на Хідновицькому родовищі. *Тези науково-технічної конф. проф.-викл. складу ун-ту*. Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1997. С. 72.

10. Патент на корисну модель G01v3/00 Спосіб визначення перспективних на нафту і газ колекторів у піщано-глинистих товщах за даними псамітовості / Орлов О.О., Пилипів В.В., Локтев А.В. та ін. Київ: Укрпатент, 2005, бюл. № 8. 4 с.

11. Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат / Под ред. В.В. Глушко и С.С. Круглова. М.: Недра, 1971. 343 с.

12. Снарский А.Н., Маевский Б.И., Орлов А.А. Рассеяное органическое вещество как возможный источник газа в тортоносарматских отложениях Внешней зоны Предкарпатского прогиба. *Материалы респ. н.-т. конференции*. (Івано-Франковск, 6-8 октября). Івано-Франковск, 1970. С. 20-22.

13. Орлов О.О. Формування газових покладів в тонкошаруватих пачках піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Матеріали 8-ої міжнародної н.-пр. конференції "Нафта і Газ України-2004"*, 29.09-01.10.2004 / Орлов О.О., Локтев А.В., Трубенко О.М. та ін. Судак: УНГА, 2004. С. 215-218.

14. Локтев А.В. Особливості дорозвідки газових покладів у тонкошаруватих піщано-глинистих відкладах неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину: автор. дис. канд. геол. наук. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2004. 23 с.

15. Орлов О.О., Омельченко В.Г., Локтев А.В. Сланцевий і вугільний газ та інші джерела енергоносіїв майбутнього. Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2012. С. 33-52.

16. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин. Т.3: Вертикальне та скероване буріння. Київ: Інтерпрес ЛТД, 2004. 294 с.

17. Локтєв А.В. Перспективи видобування газу горизонтальними свердловинами в неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Вісник Харківського національного університету ім. Н. Каразіна. Серія: Геологія-географія-екологія.* 2013. Вип. 1049. С. 24-27.

18. Локтєв А.В. Перспективи видобування газу з порід-колекторів піщано-глинистої товщі неогену Закарпатського прогину. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.* 2013. Вип. 1(34). С.36-43.

References

1. Glagola D.D. Ratsionalniy kompleks i geologicheskaya effektivnost metodov promyislovy geofiziki v Karpatskoy neftegazonosnoy provintsii: avtor. dis. kand. geol.-miner. nauk. Ivano-Frankivsk: IFING, 1972. 27 p. [in Russian]

2. Glushko V.V., Kruglov S.S. Obosnovanie napravleniy poiskov nefiti i gaza v glubokozalegayuschih gorizontah Ukrainskih Karpat. Kiev: Nauk. dumka, 1977. P. 83-84. [in Russian]

3. Vishnyakov I.B., Paliy A.M., Fedorovich G.P., Utrobin V.N., Yushkevich V.I. Shema korrelyatsii i unifitsirovannaya sinonimika gazonosnykh gorizontov sarmata Bilche-Volitskoy zonyi. *Neftyanaya i gazovaya promyishlennost.* 1979. No 3. P. 6-9. [in Russian]

4. Leskiv I.V. Shcherba V.M. Heolohofizychni doslidzhennia pry rozshukakh hazu v Peredkarpatskomu prohyni. Kyiv: Nauk. dumka, 1979. P. 11-12. [in Ukrainian]

5. Scherba V.M., Pavlyuh Y.S., Scherba A.S. Gazovyye mestorozhdeniya Predkarpatsya. Kyiv: Nauk. dumka, 1987. 147 p. [in Russian]

6. Ivanova M.M. Neftegazopromyislovaya geologiya: Terminologicheskii spravochnik. M.: Nedra, 1983. P. 17-18. [in Russian]

7. Krupskiy Yu.Z. Heodynamichni umovy formuvannia i naftohazonosnist Karpatskoho ta Volyno-Podilskoho rehioniv Ukrainy. Kyiv: Ministerstvo pryrodnykh resursiv. Derzhavne heolohichne pidpriemstvo "Zakhidukrheolohiia", 2001. 144 p. [in Ukrainian]

