

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 620.91: 546.11

DOI: 10.31471/1993-9973-2023-1(86)-7-15

АНАЛІЗ СВІТОВОГО ДОСВІДУ ГЕНЕРУВАННЯ «СИНЬОГО ВОДНЮ» ІЗ ЗАЛИШКОВИХ НАФТОВИХ ПОКЛАДІВ

І. І. Чудик, О. Р. Кондрат

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

Акцентовано увагу на стратегічному завданні науки і виробництва – забезпеченні вітчизняної економіки власними енергетичними ресурсами та шляхами реалізації цього важливого питання застосуванням інноваційного підходу використання нафтогазового потенціалу і відповідної інфраструктури. Із врахуванням ступеня виснаження основних ресурсів нафти описується один із способів підвищення коефіцієнта нафтовилучення з виснажених і обводнених продуктивних горизонтів – застосування технології виробництва «синього» водню в пластових термобаричних умовах. Відповідно до актуальності проблеми сформульовано мету наукової публікації, яка полягає в окресленні спектру досліджень щодо оцінки досвіду та оцінюванні перспектив використання технології генерування «синього» водню із залишкових запасів на родовищах нафти. Для цього проаналізовано результати світових досліджень технології генерування водню в пластових умовах; виділено основні аспекти процесу генерування водню та систематизації методів аналітичних досліджень; проаналізовано основні аспекти технології отримання водню канадської компанії; оцінено перспективи і ризики виробництва водню на старих нафтогазових родовищах України. Встановлено, що для утворення «синього» водню в нафтовому пласті необхідно забезпечити певні термобаричні умови, а саме: температуру – 250-800 °С та тиск – 2-8 МПа. Наведено приклад практичної реалізації технології отримання «синього» водню в реальних пластових умовах на старому родовищі важкої нафти в Саскачевані компанією Proton Technologies. Акцентовано увагу на умовах проведення експерименту, зокрема стосовно закачування кисню у нафтовий поклад. Зважаючи на специфіку описаних технологій отримання «синього» водню на виснажених чи обводнених нафтогазових родовищах, високі екологічні та техногенні ризики від її реалізації в Україні, акцентовано увагу на необхідності проведення додаткових досліджень з оцінки процесів перебігу реакції внутрішньопластового горіння з можливістю оцінки термобаричних умов реакції, а далі її чинників, які будуть впливати на систему кріплення свердловин, її надійність, довговічність і потребу в попередніх ремонтних роботах. Наголошено на необхідності реалізації проекту фізичного моделювання процесу утворення «синього» водню в лабораторних умовах з відтворенням відповідних пластових термобаричних умов та використанням різноскладових пластових флюїдів відповідно до умов українських нафтових родовищ, з вибором оптимальних параметрів процесу при оцінюванні можливих ризиків процесу на різних стадіях його реалізації. Особливу увагу акцентовано на необхідності проведення досліджень та з використання досвіду отримання «синього» водню на родовищах вуглеводнів Канади, для чого потрібно підібрати першочерговий об'єкт та провести дослідно-промислові роботи щодо реалізації створеної технології.

Ключові слова: нафтовилучення, видобування вуглеводнів, свердловина, водень, пластові умови

Attention is focused on the strategic task of science and production to provide the domestic economy with its own energy resources, ways of implementing this important task due to an innovative approach of using oil and gas potential and the corresponding infrastructure. Taking into account the degree of depletion of main oil resources, one of the ways to increase the oil recovery rate from depleted and watered pay horizons by applying the technology

of "blue hydrogen" production under reservoir thermobaric conditions is described. In accordance with the relevance of the problem, the purpose of the scientific publication was formulated, which consists in outlining the range of research on the evaluation of experience and the estimation of the prospects for using the technology of generating "blue hydrogen" from residual reserves in oil fields. For its implementation, relevant goals have been set: analysis of the results of global research on hydrogen generation technology in formation conditions; selection of the main aspects of designing the hydrogen generation process and systematization of analytical research methods; analysis of the main aspects of the Canadian company's hydrogen obtaining technology; assessment of the prospects and risks of hydrogen production in the outdated oil and gas fields of Ukraine. It was established that certain thermobaric conditions are necessary for "blue hydrogen" formation in an oil reservoir, namely a temperature of 250-800 °C and a pressure of 2-8 MPa. An example of the practical implementation of the technology for the "blue hydrogen" formation in real reservoir conditions in old heavy oil field in Saskatchewan by Proton Technologies is presented. Attention is focused on the conditions of conducting the experiment, in particular, on the injection of oxygen into the oil reservoir. Considering the specific features of the described technologies for obtaining "blue hydrogen" in depleted or watered oil and gas fields and high environmental and technogenic risks in its implementation in Ukraine, attention is concentrated on the need to conduct additional studies on evaluating the processes of the reaction running of in-situ combustion with the possibility of evaluating the thermobaric conditions of the reaction, and then the factors that will affect the system of wells casing, its reliability, durability and the need for preliminary repair work. It is emphasized the need to implement a project of physical modelling the process of "blue hydrogen" formation in laboratory environment with the reproduction of appropriate reservoir thermobaric conditions and the use of reservoir fluids of various composition, in accordance with the conditions of Ukrainian oil fields, with the selection of optimal process parameters when assessing the possible risks of the process at various stages of its implementation. Particular attention is paid to the need to conduct research and use the experience of obtaining "blue hydrogen" at the hydrocarbon deposits of Canada, for which it is necessary to select a priority object and conduct research and field works relating to the implementation of the created technology.

Key words: oil recovery, hydrocarbon production, well, hydrogen, reservoir conditions

Вступ

Продуктування та ефективне використання водню є сьогодні одним з пріоритетних напрямків енергетики майбутнього. Найбільш напрацьовані способи отримання водню – газифікації вугілля, використання ядерної енергії для електролізу, біоенергетика мають ряд суттєвих недоліків. Так, газифікація вугілля потребує певних термобаричних умов та супроводжується значними викидами CO₂. Для виробництва водню з використанням ядерної енергії необхідно забезпечити нагрівання води до температури розщеплення молекул (700-1000°C), а це означає високу собівартість продукту. Перетворення біомаси у водень потребує масштабного вирощування біоенергетичних культур. Зазначене мотивує до пошуку ефективної альтернативи існуючим технологіям з урахуванням сучасних екологічних та кліматичних викликів.

Перспективним рішенням може стати отримання водню з вуглеводнів в умовах нафтових родовищ. По-перше, в контексті посилення впливу процесів декарбонізації і зменшення частки викопних видів палива в енергетичному балансі світу в майбутньому постане дилема щодо пошуку дієвих рішень для контролю над постійно відновлювальними та мігруючими через сотні тисяч свердловин на денну поверхню (в тому числі і в атмосферу) пластових флюїдів (нафти) з існуючих родовищ.

По-друге, значна кількість відкритих до експлуатації родовищ нафти на сьогодні вступила в період спадаючого видобування з виснаженням пластової енергії та значним залишковим ресурсним потенціалом. Зокрема, частка залишкових (невилучуваних) промислово освоєними методами розробки запасів нафти зазвичай складає 55-75 % від початкових геологічних.

В умовах гострого дефіциту енергетичного ресурсу актуальним є максимальне використання вуглеводнів з виснажених родовищ, зокрема для отримання «синього» водню за пластових термобаричних умов. В даному напрямку безумовним лідером є Канада, де поклади важкої нафти (так званого бітуму) складають до 1,7 трильйона барелів.

Метою даної роботи є узагальнення передового досвіду генерування «синього» водню із залишкових запасів на родовищах нафти і газу з можливістю їх адаптування та використання на родовищах України.

Задачі дослідження:

- аналіз особливостей генерування водню в пластових умовах, [1-21];
- виділення основних етапів проектування процесу генерування водню та систематизація методів аналітичних досліджень;
- аналіз основних аспектів технології отримання водню канадської компанії Proton Technologies.

Об'єктом дослідження є залишкові запаси вуглеводнів нафтогазових родовищ.

Предметом дослідження є процеси утворення водню з нафти і газу в пластових умовах.

Аналіз наукових публікацій за проблематикою досліджень

Поширена практика отримання водню при збагаченні важкої нафти та бітуму природним газом [1-21]. При цьому водень, що утворюється в результаті газифікації бітуму, пропонується використовувати на місці як сировину для аміаку та інших хімікатів. Автори вивчили вплив термобаричних умов на процес генерування водню під час внутрішньопластового горіння. Зокрема, вони змоделювали процеси термічного крекінгу, окислення та отримання водню з бітуму Athabasca [20].

В роботі [17] окреслено економічно вигідні та технологічно ефективні технології отримання «синього» водню. Серед них – використання парового реформінгу природного газу при реакції пари з метаном за температур від 700 до 1100 °С з утворенням монооксиду вуглецю та водню. Суміш відома як «синтез-газ». В роботі [18] описується, що водень можна також отримати з пари, використовуючи окис вуглецю, шляхом реакції конверсії водяного газу.

Водночас, реалізація технології парового реформінгу метану потребує великої кількості чистого метану, створення високих тисків й температури та призводить до отримання великого об'єму вуглекислого газу.

Відома також технологія отримання водню шляхом спалювання бітуму, під час якого відбувається багато реакцій, які конкурують за отримання чистого водню: акватермоліз [10], термічний крекінг [11, 12], реакції конверсії водяного газу [6], а також реакції газифікації коксу.

Кращі економічні та екологічні перспективи має газифікація важкої нафти (бітуму), здійснена шляхом спалювання безпосередньо на місці залягання з відповідним отриманням тепла та водню. Важливою перевагою цього процесу є можливість секвестрування (ізоляції) оксиду вуглецю безпосередньо в пласті зі зменшенням викидів CO₂ та інших шкідливих речовин в атмосферу.

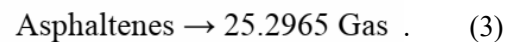
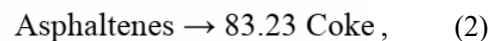
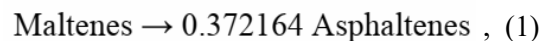
Горіння на місці здійснюється в двох діапазонах температури та споживання кисню: перший – низькотемпературне окислення (LTO) і другий – високотемпературне окислення (HTO). Для бітуму Athabasca LTO знаходиться в діапазоні між 150 і 300 °С, а для HTO – від 380 до 800 °С [15]. Експерименти з викорис-

танням трубчастої камери згорання свідчать, що саме за зоною згорання нафтовий пісок нагрівається шляхом кондукції і через відсутність кисню реакція термічного крекінгу відбувається перетворенням мальтенів у асфальтени, а асфальтенів – у твердий вуглець (кокс), який потім відкладається в поровому просторі піску.

Особливістю внутрішньопластового горіння є обставина, що згенерований водень і введений для реакції кисень можуть вступати в реакцію, утворюючи воду. А це означає, що генерування водню повинне відбуватися перед зоною горіння без присутності кисню.

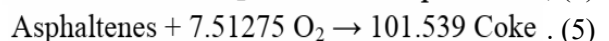
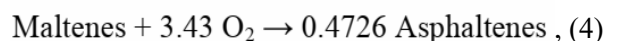
Розроблена в роботі [3] модель є хорошим компромісом між кількістю псевдокомпонентів і складністю схеми реакції. Вона містить три компоненти нафти (мальтени, асфальтени і метан) і шість реакцій для проведення термічного крекінгу, LTO і HTO бітуму Athabasca. Автори роботи [11] додали сюди ще дві додаткові реакції, щоб врахувати горіння метану та горючого газу, що утворюються в результаті реакцій термічного крекінгу за відповідною схемою реакцій.

Thermal Cracking Reactions [11]:



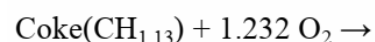
Ці реакції є термолізом компонентів мальтену та асфальтену на кокс і газ. Загальний компонент «газ» є сумішшю оксидів вуглецю та алканів з низькомолекулярною вагою, яка утворюється з термолізу більш важкої нафтової складової бітуму.

Low Temperature Oxidation Reactions [1]:



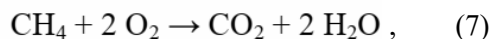
Реакції (4) і (5) описують горіння, яке відбувається в діапазоні від 150 до 300 °С. В основному ці реакції перетворюють більш легкий бітумний компонент у більш важкий, а більш важкий – у кокс. Кокс, отриманий зазвичай з вуглецю, і відкладається на піщинках, [14].

High Temperature Coke Oxidation Reactions [1]:



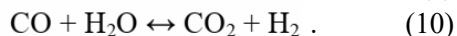
Реакція (6) є основою генерування енергії під час згорання бітуму з температурами від 380 до 800 °С. Кокс, осаджений під час термічного крекінгу та низькотемпературних реакцій окислення, витрачається на утворення оксиду вуглецю і води.

High Temperature Gas Oxidation Reactions [19]:



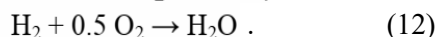
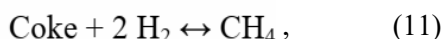
Реакції (7) і (8) просто дозволяють метану та іншим паливним газам, представленим компонентом «газ», горіти у присутності кисню.

Hydrogen Generation Reactions [6]:



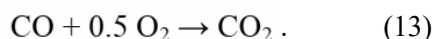
У цих реакціях, якщо є кокс і вода, утворюється водень.

Реакції споживання водню [4]:



У цих реакціях водень витрачається реакцією (метанування). Крім того, якщо присутній кисень із воднем, то відбувається спалювання водню з утворенням води.

Carbon Monoxide Combustion Reaction [4]:



Властивості компонентів і константи реакції наведені в таблицях (1)-(3), які залежать від температури відповідно до співвідношення Arrhenius [8]:

$$k = A e^{-E/RT}, \quad (14)$$

де A – передекспоненційний коефіцієнт,

E – енергія активації,

R – універсальна газова стала.

Симуляційна модель пласта була обрана, як схожа на простий проточний реактор із фіксованим об'ємом та умовою, щоб температуру, тиск і приплив можна було б в ньому контролювати. Постійний тиск і температуру контролювали застосуванням обмеження тиску та температури в точках закачування та видобутку та границях моделі, відповідно, протягом усього перебігу реакції. Всього було проведено 120 симуляцій з різними комбінаціями тиску (1-8 МПа) і температури (200-600 °С). Початкова сировина складалася з 1 % бітуму, 10 % води і 89 % чистого кисню (усі за об'ємом). Ця композиція була обрана таким чином, щоб кисень був лімітуючим реагентом до кінця об'єму реактора. Результати показали, що система досягла квазістаціонарних профілів концентрації протягом 5 днів від початку моделювання. Понад 5 діб, профілі компонента концентрації, насиченість рідини та відкладення коксу вздовж об'єму реактора не змінювалися з часом. Щоб забезпечити ці процеси, загальний час моделювання становив 20 днів. Наприкінці

кожного моделювання було визначено кількість утвореного водню.

На рис. 1 показано вплив тиску і температури на об'єм водню, що утворюється з бітуму Athabasca. Пік генерування водню спостерігається за температур від 320-380 °С і тиску від 3-5 МПа. Це вказує на домінування термічного крекінгу і низькотемпературного окислення. Вплив температури є визначальним. Нижче температури 200 °С вироблення водню несуттєве. Продуктування водню зростає з підвищенням температури. При досягненні критичної температури швидкість утворення водню спадає. При фіксованій температурі підвищення тиску до граничного значення сприяє утворенню водню. Після досягнення критичного тиску інтенсивність продуктування водню знижується. Підвищення тиску істотно не впливає на питомий «вихід» водню з одиниці бітуму, хоча пік зміщується до більш високої температури. Крива генерування водню має більш крутий нахил перед температурою піку видобутку.

Продуктування значних обсягів коксу сприяє утворенню водню. Якщо підвищення температури виходить за межі 320-380 °С, все більше коксу буде споживатися на реакцію високотемпературною окислення, а отже, менше залишиться для отримання водню.

На рис. 2-4 показано зміну мольних часток компонентів у газовій та нафтовій фазах у часі, як реакція розвивається при 4 МПа і 280 °С (нижче піку виділення водню), 340 °С (поблизу піку виділення водню) і 460 °С (вище піку виділення водню). За тиску 4 МПа, пікові показники виділення водню припадають на температуру 340 °С.

При 280 °С (рис. 2) коксування починається приблизно на одній третині відстані по довжині реактора. Ця температура занадто низька для ефективного перебігу термічного крекінгу та ЛТО. Після початку відкладення коксу збільшується вміст водню. За температури 340 °С (рис. 3) обсяг відкладення коксу вищий, ніж при 280 °С, оскільки термічний крекінг і ЛТО реакції активніші при вищій температурі.

При температурі реакції 460 °С (рис. 4) завдяки НТО відкладений кокс витрачається в першій третині довжини реактора і, отже, вміст водню спадає на решті довжини реактора. Як наслідок, спостерігаємо відносно низьке загальне генерування водню.

За результатами дослідження встановлено, що за відсутності кисню термічний крекінг бітуму Athabasca призводить до утворення асфальтену, коксу та газу. Внаслідок реагування коксу з водою продукуються чадний газ і водень.

Таблиця 1 – Перелік компонентів та їх властивості

Компонент	Молекулярна вага M_w , кг/гмоль	Критична температура, T_c , °C	Критичний тиск P_c , кПа
Вода	0.01802	373.85	22107
Мальтени	0.4067	618.85	1478
Асфальтени	1.0928	903.85	792
Газ	0.0432	21.85	7176
CH ₄	0.01604	-82.55	4600
CO	0.02801	-140.25	3496
CO ₂	0.04401	31.05	7376
O ₂	0.0320	-119.15	5046
H ₂	0.002016	-239.96	1315
N ₂	0.002801	-146.95	3394
Кокс	0.01313	–	–

Таблиця 2 – Кінетичні параметри термічного крекінгу важкої нафти, реакцій ЛТО та НТО, генерування водню, споживання водню та горіння чадного газу

Реакція	Частотний коефіцієнт, $гмоль^{-1-n} м^{3(n-1)} д^{-1}$	Енергія активації, Дж/гмоль	Теплота реакції, Дж/гмоль
4	5.364e+10	1.042e+5	0
5	5.353e+10	1.053e+5	0
6	1.362e+09	1.763e+5	0
7	6.819e+03	8.673e+4	-1.295e+6
8	2.133e-10	1.856e+5	-2.857e+6
9	3.881e+00	8.205e+2	-3.946e+5
10	3.020e+10	5.945e+4	-8.910e+5
11	1.311e+08	2.662e+5	-4.436e+5
12 попередня реакція	5.573e+07	1.490e+5	-4.100e+4
12 попередня реакція	1.087e+08	1.550e+5	+4.100e+4
13 попередня реакція	2.117e+07	9.200e+4	+1.314e+5
13 попередня реакція	5.291e+02	3.46e+4	-1.314e+5
14 попередня реакція	3.162e+04	4.140e+4	-7.489e+4
14 попередня реакція	2.748e+06	5.690e+4	+7.489e+4
15	8.986e+07	1.255e+5	-2.860e+5
16	1.123e+07	1.255e+5	-2.830e+5

Таблиця 3 – Параметри імітаційної моделі пласта

Параметр	Значення
Числова сітка	3×3×5
Розмір сітки, м	0.3×0.3×0.3
Загальна кількість блоків сітки	45
Числовий розмір моделі, м	0.9×0.9×1.5
Початкова температура, °C	90
Початковий тиск, кПа	100
Глибина вершини моделі, м	0
Пористість	0.5
Проникність (горизонтальна і вертикальна)	12.2 D
Теплоємність породи, Дж/м ³ °C	2.28×e6
Теплопровідність породи, Дж/м добу °C	6.048×e5
Теплопровідність водної фази, Дж/м добу °C	5.8147×e4
Теплопровідність масляної фази, Дж/м добу °C	1.339×e4
Теплопровідність газової фази, Дж/м добу °C	4320
Теплоємність над/під навантаженням, Дж/м ³ °C	0
Теплопровідність над/під навантаженням, Дж/м добу °C	0
Еталонний тиск, кПа	4100
Еталонна температура, °C	20
Діапазон температур моделювання, °C	200 – 600
Діапазон імітаційного тиску, МПа	1 – 8

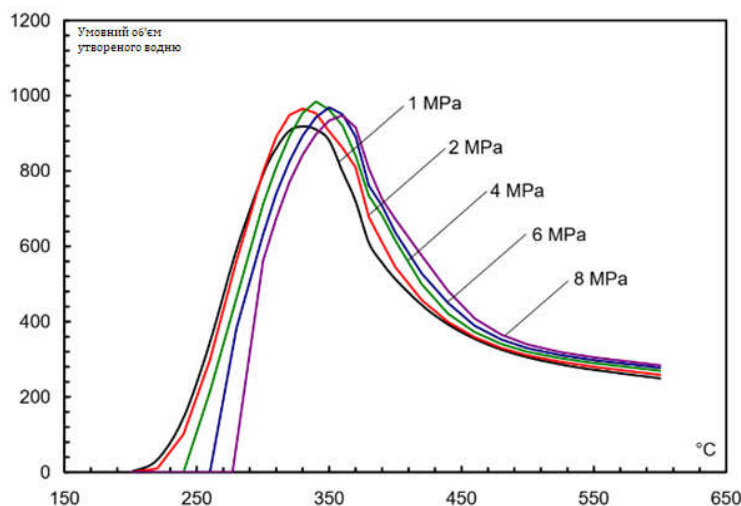


Рисунок 1 – Вплив тиску та температури на загальне утворення водню

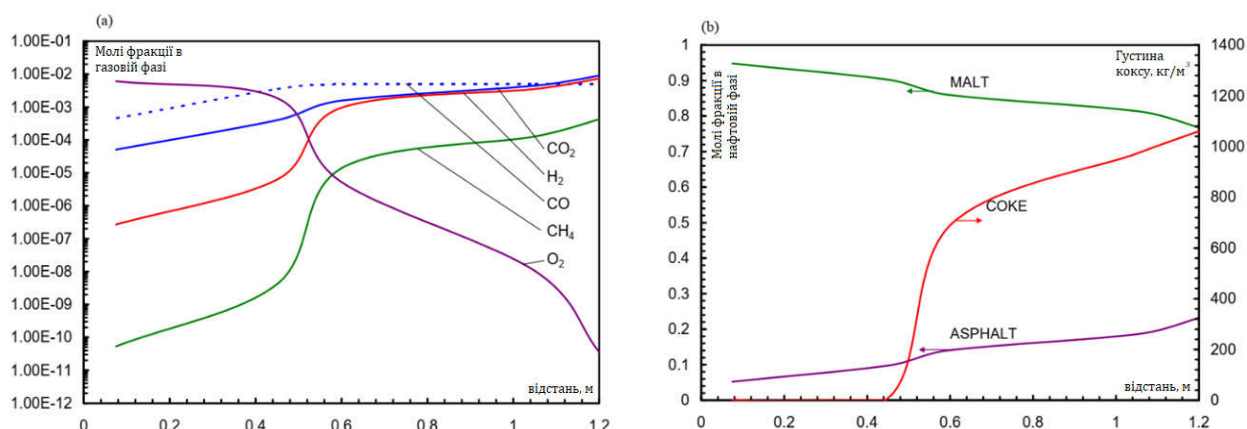


Рисунок 2 – Утворення молярних часток компонентів у (а) газовій і (б) нафтовій фазах та розкладання коксу вздовж моделі пласта при 4 МПа і 280°C на 10 діб

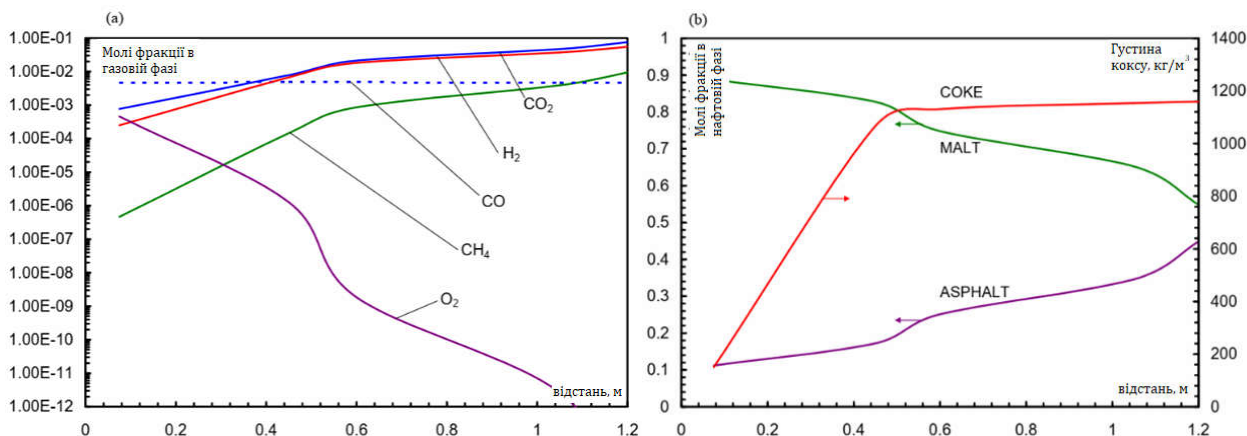


Рисунок 3 – Утворення молярних часток компонентів у (а) газовій і (б) нафтовій фазах та розкладання коксу вздовж моделі пласта при 4 МПа і 340°C на 10 діб

Останній в подальшому може реагувати з коксом до утворення метану. Після насичення киснем за низької температури мальтени та асфальтени модифікуються у кокс. Виникають передумови для займання метану, водню, коксу та стрімкого підвищення температури середовища і додаткового генерування водню.