8. Fedyshyn V.O. Naukovi zasady otsiniuvannia nyzkoporystykh kolektoriv vuhlevodnovo hazu: avtor. dys. d-ra heol. nauk. 04.00.17. Lviv: Vid. Ukr. derzh. heol.-rozv. in.-tu, 2003. 41 p. [in Ukrainian]

9. Orlov O.O., Loktiev A.V. Perspektyvni dilianky po vyivlenni novykh hazovykh

horyzontiv na Khidnovytskomu rodovyshchi. *Tezy naukovo-tekhnichnoi konf. prof.-vykl. skladu un-tu.* Ivano-Frankivsk: IFDTUNH, 1997. P. 72. [in Ukrainian]

10. Patent na korysnu model G01v3/00: Sposib vyznachennia perspektyvnykh na naftu i haz kolektoriv u pishchano-hlynistykh tovshchakh za danymy psamitovosti / Orlov O.O., Pylypiv V.V., Loktiev A.V. ta in. Kyiv: Ukrpatent, 2005, biul. No 8. 4 p. [in Ukrainian]

11. Geologicheskoe stroenie i goryuchie iskopaemye Ukrainskih Karpat; pod redaktsiye V.V. Glushko i S.S. Kruglova. M.: Nedra, 1971. 343 p. [in Russian]

12. Snarskiy A.N., Maevskiy B.I., Orlov A.A. Rasseyanoe organicheskoe veschestvo kak vozmozhnyi istochnik gaza v torton-sarmatskikh otlozheniyah Vneshney zonyi Predkarpatskogo progiba. *Materialyi resp. n.-t. konferentsii* (Ivano-Frankovsk, 6-8 oktyabrya). Ivano-Frankovsk, 1970. P. 20-22. [in Russian]

13. Orlov O.O. Formuvannia hazovykh pokladiv v tonkosharuvatykh pachkakh pishchano-hlynystoi tovshchi neohenu Zovnishnoi zony Peredkarpatskoho prohynu. *Materialy 8-oi mizhnarodnoi n.-pr. konferentsii "Nafta i Haz Ukrainy-2004"* (29.09-01.10.2004) // Orlov O.O., Loktiev A.V., Trubenko O.M. ta in. Sudak: UNHA. 2004. P. 215-218. [in Ukrainian]

14. Loktiev A.V. Osoblyvosti dorozvidky hazovykh pokladiv u tonkosharuvatykh pishchano-hlynistykh vidkladakh neohenu Zovnishnoi zony Peredkarpatskoho prohynu: avtor. dys. kand. heol. nauk. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2004. 23 p. [in Ukrainian]

15. Orlov O.O., Omelchenko V.H., Loktiev A.V. Slantsevyi i vuhilnyi haz ta inshi dzherela enerhonosiiv maibutnoho. Ivano-Frankivsk: Symfoniia forte, 2012. P. 33-52. [in Ukrainian]

16. Mysliuk M.A., Rybchych I.I., Yaremiihuk R.S. Burinnia sverdlodyn. T.3: Vertykalne ta skerovane burinnia. Kyiv: Interpres LTD, 2004. 294 p. [in Ukrainian]

17. Loktiev A.V. Perspektyvy vydobuvannia hazu horyzontalnymy sverdlodynami v neohenovykh vidkladakh Zovnishnoi zony Peredkarpatskoho prohynu. *Visnyk Kharkivskoho natsionalnoho universytetu im. N. Karazina. Seriya: Heolohiia-heohrafiia-ekolohiia.* 2013. vyp. 1049. P.24-27. [in Ukrainian]

18. Loktiev A.V. Perspektyvy vydobuvannia hazu z porid-kolektoriv pishchano-hlynystoi tovshchi neohenu Zakarpatskoho prohynu. *Naukovyi visnyk Ivano-Frankivskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu nafty i hazu.* 2013. vyp. 1(34). P. 36-43. [in Ukrainian]