На рис. 5 показано мольний відсоток водню на безазотній основі в залежності від тиску та температури, який отримано при внутрішньо пластовому горінні родовищі бітумів Cold Lake, [10]. При цьому у вироблених газах було виявлено до 20 мольних відсотків водню. Максимальний вміст водню характерний для тем-

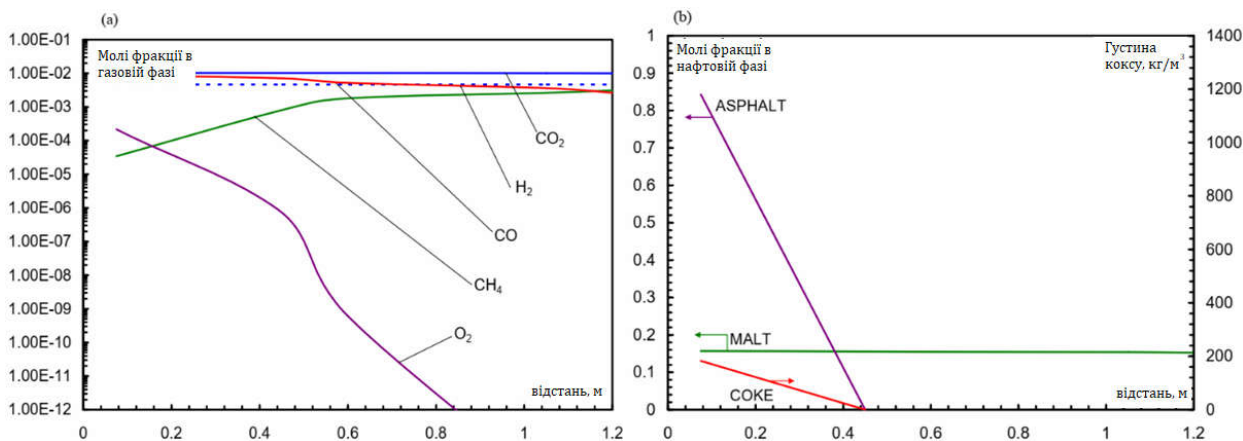


Рисунок 4 – Утворення мольних часток компонентів у (а) газовій і (б) нафтовій фазах та розкладання коксу вздовж моделі пласта при 4 МПа і 460 °С на 10 діб

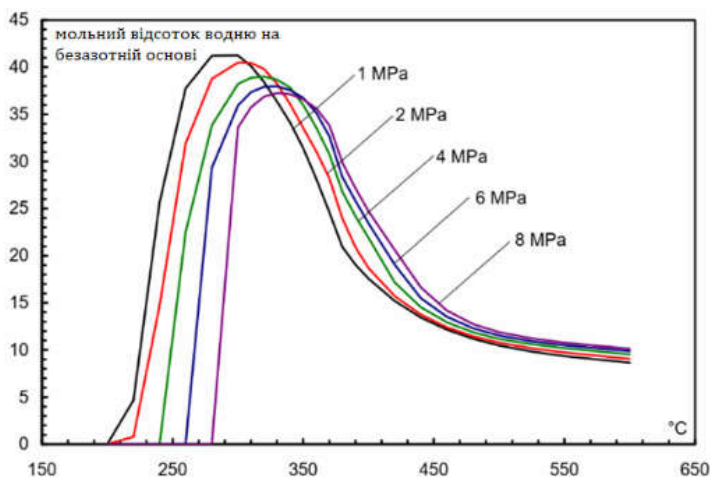


Рисунок 5 – Мольна частка водню, що утворюється в газах на безазотній основі

ператур від 280 до 350°C залежно від тиску з максимальним вмістом від 37 до 42 мольних відсотків.

В реальних умовах неоднорідність покладу призводить до формування кисневих язиків та нерівномірності фронту горіння. Оскільки газифікація коксу відбувається за фронтом горіння, виникатимуть ділянки нерівномірного реагування. Процес внутрішньопластового горіння для генерування водню вимагає, щоб утворений водень швидко видалявся із збагаченої киснем зони або щоб частина процесу згорання здійснювалась у середовищі «кисень-водяна пара». Тому технологія має реалізуватись за такою схемою, коли спершу кисень закачується в пласт для ініціювання процесу горіння та утворення коксу в колекторі пласта. Далі подачу кисню припиняють і в пласт нагнітають водяну пару для реакції конверсії з утворенням водню. Після зниження температури коксу і падіння темпів генерування водню внутрішньопластове горіння відновлюють. Цикли почергового нагнітання кисню і пари тривають до досягнення межі рентабельності.

Грунтуючись на наведених вище результатах досліджень та враховуючи бурхливий розвиток відновлювальної енергетики, декарбонізацію виробництва, пошуків нафтогазовими компаніями можливих напрямків диверсифікації своїх портфелів альтернативними видами енергії, канадською компанією Proton Technologies із Калгарі було запропоновано нову інноваційну концепцію, згідно з якою нафтоносний поклад слід оцінювати потенційне джерело водню [21].

Заснована у 2015 році Proton Technologies провела дослідно-промислові роботи з отримання водню на відпрацьованому родовищі важкої нафти в Саскачевані.

Поки компанія виробляє власний водень, Proton ліцензує цю технологію іншим. У січні інший канадський оператор Whitecap Resources отримав у Proton ліцензію на виробництво водню до 500 тон на добу. Whitecap виробляє близько 80 000 барелів/добу нафти, і завдяки секвестрації вуглецю оператор заявив про чистий негативний статус викидів із 2018 року.

Висновки

Технології, в результаті яких в лабораторних та реальних умовах було отримано ознаки «синього» водню вимагають дотримання низки технологічних (тиск – від 2 до 10 МПа і температур – від 250 до 800 °С) параметрів, досягнення та забезпечення яких в термобаричних умовах нафтових родовищ потребує забезпечення необхідного рівня експлуатаційної надійності свердловини як інженерної споруди, герметичності системи її кріплення, довговічності і надійності на тривалий період за умов жорстких термобаричних та агресивних навантажень.

Для України, на території якої багато нафтових родовищ розробляється шляхом заводнення (обводненість продукції при цьому становить більше 90 %), важливого значення набуває проблема вилучення з них залишкових запасів вуглеводнів або використання цих флюїдів для виробництва «синього» водню із застосуванням дієвої, екологічно та техногенно безпечної технології.

Зважаючи на специфіку описаних технологій отримання «синього» водню на виснажених чи обводнених нафтових родовищах й високі екологічні та техногенні ризики в її реалізації в Україні, виникає необхідність у проведенні додаткових досліджень з оцінки процесів перебігу реакції внутрішньопластового горіння з можливістю оцінки термобаричних умов реакції, а далі й чинників, які будуть впливати на систему кріплення свердловин, її надійність, довговічність і потребу в попередніх ремонтних роботах.

Доцільно реалізувати проект фізичного моделювання процесу утворення «синього» водню в лабораторних умовах з відтворенням відповідних пластових термобаричних умов та використанням різноскладових пластових флюїдів відповідно до параметрів українських нафтових родовищ, з вибором оптимальних параметрів процесу при оцінюванні можливих ризиків процесу на різних стадіях його реалізації.

За результатами проведених досліджень та з використанням досвіду отримання «синього» водню на родовищах вуглеводнів Канади слід підібрати першочерговий об'єкт та провести дослідно-промислові роботи щодо реалізації запропонованої технології.

Література / References

1. Adegbesan K.O. Kinetic Study of Low Temperature Oxidation of Athabasca Bitumen, Ph.D. Thesis, The University of Calgary, Alberta, 1982.
2. Alberta Chamber of Resources. Oil Sand Technology Road Map. Edmonton, 2004.
3. Belgrave J.D.M., Moore R.G., Ursenbach M.G., Bennion D.W. A Comprehensive Approach to In-Situ Combustion Modeling. *SPE Advanced Technology Series*. 1990. Vol. 1, No. 1. P. 98-107.
4. Babushok V.I., Dakdancha A.N. Global Kinetic Parameters for High-Temperature Gas-Phase Reactions. *Combustion, Explosion and Shock Waves*. 1993. Vol. 29. P. 464-489.
5. Canadian Hydrogen Association. Hydrogen Systems. 2004.
6. Davis B.E., Jennings J.W. State-of-the-Art Summary for Underground Coal Gasification. *Journal of Petroleum Technology*. 1984. No 36(1). P. 15-21.
7. Energy Resources Conservation Board. Alberta's Energy Reserves 2007 and Supply/Demand Outlook 2008-2017. ST98-2008.
8. Fogler H.S. Elements of Chemical Reaction Engineering, Prentice Hall International Series in the Physical and Chemical Engineering Sciences, 4th Edition, 2006.
9. Guntermann K., Gudenau H.W., Mohtadi M. Mathematical Modeling of the In Situ Coal Gasification Process. *Proceedings of the Eighth Underground Coal Conversion Symposium*. 1982. August. P. 297-306.
10. Hallam R.J., Hajdo L.E., Donnelly J.K., Baron R.P. Thermal Recovery of Bitumen at Wolf Lake. *SPE Reservoir Engineering/ 1989*, May P. 178-186. URL: <http://onepetro.org/SPEEURO/proceedings-pdf/09EURO/All-09EURO/SPE-122028-MS/1787188/spe-122028-ms.pdf> by Ivano-Frankivsk Nat Tech U, Oleksandr Kondrat on 17 January 2022.
11. Hayashitani M., Bennion D.W., Donnelly J.K., Moore R.G. Thermal Cracking of Athabasca Bitumen. *The Future of Heavy Crude and Tar Sands*, Second International Unitar Conference, Venezuela, 1977. P. 233-247
12. Hayashitani M. Thermal Cracking of Athabasca Bitumen. Ph.D. Thesis, The University of Calgary, Alberta, 1978.
13. Hyne J.B., Greidanus J.W., Tyrer J.D., Verona D., Rizek C., Clark P.D., Clark R.A., Koo J. Aquathermolysis of Heavy Oils. *The Future of Heavy Crude and Tar Sands*, Second International Unitar Conference, Venezuela, 1977. P. 404-411.

14. Martin W.L., Alexander J.D. Dew J.N. Process Variables of In Situ Combustion. *Petroleum Transactions*, AIME. 1958. Vol. 213, SPE 914-G, P. 28-35.
15. Moore R.G., Laureshen C.J., Mehta S.A. Ursenbach M.G. Observations and Design Considerations for In Situ Combustion Projects. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1999. Vol. 38, No. 13. P. 1-9.
16. National Research Council and National Academy of Engineering. The Hydrogen Economy. The National Academies Press, Washington, D.C., 2004.
17. Rostrup-Nielsen J.R. Production of Synthesis Gas. *Catalysis Today*. 1993. Vol. 18. P. 305-324.
18. Scholz W.H. Processes for Industrial Production of Hydrogen and Associated Environmental Effects. *Gas Separation & Purification*. 1993. Vol. 7, No. 3. P. 131-139.
19. Yang, X. and Gates, I.D.: "Combustion Kinetics of Athabasca Bitumen from 1D Tube Experiments". Accepted in *Natural Resources Research*, 2009. URL: <http://onepetro.org/SPEEURO/pro>.
20. SPE 122028 Potential for Hydrogen Generation during In-Situ Combustion of Bitumen by Punitkumar Ramanlal Kapadia, Michael Kallos, Leskiw Chris, and Ian Donald Gates, SPE, University of Calgary.
21. WO2017136924 – In-situ process to produce hydrogen from underground hydrocarbon reservoirs.

Техніка і технології

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2023-1(86)-16-28

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ РОЗРОБКИ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ В УМОВАХ ВОДОНАПІРНОГО РЕЖИМУ

¹С. В. Матківський*, ²О. Р. Кондрат

¹ Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28;
тел./факс (044) 272-31-15, e-mail: matkivskij@gmail.com

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

На основі результатів проведених досліджень розроблено технології регулювання процесу обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин шляхом нагнітання діоксиду вуглецю поблизу початкового контуру газоносності, які характеризуються високою технологічною ефективністю. Визначено, що підвищення коефіцієнта вилучення природного газу можна досягнути шляхом реалізації технології нагнітання діоксиду вуглецю за тривалості періоду його нагнітання в поклад, яка за батареїного розміщення нагнітальних свердловин на початковому контурі газоносності і видобувних свердловин у центрі покладу становить чотири місяці на сто метрів відстані між нагнітальними та видобувними свердловинами, а у випадку циклічного його нагнітання – за тривалості циклу нагнітання 8 місяців. Для отримання максимальних значень коефіцієнта вилучення природного газу необхідно забезпечити відповідне відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами. Відповідно до результатів розрахунків необхідне відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами становить 1,29 для однорідного покладу та 0,97 - для неоднорідного покладу. Підвищення коефіцієнта вилучення природного газу шляхом нагнітання діоксиду вуглецю можна забезпечити у випадку обґрунтування раціональних технологічних параметрів експлуатації нагнітальних та видобувних свердловин. Для забезпечення високих коефіцієнтів вуглеводневилучення необхідно забезпечити раціональне відношення темпу нагнітання діоксиду вуглецю до темпу видобутку природного газу на рівні 1,25. Впровадження розроблених технологій підвищення кінцевого вуглеводневилучення родовищ природних газів для водонапірного режиму дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку вуглеводнів та вийти на світовий рівень вирішення даної проблеми.

Ключові слова: цифрове моделювання, тривимірні моделі, родовище, видобуток вуглеводнів, вторинні технології розробки, обводнення, газоводяний контакт, підвищення вуглеводневилучення, діоксид вуглецю.

Based on the results of the research, a technology has been developed to control the process of watering productive reservoirs and production wells by injecting carbon dioxide near the initial gas-bearing contour, which are characterized by high technological efficiency. According to the results of the studies, an increase in the natural gas recovery factor can be achieved by implementing the technology of carbon dioxide injection according to the duration of the period of its injection into the reservoir, which, with battery placement of injection wells at the initial gas-bearing contour and production wells in the center of the reservoir, is four months per hundred meters of distance between and production wells, and in the case of cyclic injection - with an injection cycle duration of 8 months. To obtain the maximum values of the natural gas recovery factor, it is necessary to provide an appropriate ratio of the distance between injection wells to the distance between production wells. According to the calculation results, the ratio of the distance between injection wells to the distance between production wells is 1.29 for a homogeneous reservoir and 0.97 for a heterogeneous reservoir. An increase in the natural gas recovery factor by

injecting carbon dioxide can be achieved by substantiating rational technological parameters for the operation of injection and production wells. To ensure high hydrocarbon recovery rates, it is necessary to ensure a rational ratio of the rate of carbon dioxide injection to the rate of natural gas production at the level of 1.25. The introduction of the developed technologies for increasing the final hydrocarbon of the extraction of natural gas reservoirs in the waterdrive will significantly intensify the process of hydrocarbon production and reach the global level of solving this problem.

Key words: digital modeling, 3D models, field, hydrocarbon production, secondary development technologies, watering, gas-water contact, hydrocarbon enhancement, carbon dioxide.

Вступ

Сучасний стан сировинної бази нафтогазової промисловості України характеризується погіршенням структури та якості запасів. Більшість родовищ, з яких донедавна отримували основний видобуток нафти і газу, вступила в період спадаючого видобутку і завершальну стадію розробки. Ефективність видобування залишкових запасів вуглеводнів традиційними методами на сьогоднішній день вважається незадовільною. Зважаючи, що попит на нафтопродукти зростає, актуальним стає питання впровадження сучасних методів підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення [1-2].

Пріоритетним напрямом підвищення ступеня вилучення вуглеводнів є розвиток сучасних інтегрованих технологій, які зможуть забезпечити високий кінцевий коефіцієнт вуглеводневилучення з виснажених, а також нових родовищ. Однією з таких технологій підвищення вуглеводневилучення є технологія нагнітання діоксиду вуглецю, яка є достатньо відомою та успішно використовується у світі [3].

Кліматичні норми в цілому світі стають все більш строгими та вимагають невідкладних дій з метою зниження навантаження на навколишнє середовище. Тому виникає гостра необхідність в швидкому уловлюванні техногенного діоксиду вуглецю на великих енергоємних підприємствах з подальшим його зберіганням без контактування з навколишнім середовищем протягом тривалого часу [4].

Перспективним напрямом утилізації цього техногенного діоксиду вуглецю є його нагнітання в нафтогазові родовища з метою підвищення їх вуглеводневилучення [5-6]. Особливу увагу слід приділити саме газовим та газоконденсатним родовищам, які розробляються в умовах водонапірного режиму.

В даному випадку слід зазначити, що діоксид вуглецю виступає в ролі корисного продукту, завдяки якому в умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини можна підвищити кінцеві коефіцієнти вилучення вуглеводнів та знизити негативний вплив на навколишнє середовище [4]. Однак на сьогоднішні не існує єдиної

методики визначення економічного ефекту від подібних проєктів.

Зважаючи на викладене, існує необхідність у проведенні додаткових досліджень з метою формування економічних механізмів реалізації інвестиційних проєктів з уловлювання техногенного діоксиду вуглецю з подальшим його нагнітанням у виснажені нафтогазові поклади.

Для забезпечення максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів з продуктивних покладів необхідно проводити досліджень з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання на основі постійно діючих геолого-технологічних моделей. Оскільки саме цифрова тривимірна модель є основним інструментом дослідження нафтогазових родовищ з метою підвищення якості проєктування та оцінки ефективності реалізації проєктних рішень.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Родовища природних газів в більшості випадків є багатопластовими і складаються з неоднорідних порід-колекторів [7]. Розробка таких родовищ в умовах активного надходження пластової води у газонасичені інтервали продуктивних горизонтів характеризується нерівномірним переміщенням газоводяного контакту залежно від фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів як за площею, так і за товщиною [8-9]. Неоднорідність, яка притаманна родовищам вуглеводнів, зумовлює вибіркоче обводнення продуктивних покладів та защемлення пластовою водою значних об'ємів природного газу. В обводнених частинах покладу залишається 15-30 % початкових запасів мікрота макрозачемленого газу [10-11].

На даний час проведено значну кількість теоретичних та експериментальних досліджень, пов'язаних з розробкою родовищ вуглеводнів в умовах активного надходження пластової води у продуктивні поклади. За результатами фундаментальних досліджень розкрито механізм поведінки защемленого газу пластовою водою в пористому середовищі [12-13]. На основі результатів цих досліджень розроблено техноло-

гії розробки родовищ в умовах водонапірного режиму, які характеризуються як перевагами, так і значними недоліками [14-15]. Також з метою напрацювання оптимальних шляхів підвищення вуглеводневилучення за таких умов проведено значну кількість досліджень з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання [16-18].

На сьогоднішній день перспективними є вторинні та третинні технології розробки нафтогазових родовищ з використанням неуглеводневих газів. Як агенти нагнітання використовують азот, діоксид вуглецю, димові та викидні гази, суміші різних газів тощо [19-21].

Результати лабораторних досліджень [22-24] з витіснення залишкових запасів природного газу азотом, діоксидом вуглецю та димовими газами з моделей однорідного пласта та неоднорідних двошарових моделей доводять високу технологічну ефективність використання діоксиду вуглецю як агенту. Під час проведення досліджень на горизонтальних насипних моделях пласта кінцевий коефіцієнт витіснення метану азотом, діоксидом вуглецю та димовими газами змінювався у межах 73-87 % [22].

При витісненні метану діоксидом вуглецю та димовими газами із однорідних та неоднорідних двошарових моделей коефіцієнт витіснення метану діоксидом вуглецю з однорідних моделей становив 81 % на момент досягнення 2 % його вмісту у видобувному газі. У випадку неоднорідної моделі коефіцієнт витіснення метану діоксидом вуглецю для високопроникного пласта становив 77 %, а для низькопроникного пласта – 10 % [23].

Відповідно до результатів досліджень, що наведені у роботі [24], встановлено, що найбільший коефіцієнт вуглеводневилучення досягається у випадку використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання. Кінцевий коефіцієнт вилучення вуглеводнів при витісненні метану діоксидом вуглецю знаходився в межах 81-97,4 %. У випадку використання димових газів і азоту як агентів нагнітання для витіснення метану досягаються дещо менші значення коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Висока ефективність впровадження технологій нагнітання діоксиду вуглецю обумовлена високою його розчинністю в нафті і пластовій воді порівняно з іншими газами. При розчиненні діоксиду вуглецю в нафті збільшується її об'єм, що, в свою чергу, призводить до витіснення залишкової нерухокої нафти до видобувних свердловин [25].

При взаємодії діоксиду вуглецю та пластової води відбуваються хімічні реакції, в резуль-

таті яких утворюється карбонатна кислота. Взаємодія кислоти з породою обумовлює збільшення проникності колектора за рахунок розчинення деяких видів цементів та породи пласта. Згідно з результатами лабораторних досліджень проникність пісковиків збільшується на 5-15 %, а доломітів – на 6-75 % [25-26]. Чим більша кількість діоксиду вуглецю розчиняється у воді, тим ефективнішим стає витіснення вуглеводнів. Зі збільшенням мінералізації пластової води знижується ступінь розчинності діоксиду вуглецю [26].

Впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади призводить до зниження міжфазового натягу на межі «вуглеводневий флюїд-вода», покращенні змочуваності породи при розчиненні у вуглеводневому флюїді та воді і забезпеченні переходу нафти з плівкового стану в крапельний. Нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового нафто-газоводяного контакту підвищує в'язкість пластової води [25-27].

Використання діоксиду вуглецю в нафтогазовій промисловості дозволить значно знизити вартість модернізації енергоємних підприємств та підвищити кінцеві коефіцієнти вилучення вуглеводнів нафтогазових родовищ в умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

На сьогодні актуальною та недостатньо дослідженою залишається проблема регулювання процесу обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин. Враховуючи всю складність розробки родовищ природних газів в умовах водонапірного режиму, доцільним було б впроваджувати технології, які б певним чином сповільнили процес надходження пластової води в поклади і тим самим забезпечили значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

Результати численних як лабораторних, так і експериментальних досліджень свідчать про високу ефективність вторинного видобутку вуглеводнів шляхом нагнітання неуглеводневих газів. Однак до сьогодні не досліджена проблема вибору агенту нагнітання, який забезпечить найбільший ефект і за яких умов.

Таким чином, виникає необхідність у проведенні додаткових досліджень, особливо з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання на основі постійно діючих геолого-технологічних моделей. Оскільки саме цифрова тривимірна модель є основним

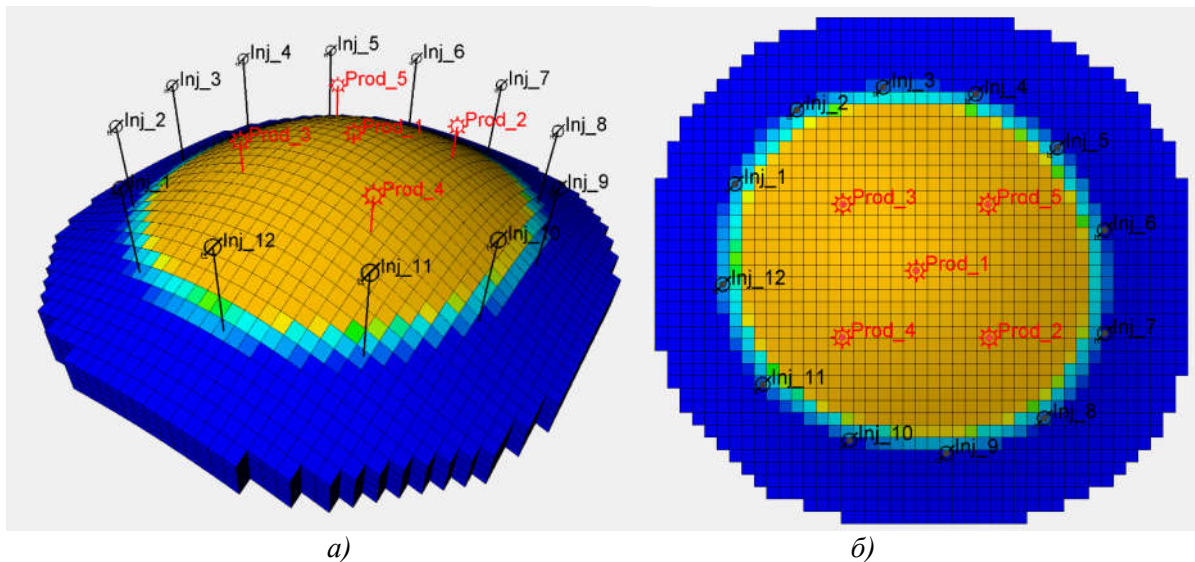


Рисунок 1 – Концептуальна 3D модель (а) та схема розміщення свердловин (б) на площі газонасиченості газового покладу

інструментом дослідження нафтогазових родовищ з метою підвищення якості проектування та оцінки ефективності реалізації проектних рішень.

Мета та завдання досліджень

Основною метою та завданням даних досліджень є удосконалення існуючих та розроблення нових технологій розробки газових родовищ в умовах водонапірного режиму з використанням діоксиду вуглецю та напрацювання основних шляхів зменшення негативного впливу водонапірної системи на процес видобутку вуглеводнів.

Виклад основного матеріалу досліджень

Для проведення досліджень з удосконалення існуючих технологій розробки родовищ природних газів за водонапірного режиму використовувались основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger [28-29].

З метою достовірного відтворення фізичних процесів, які протікають в продуктивному покладі в процесі нагнітання діоксиду вуглецю, створено композиційну PVT-модель [30-31]. Дослідження виконано на прикладі тривимірної цифрової моделі газового покладу.

Газовий поклад представлений моделлю округлої форми з такими параметрами: площа газонасиченості продуктивного покладу дорівнює $17,63 \cdot 10^6 \text{ м}^2$; ефективна товщина пласта – 15,4 м; коефіцієнт відкритої пористості – 0,18; коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,8; коефіцієнт проникності пласта – $8,65 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; глибина залягання покладу – 3300 м; початковий плас-

товий тиск – 35 МПа; пластова температура – 358 К. Запаси газу становлять 800,97 млн м^3 .

Розробка продуктивного покладу здійснюється з використанням 5 (п'яти) видобувних свердловин (Prod). Свердловини на площі газонасиченості газового покладу розміщені таким чином, що в центрі покладу знаходиться видобувна свердловина Prod_1, а в радіусі 400 м від центральної свердловини рівномірно розміщено чотири видобувні свердловини: Prod_2, Prod_3, Prod_4, Prod_5. Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється з використанням нагнітальних свердловин (Inj), які розміщені в радіусі 800 м від центральної свердловини та рівномірно розміщені по периметру початкового газозоводяного контакту.

Концептуальна 3D модель та схема розміщення свердловин на площі газонасиченості газового покладу наведена на рисунку 1.

Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється одночасно з початком розробки продуктивного покладу тобто за початкового пластового тиску. Після досягнення заданої тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю припиняли нагнітання і продовжували подальшу експлуатацію видобувних свердловин до моменту прориву агенту нагнітання. Розробка продуктивного покладу здійснюється до моменту прориву діоксиду вуглецю в центральну видобувну свердловину.

На основі проведених досліджень здійснювався розрахунок технологічних показників розробки покладу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин за величиною видобутої пластової води на момент його прориву.

Таблиця 1 – Результати розрахунків основних технологічних показників розробки залежно від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю наприкінці процесу розробки газового покладу

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

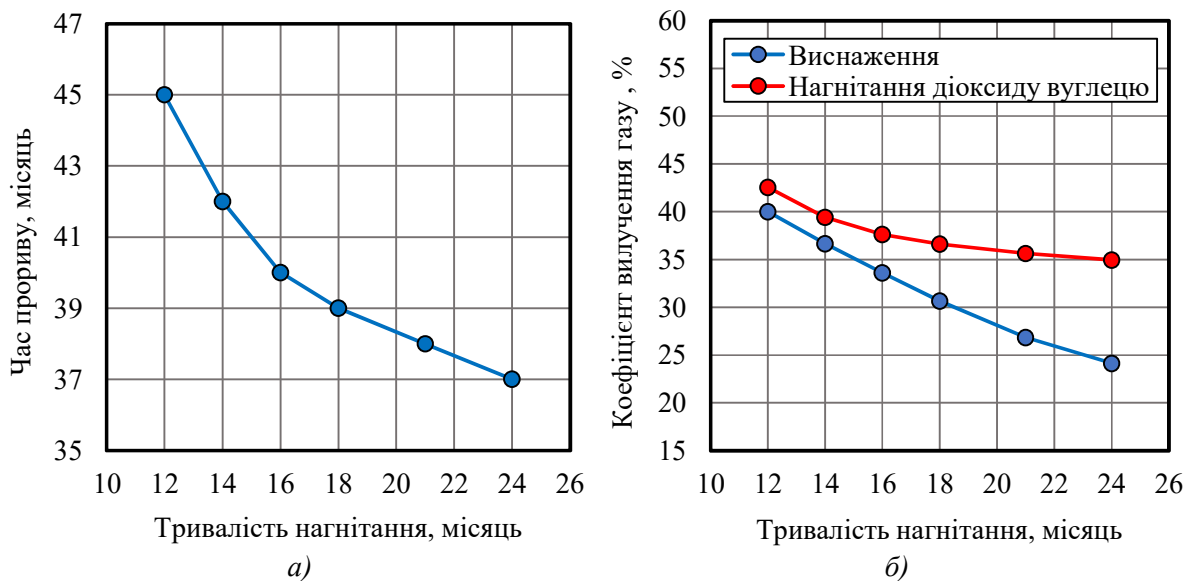


Рисунок 2 – Залежність часу прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин (а) та коефіцієнта вилучення газу (б) від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження

При нагнітанні діоксиду вуглецю в газові поклади важливим є вибір тривалості періоду нагнітання; тривалість циклів нагнітання за циклічного його нагнітання; щільність сітки нагнітальних свердловин; технологічні режими експлуатації нагнітальних та видобувних свердловин.

Для оцінки впливу тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на коефіцієнт вилучення газу проведено дослідження для 12, 14, 16, 18, 21 та 24 місяці. Результати розрахунків свідчать про те, що збільшення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю призводить до зменшення загального видобутку вуглеводнів (табл. 1).

Проводячи аналіз результатів моделювання (табл. 1), також слід звернути увагу на величину накопиченого видобутку води наприкінці процесу розробки покладу залежно від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю. За результатами проведених розрахунків можна

стверджувати, що за рахунок нагнітання діоксиду вуглецю у продуктивний поклад досягається зниження активності водонапірної системи та забезпечується скорочення об'ємів видобутку пластової води, що значно знижує витрати на її утилізацію.

За результатами моделювання встановлено, що збільшення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю знижує тривалість експлуатації видобувних свердловин, а отже, і кінцевий коефіцієнт газовилучення (рис. 2).

За результатами чисельного моделювання встановлено, що підвищення кінцевого коефіцієнта вилучення природного газу можна досягнути у випадку тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю в поклад, яка за батареїного розміщення нагнітальних свердловин на початковому контурі газоносності і видобувних свердловин у центрі покладу становить чотири місяці на сто метрів відстані між нагнітальними та видобувними свердловинами.

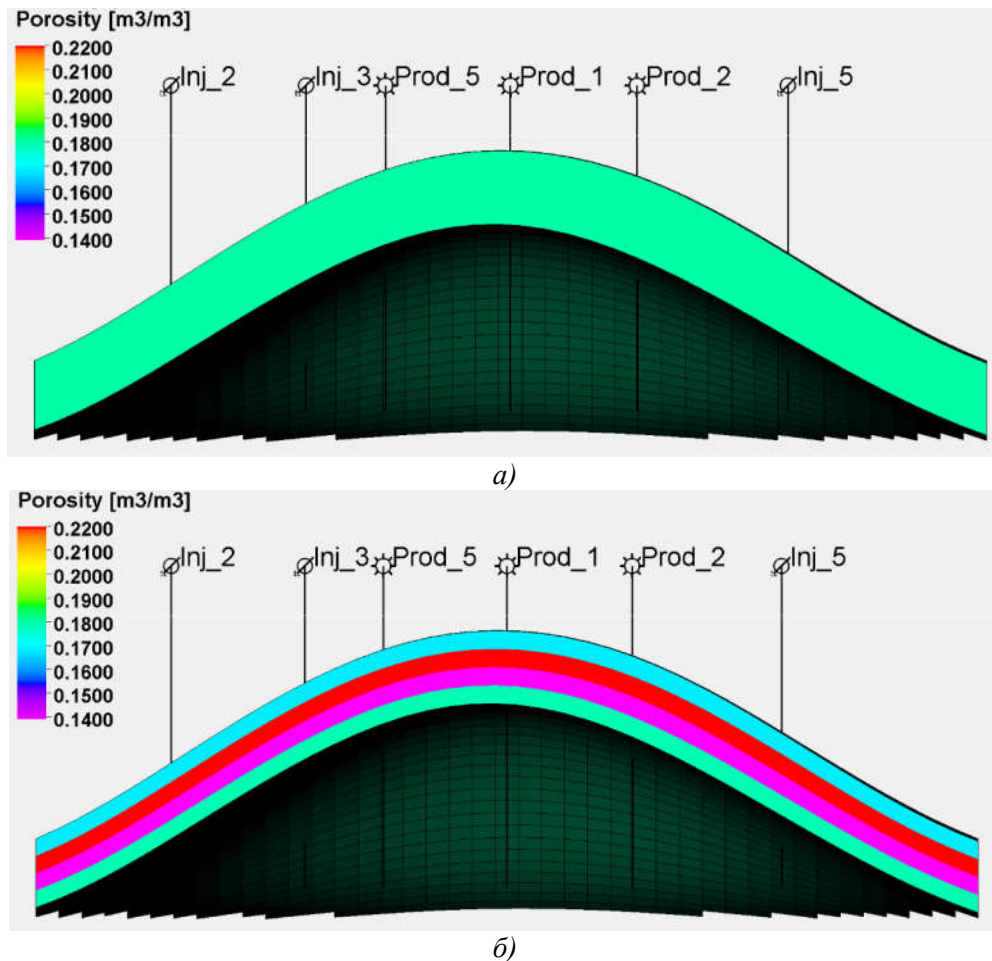


Рисунок 3 – Розподіл пористості в однорідній (а) та неоднорідній (б) 3D моделях газового покладу

Кінцевий коефіцієнт вилучення газу для наведеного раціонального значення тривалості періоду нагнітання становить 61,98 %, а при розробці на виснаження – 48,04 %.

Для оцінки впливу щільності сітки нагнітальних свердловин та розміщення їх по периметру початкового газоводяного контакту на ефективність регулювання процесу обводнення продуктивних покладів виконано дві серії досліджень. У першій нагнітання діоксиду вуглецю здійснювали в однорідний газовий поклад (рис. 3а), для проведення другої серії використано багатопластовий неоднорідний газовий поклад (рис. 3б). Розподіл пористості в неоднорідній тривимірній моделі (зверху вниз) становить 0,17; 0,22; 0,14 та 0,18, а коефіцієнт абсолютної проникності пласта – 6,55; 17,64; 3,62 та 7,99 відповідно.

Дослідження проведено з використанням нагнітальних свердловин 4, 6, 8, 12, 16, які рівномірно розміщені на межі початкового газоводяного контакту. Відстань між нагнітальними свердловинами становить 1200, 800, 600, 400 та 300 метрів відповідно.

Аналізуючи результати досліджень, встановлено, що збільшення щільності сітки нагнітальних свердловин призводить до більш повного охоплення периметру газоносності діоксидом вуглецю (рис. 4). Завдяки цьому рух води блокується на більшій площі родовища, внаслідок чого проявляється значна ефективність застосування неуглеводневого газу щодо ефективного блокування пластової води.

На основі проведених досліджень проведено розрахунок прогнозних коефіцієнтів вилучення газу (рис. 5).

Аналізуючи результати розрахунків, встановлено, що зі збільшенням кількості нагнітальних свердловин з 4 до 8 одиниць досягається максимальне значення коефіцієнта вилучення газу, яке становить 43,37 % для однорідного покладу та 41,15 % для неоднорідного. Наступне ущільнення сітки нагнітальних свердловин призводить до зменшення газовилучення через швидкий прорив діоксиду вуглецю у видобувні свердловини.

Згідно з результатами проведених досліджень встановлено, що для отримання високих

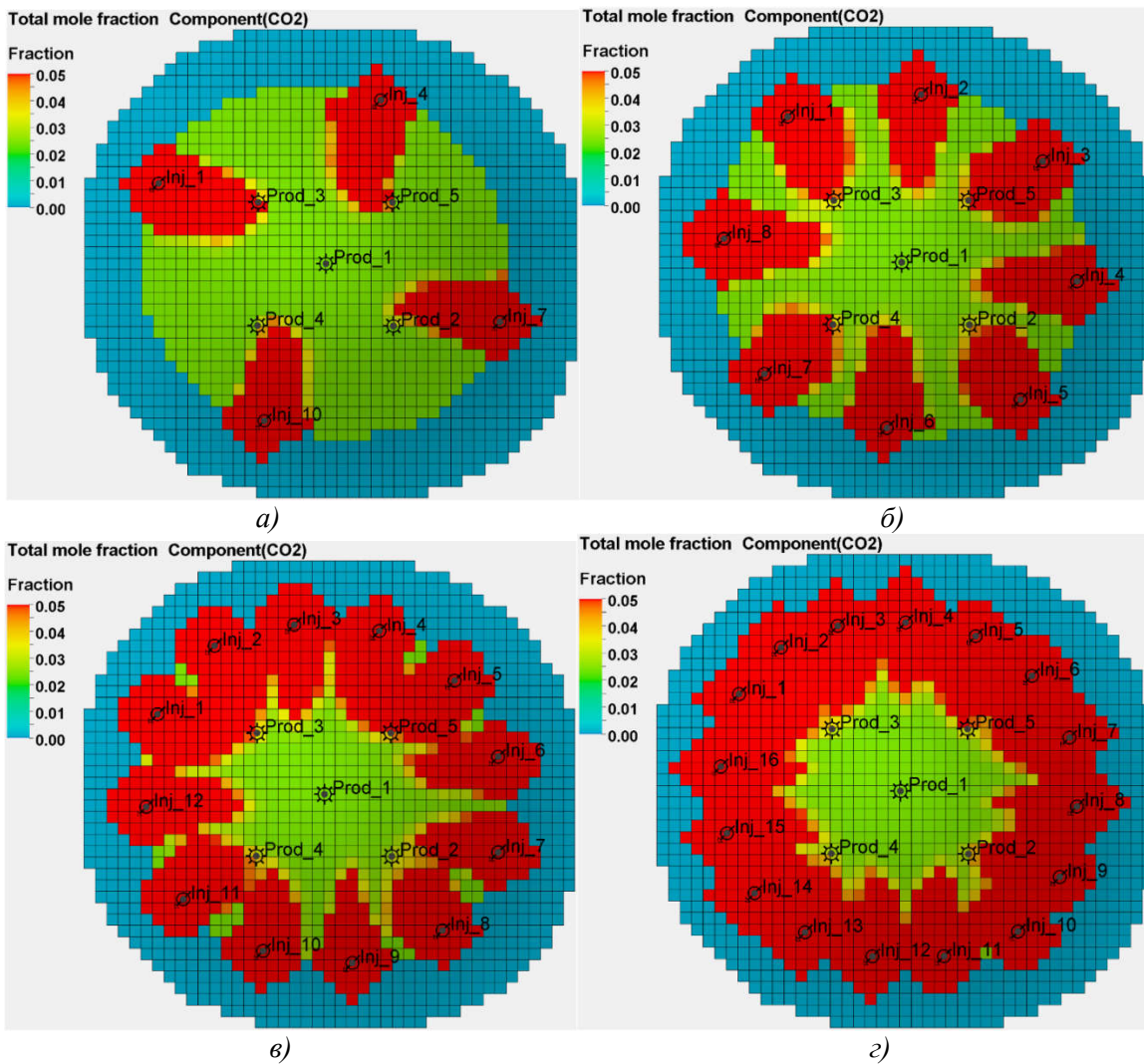


Рисунок 4 – Концентрація діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин при використанні 4 (а), 8 (б), 12 (в) та 16 (г) нагнітальних свердловин

значень коефіцієнта вилучення природного газу необхідно забезпечити раціональне відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами на рівні 1,29 для однорідного покладу та 0,97 для неоднорідного покладу.

Прогнозний коефіцієнт вилучення газу для наведених максимальних значень кількості нагнітальних свердловин дорівнює 64,05 % – для однорідного покладу та 55,56 % – для неоднорідного покладу. При розробці продуктивних покладів на виснаження кінцеві коефіцієнти вилучення газу становлять: для однорідного продуктивного покладу – 51,72 %, а для неоднорідного – 49,44 %.

Для оцінки впливу на коефіцієнт вилучення газу темпу нагнітання діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті виконано гідродинамічне моделювання процесу розробки продуктивного покладу для відношення між темпами нагнітання діоксиду вуглецю та тем-

пом видобутку природного газу на рівні: 0,86; 1,07; 1,29; 1,5; 1,72; 1,93.

Результати моделювання свідчать про те, що нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на межі початкового газоводяного контакту забезпечує підтримання пластового тиску на дещо вищому рівні (рис. ба). Завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю створюється додатковий гідродинамічний та фільтраційний бар'єри на шляху руху пластової води, що забезпечує сповільнення процесу обводнення продуктивних покладів. Згідно з результатами проведених розрахунків встановлено, що збільшення приймальності нагнітальних свердловин призводить до зниження коефіцієнта вилучення газу на момент його прориву до ряду видобувних свердловин (рис. бб).

Пояснюється отриманий результат зменшенням тривалості періоду розробки газового покладу до моменту прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин. Видобувні свердло-

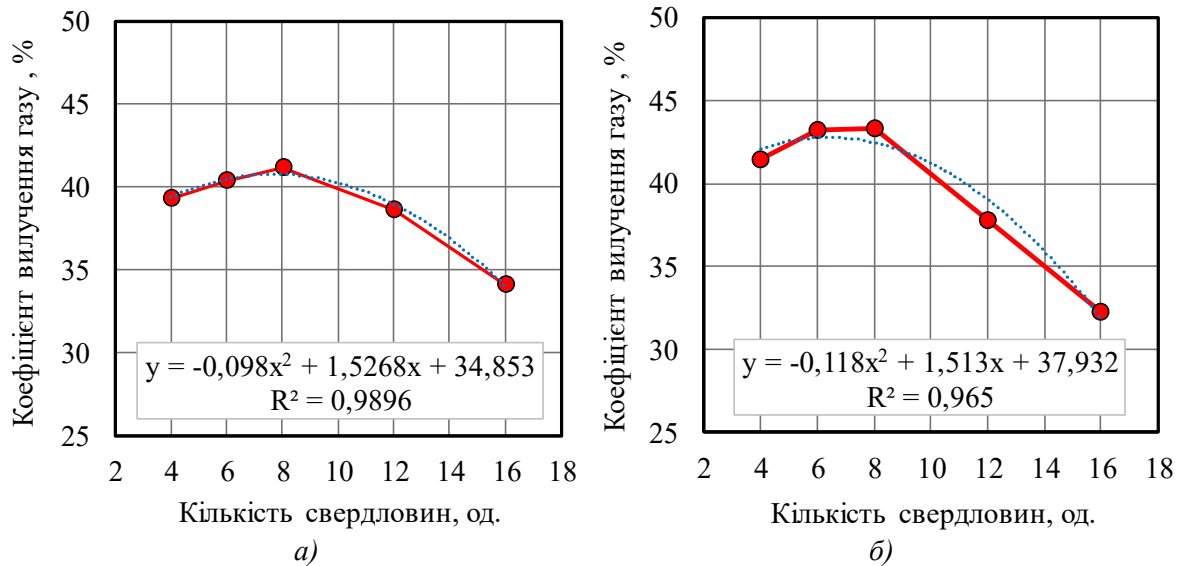


Рисунок 5 – Залежності коефіцієнта газовилучення від щільності сітки нагнітальних свердловин для однорідного (а) та неоднорідного (б) покладів на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин

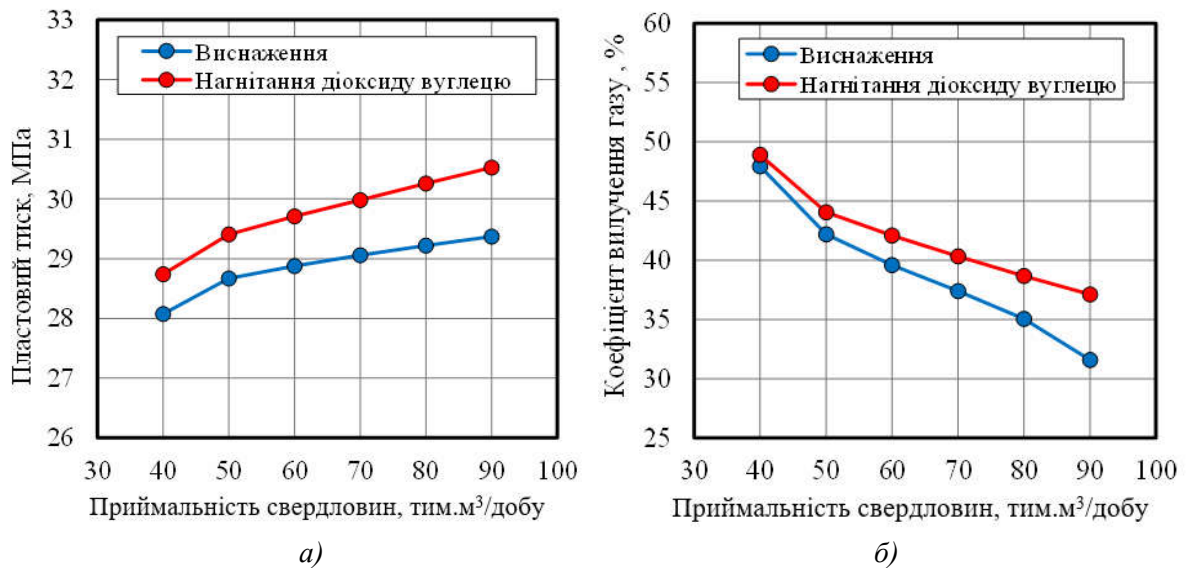


Рисунок 6 – Залежності пластового тиску (а) та коефіцієнта вилучення газу (б) від приймальності нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження

вини зупиняються, щоб забезпечити кондиції видобувного газу відповідно до вимог галузевого стандарту.

На основі результатів моделювання встановлено, що для досягнення високої технологічної ефективності впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю необхідно забезпечити раціональне відношення темпу нагнітання діоксиду вуглецю до темпу видобутку природного газу, яке становить 1,25.

Кінцевий коефіцієнт вилучення газу для наведеного раціонального відношення темпу нагнітання діоксиду вуглецю до темпу видобутку природного газу дорівнює 63,29 %, а при

розробці продуктивного покладу на виснаження – 53,98 %.

Для оцінки впливу на коефіцієнт вилучення газу циклічного нагнітання діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті проведено гідродинамічне моделювання розробки покладу для тривалості циклів нагнітання 6, 7, 8, 9, 10 та 11 місяців.

Згідно результатів моделювання встановлено, що збільшення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю призводить до зменшення тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту його прориву.

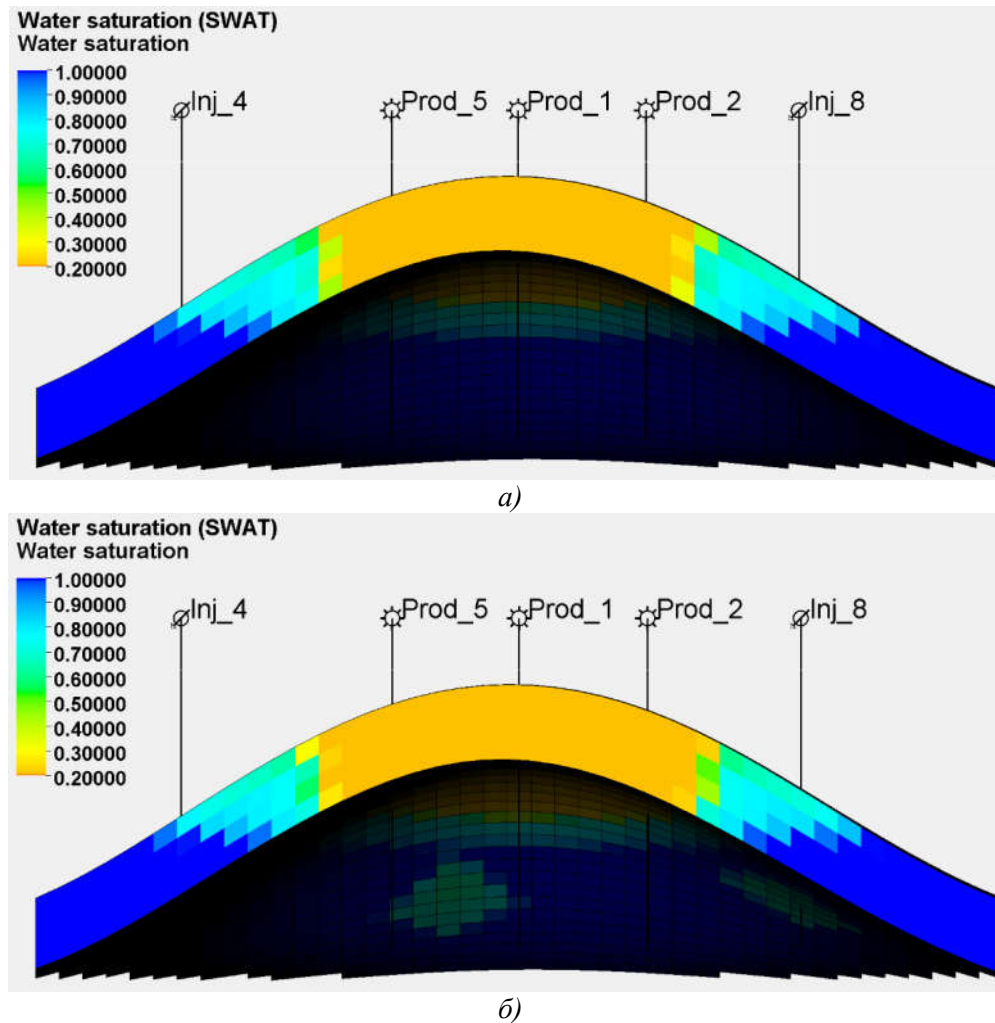


Рисунок 7 – Стан обводненості продуктивного покладу при розробці покладу на виснаження (а) та при нагнітанні діоксиду вуглецю (б) на момент його прориву до видобувних свердловин

Аналізуючи результати моделювання, слід відмітити, що у випадку впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю газоводяний контакт піднімається повільніше порівняно з розробкою на виснаження (рис. 7).

Результати розрахунків свідчать про те, що при розробці на виснаження досягаються значно більші об'єми пластової води порівняно з варіантом нагнітання діоксиду вуглецю (рис. 8а). Аналізуючи результати проведених досліджень, слід відмітити, що збільшення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю призводить до зменшення коефіцієнта вилучення газу (рис. 8б).

За результатами обробки розрахункових даних визначено раціональне значення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад, за межами якого коефіцієнт вилучення газу змінюється несуттєво. На момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин оптимальне значення тривало-

сті циклу нагнітання становить 8 місяців. Кінцевий коефіцієнт вилучення газу для наведеного раціонального значення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю дорівнює 64,14 %, а при розробці на виснаження – 54,31 %.

Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту для сповільнення просування пластової води у продуктивні поклади та збільшення кінцевого коефіцієнту вуглеводневилучення для умов конкретного покладу.

Висновки

На сьогоднішній день вторинні та третинні технології розробки виснажених нафтогазових родовищ відносяться до найбільш перспективних методів видобутку залишкових запасів вуглеводнів. Результати численних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність

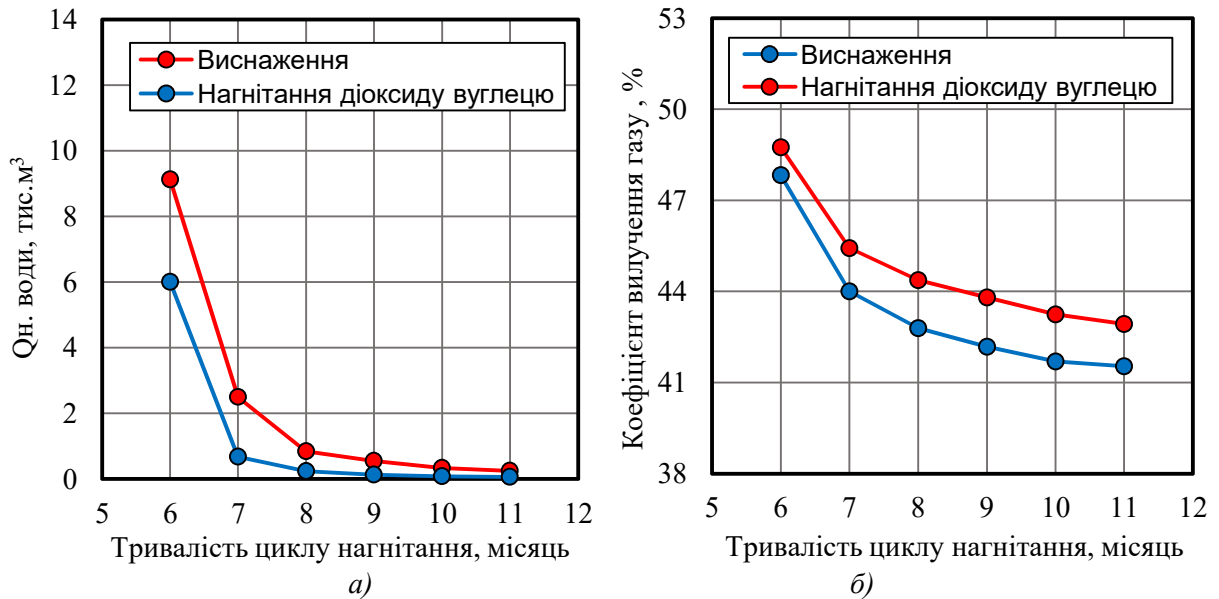


Рисунок 8 – Залежності накопиченого видобутку води (а) та коефіцієнта вилучення газу (б) від тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження

нагнітання діоксиду вуглецю у виснажені продуктивні поклади з метою підвищення їх вуглеводневилучення за умови наявності надійного джерела його постачання.

За результатами проведених досліджень встановлено, що розроблені технології підвищення вуглеводневилучення родовищ природних газів з використанням діоксиду вуглецю характеризуються різною технологічною ефективністю. Кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу в залежності від вибраної технології змінюється від 61,98 % до 64,99 %. При розробці продуктивного покладу на виснаження кінцеві коефіцієнти вилучення змінюються від 48,04 % до 58,34 % відповідно. Це пояснюється тривалістю періоду дорозробки продуктивних покладів до моменту прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин. Чим більша тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин, тим вищі кінцеві коефіцієнти вилучення газу.

Результати проведених досліджень на основі цифрових тривимірних моделях свідчать про високу технологічну ефективність контролю та регулювання процесу обводнення продуктивних покладів з використанням діоксиду вуглецю. Завдяки високій його розчинності в пластових флюїдах забезпечується підвищення рухомості конденсату та зменшення рухомості пластової води. При нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивні поклади вдається створити штучний бар'єр між природним газом та пластовою водою та контролювати процес обвод-

нення покладу. Необхідно зазначити, що у разі незабезпечення необхідних умов, кінцеві коефіцієнти вилучення вуглеводнів за рахунок впровадження розроблених технологій підвищення вуглеводневилучення можуть бути дещо нижчими.

Практична реалізація систем оптимізації розробки родовищ вуглеводнів України в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку вуглеводнів та вийти на світовий рівень вирішення поставленої проблеми.

Література

1. Кондрат Р.М., Дорошенко В.М., Кондрат О.Р. Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу. *Нафтогазова енергетика*. 2007. № 1. С. 17-21. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/1303>
2. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра. 1997. 184 с.
3. Matkivskyi S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Vol. 15. Iss. 2. P. 95-101. <https://doi.org/10.33271/mining15.02.095>
4. Кіт Уїірські. Уловлювання та зберігання вуглецю: Українські перспективи для промисловості та забезпечення енергетичної безпеки.

Міжнародне екологічне об'єднання «Біллона». Осло. Норвегія, 2013. С. 48.

5. Kondrat O., Matkivskiy S. Research of the influence of the pattern arrangement of injection wells on the gas recovery factor when injecting carbon dioxide into reservoir. *Technology and system of power supply*. 2020. No 5/1 (55). P. 12-17. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>

6. Burachok O., Nistor M. L., Sosio G., Kondrat O., Matkivskiy S. Potential Application of CO₂ for Enhanced Condensate Recovery Combined with Geological Storage in the Depleted Gas-Condensate Reservoirs. *Management Systems in Production Engineering*. 2021. Vol. 29. Iss. 2. P. 106-113. <https://doi.org/10.2478/mspe-2021-0014>

7. Romi A., Burachok O., Nistor M.L., Spyrou C., Seilov Y., Djuraev O., Matkivskiy S. and other. Advantage of Stochastic Facies Distribution Modeling for History Matching of Multi-stacked Highly-heterogeneous Field of Dnieper-Donetsk Basin. Conference Proceedings Petroleum Geostatistics. 2019. P. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902188>

8. Кондрат Р. М. Газоконденсатотдача пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.

9. Бойко В.С., Бойко Р.В., Кеба Л.М., Семінський О.В. Обводнення газових і нафтових свердловин. К.: Міжнародна економічна фундація, 2006. 791 с.

10. Firoozabadi A., Olsen G., Golf-Racht V. T. Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir. SPE California Regional Meeting held in Ventura, California. April 8-10. 1987. P. 1-4 (319-322). <https://doi.org/10.2118/16355-MS>

11. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. К.: Львів, 1996. 620 с.

12. Geffen T. M., Parrish D. R., Haynes G. W., Morse R. A. Efficiency of Gas Displacement From Porous Media by Liquid Flooding. *Journal of Petroleum Technology*. 1952. No 4(2). P. 29–38. <http://doi.org/10.2118/952029-g>

13. Chierici G. L., Ciocci G. M., Iong G. Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive. Proc. Sixth World Pet. Cong. Sec IV Paper 17-PD6. Frankfurt. 1963. P. 483–498.

14. Мирзаджанзаде А.Х., Дурмишьян А.Г., Ковалев А.Г. Разработка газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1967. 356 с.

15. Закиров С.Н., Коротаев Ю.П., Кондрат Р.М. и др. Теория водонапорного режима газовых месторождений. М.: Недра, 1976. 240 с.

16. Ancell K.L., Manhart T.A. Secondary Gas Recovery From a Water-Drive Gas Reservoir: A Case Study. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (Texas). 1987. <https://doi.org/10.2118/16944-MS>

17. Ogolo N.A., Isebor J.O., Onyekanwu M.O. Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition* (Nigeria). 2014. <https://doi.org/10.2118/172364-MS>

18. Jose Alejandro Cruz Lopez. Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition* (Mexico). 2014. <https://doi.org/10.2118/58981-MS>

19. Matkivskiy S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. No 1(6) (109). P. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>

20. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition* (29 Sept. – 2 Oct. 2002, Texas). 2002. P. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>

21. Matkivskiy S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO₂) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Global Trends, Challenges and Horizons* (November 2020, Dnipro, Ukraine). 2020. P. 1-10. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>

22. Turta A.T., Sim S.S.K., Singhal A.K., Hawkins B.F. Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement. *Canadian International Petroleum Conference* (12-14 June, 2007, Calgary, Alberta). 2007. <https://doi.org/10.2118/2007-124>

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

24. Sim S.S.K., Turta A.T., Singhal A.K., Hawkins B.F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. *9th Canadian International Petroleum Conference* (June 17-19, 2008, Calgary, Alberta). 2008. <https://doi.org/10.2118/2008-145>

25. Балинт В., Бан А., Долешан Ш. Применение углекислого газа в добыче нефти. М.: Недра, 1977. 240 с.

26. Бабалян Г.А. Применение карбонизированной воды для увеличения нефтеотдачи. М.: Недра, 1976. 144 с.

27. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.

28. ECLIPSE Technical Description. Version 2020.1 © Schlumberger, 2020. 1078 p.

29. Petrel Help. Version 2019.2.* Mark of Schlumberger

30. Бурачок О.В., Першин Д.В., Матківський С.В., Кондрат О. Р. Дослідження межі застосування PVT-моделі “чорної нафти” для моделювання газоконденсатних покладів. *Мінеральні ресурси України*. 2020. № 2. С. 43-48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>.

31. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M.L. and oth. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Based on Limited Data. *82nd eageconference & exhibition* (8-11 December, 2020, Amsterdam, Netherlands). 2020. P.1-5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202010155>.

References

1. Kondrat R.M., Doroshenko V.M., Kondrat O.R. Osoblyvosti zavershalnoi stadii rozrobky rodovyskh nafty i hazu. *Naftohazova enerhetyka*. 2007. No 1. P. 17-21. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/1303> [in Ukrainian]

2. Rassohin G.V. Zavershayuschaya stadiya razrabotki gazovyih i gazokondensatnyih mestorozhdeniy. M.: Nedra. 1997. 184 p. [in Russian]

3. Matkivskiy S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Vol. 15. Iss. 2. P. 95-101. <https://doi.org/10.33271/mining15.02.095>

4. Kit Uuiriski. Ulovliuvannia ta zberihannia vuhletsiiu: Ukrainski perspektyvy dlia promyslovosti ta zabezpechennia enerhetychnoi bezpeky. Mizhnarodne ekolohichne obiednannia «Billona». Oslo. Norvehiiia. 2013. P. 48. [in Ukrainian]

5. Kondrat O., Matkivskiy S. Research of the influence of the pattern arrangement of injection wells on the gas recovery factor when injecting carbon dioxide into reservoir. *Technology and system of power supply*. 2020. No 5/1 (55). P. 12-17. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>

6. Burachok O., Nistor M. L., Sosio G., Kondrat O., Matkivskiy S. Potential Application of CO₂ for Enhanced Condensate Recovery Combined with Geological Storage in the Depleted Gas-Condensate Reservoirs. *Management Systems in Production Engineering*. 2021. Vol. 29. Iss. 2. P. 106-113. <https://doi.org/10.2478/mspe-2021-0014>

7. Romi A., Burachok O., Nistor M.L., Spyrou C., Seilov Y., Djuraev O., Matkivskiy S. and other. Advantage of Stochastic Facies Distribution Modeling for History Matching of Multi-stacked Highly-heterogeneous Field of Dnieper-Donetsk Basin. *Conference Proceedings Petroleum Geostatistics*. 2019. P. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902188>

8. Kondrat R. M. Gazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra, 1992. 255 p. [in Russian]

9. Boiko V.S., Boiko R.V., Keba L.M., Seminskyi O.V. Obvodnennia hazovykh i naftovykh sverdlvovyn. K.: Mizhnarodna ekonomichna fundatsiia, 2006. 791 p. [in Ukrainian]

10. Firoozabadi A., Olsen G., Golf-Racht V. T. Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir. *SPE California Regional Meeting held in Ventura, California*. April 8-10. 1987. P. 1-4 (319-322). <https://doi.org/10.2118/16355-MS>

11. Boiko V.S., Kondrat R.M., Yaremiichuk R.S. Dovidnyk z naftohazovoi spravy. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]

12. Geffen T. M., Parrish D. R., Haynes G. W., Morse R. A. Efficiency of Gas Displacement From Porous Media by Liquid Flooding. *Journal of Petroleum Technology*. 1952. No 4(2). P. 29–38. <http://doi.org/10.2118/952029-g>

13. Chierici G. L., Ciocci G. M., Iong G. Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive. *Proc. Sixth World Pet. Cong. Sec IV Paper 17-PD6*. Frankfurt. 1963. P. 483–498.

14. Mirzadzhanzade A.H., Durmishyan A.G., Kovalev A.G. Razrabotka gazokondensatnyih mestorozhdeniy. M.: Nedra, 1967. 356 p. [in Russian]

15. Zakirov S.N., Korotaev Yu.P., Kondrat R.M. i dr. Teoriya vodonapornogo rezhima gazovyih mestorozhdeniy. M.: Nedra, 1976. 240 p. [in Russian]

16. Ancell K.L., Manhart T.A. Secondary Gas Recovery From a Water-Drive Gas Reservoir: A Case Study. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (Texas). 1987. <https://doi.org/10.2118/16944-MS>

17. Ogolo N.A., Isebor J.O., Onyekonwu M.O. Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs. *SPE Nigeria Annual International*

- Conference and Exhibition* (Nigeria). 2014. <https://doi.org/10.2118/172364-MS>
18. Jose Alejandro Cruz Lopez. Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition* (Mexico). 2014. <https://doi.org/10.2118/58981-MS>
19. Matkivskiy S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. No 1(6) (109). P. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>
20. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition* (29 Sept. – 2 Oct. 2002, Texas). 2002. P. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
21. Matkivskiy S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO₂) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Global Trends, Challenges and Horizons* (November 2020, Dnipro, Ukraine). 2020. P. 1-10. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>
22. Turta A.T., Sim S.S.K., Singhal A.K., Hawkins B.F. Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement. *Canadian International Petroleum Conference* (12-14 June, 2007, Calgary, Alberta). 2007. <https://doi.org/10.2118/2007-124>
23. Turta A.T., Sim S.S.K., Singhal A.K., Hawkins B.F. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement. *Canadian International Petroleum Conference* (16-18 June, 2009, Calgary, Alberta). 2009. <https://doi.org/10.2118/2009-023>
24. Sim S.S.K., Turta A.T., Singhal A.K., Hawkins B.F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. *9th Canadian International Petroleum Conference* (June 17-19, 2008, Calgary, Alberta). 2008. <https://doi.org/10.2118/2008-145>
25. Balint V., Ban A., Doleshan Sh. Primenenie uglekislogo gaza v dobyiche nefti. M.: Nedra, 1977. 240 p. [in Russian]
26. Babalyan G.A. Primenenie karbonizirovannoy vodyi dlya uvelicheniya nefteotdachi. M.: Nedra, 1976. 144 p. [in Russian]
27. Surguchev M.L. Vtorichnyie i tretichnyie metodyi uvelicheniya nefteotdachi plastov. M.: Nedra, 1985. 308 p. [in Russian]
28. ECLIPSE Technical Description. Version 2020.1 © Schlumberger, 2020. 1078 p.
29. Petrel Help. Version 2019.2.* Mark of Schlumberger
30. Burachok O.V., Pershyn D.V., Matkivskiy S.V., Kondrat O. R. Doslidzhennia mezhi zastosuvannia PVT-modeli “chornoj nafty” dlia modeliuvannia hazokondensatnykh pokladiv. *Mineralni resursy Ukrainy*. 2020. No 2. P. 43-48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48> [in Ukrainian]
31. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarlsan G., Nistor M.L. and oth. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Basedon Limited Data. *82nd eageconference & exhibition* (8-11 December, 2020, Amsterdam, Netherlands). 2020. P.1-5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202010155>.

ПРОГНОЗУВАННЯ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ВИСЯЧИХ ГАЗОПРОВОДІВ ПРИ ЗМІНАХ ЗОВНІШНЬОГО НАВАНТАЖЕННЯ

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

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

Запропоновано комплексну модель прогнозування напружено-деформованого стану висячих газопроводів при змінах зовнішнього навантаження, яка дозволяє виявляти екстремальні умови експлуатації газопроводу і уникнути негативних наслідків перевантаження. Розробку моделі прогнозування здійснено на позиціях системного підходу і представлено у вигляді двох систем "газопровід" і "канатна підвіска", між якими існують зв'язки, що відображають суть процесу зусилля-деформація. Відмічено особливість деформаційних процесів канатної підвіски, які визначаються відносним навантаженням. Розв'язана задача із визначенням положення статичної рівноваги системи "газопровід – канатна підвіска" на основі принципу мінімуму потенціальної енергії. Для положення статичної рівноваги сформовано умову узгодженості переміщень точок кріплення канатної підвіски до твірної газопроводу, яка використовується як критерій пошуку невідомих силових факторів. Модель побудована за принципом "пошук рішення", де в межах заданого факторного простору величин зусиль в утримуючих канатах вибирається їх оптимальна комбінація, котра задовольняє сформованому критерію. За результатом математичного моделювання зроблено прогнозовану оцінку перерозподілу зусиль в канатній системі в залежності від зміни діючого на газопровід навантаження q . Так, зі збільшенням навантаження спостерігається зростання зусиль в крайніх канатах децю вищими темпами, ніж для середнього. Перерозподіл величини зусиль в канатній підвісці залежить від її геометрії і податливості газопроводу і знаходиться в межах 10 %.

Ключові слова: висячий газопровід, прогнозування, напружено-деформований стан, зовнішнє навантаження, математичне моделювання.

A comprehensive model for predicting the stress-strain state of hanging gas pipelines with changes in external load is proposed, which allows the detecting of extreme conditions of gas pipeline operation and avoiding the negative consequences of overloading. The development of the forecasting model was carried out based on a systemic approach and is presented in the form of a "gas pipeline" and a "rope suspension", between which there are connections that reflect the essence of the force-deformation process. The peculiarity of the deformation processes of the rope suspension, which is determined by the relative load, is noted. The problem of determining the position of static equilibrium of the "pipeline – rope suspension" system based on the principle of minimum potential energy is solved. For the position of static equilibrium, the condition of equality of movements of the points of attachment of the rope suspension to the generating gas pipeline is formed, which is used as a criterion for finding unknown force factors. The model is built according to the principle of "Finding a solution", when within the given factor space of force values in the retaining ropes, their optimal combination is selected, which satisfies the established criterion. Based on the result of mathematical modeling, a predictive assessment of the redistribution of forces in the rope system was made depending on the change in the load q acting on the gas pipeline. Thus, with an increase in the load, there is an increase in effort in the extreme ropes at somewhat higher rates than for the average. The redistribution of forces in rope suspensions is within 10 %.

Key words: hanging gas pipes, prediction, stress-deformed state, external load, mathematical modeling.

Вступ

Неодноразово підкреслювалось, що ділянки надземних переходів трубопроводів, до яких відносяться й висячі газопроводи, є досить унікальними спорудами і вимагають підвищеної уваги з боку експлуатаційних служб [1, 2]. Відкриті ділянки газопроводу безпосередньо контактують з природним зовнішнім середовищем, яке схильне до коливань погодних умов і виникненням різноманітних природних ситуацій. Дії

природного середовища на відкриті ділянки надземного переходу викликають не тільки негативні явища у вигляді корозії металу газопроводу з подальшою зміною його структури, а й, головне, призводить до появи додаткових силових факторів зовнішнього навантаження та перерозподілу зусиль у несучих елементах конструкції.

Власне зміни у зовнішньому навантаженні, такі як зледеніння поверхні трубопроводу у зи-

мовий період, температурні коливання, вітрове навантаження, зміни тиску газу тощо, викликають додаткові деформації газопроводу і змінюють його загальний НДС.

Особливістю висячих газопроводів є те, що крім нерухомих опор газопровід додатково втримується системою канатів. Канатна підвіска разом з нерухомими опорами підтримує газопровід у підвішеному стані, сприймаючи силові зусилля, і прагне зайняти положення статичної рівноваги.

Зміни величин силових факторів зовнішнього навантаження призводять до додаткових деформацій газопроводу, а ті, в свою чергу, викликають й переміщення канатної підвіски, що веде до перерозподілу зусиль і перехід до нового стійкого стану статичної рівноваги. Новий стійкий стан відповідає новому режиму НДС газопроводу.

Таким чином, висячий газопровід утворює складну систему “газопровід–канатна підвіска”, яка в силу своєї гнучкості достатньо чутливо реагує на зміни зовнішніх силових факторів навантаження. Перехід від одного стійкого стану до іншого супроводжується зміною НДС газопроводу. В таких випадках складно говорити про прогнозування НДС висячих газопроводів при змінах зовнішнього навантаження, так як невідомим залишається нове положення статичної рівноваги.

Існуючі методи контролю можуть дати оцінку реальному стану НДС газопроводу на момент обстеження. Однак, щоб спрогнозувати поведінку системи, а тим більше оцінити НДС при змінах зовнішнього факторів середовища, методи потребують теоретичних доробок, які надали б опис поведінки системи “газопровід–канатна підвіска”.

Розроблення методів прогнозування напружено-деформованого стану висячих газопроводів при змінах зовнішнього навантаження дозволить виявляти екстремальні умови експлуатації газопроводу і уникнути негативних наслідків перевантаження.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Однією із характерних робіт стосовно дослідження НДС газопроводів на надземному переході з виходом на прогнозовані показники слід вважати публікацію [1]. В даній публікації описано комплексний підхід до оцінки технічного стану переходів магістральних газопроводів (МГ) балкового типу.

Вихідними даними для розрахунків є результати геодезичних обстежень. НДС газопроводу оцінюють за такою схемою. Спочатку від-

бувається етап геодезичного контролю просторового положення трубопроводу на опорах. Далі на основі отриманих координат методом сплайн-апроксимації отримується рівняння деформованої осі трубопроводу. Такий підхід дозволяє авторам розглядати процес деформації трубопроводу відповідно до фізичних законів.

Розрахунки НДС ведуться за величинами відхилень осі трубопроводу від початкового положення під час його довготривалої експлуатації. Для вхідних показників автори статті визначили межі варіювання, які були встановлені за статистичними даними спостережень. В результаті було отримано показники НДС для різних варіантів силового навантаження.

Отримані результати комплексних обстежень у сукупності з показниками НДС дозволили авторам провести розрахунки на міцність і здійснити оцінку залишкового ресурсу ділянки надземного переходу МГ.

В наступній публікації проаналізовано НДС повітряного переходу вантової споруди через р. Дністер [2]. За своєю конструкцією вантові надземні переходи газопроводів мають більшу схожість з повітряними переходами, тільки додатковими утримуючими елементами тут виступають ванти – металічні конструкції у вигляді штанг. За початкові дані взято результати інструментальної зйомки, які вказали на наявність великих зміщень труби в зоні надземного переходу.

Автори статті шляхом моделювання визначають різні рівні напруження в газопроводі у випадках збільшення навантаження на 25 тс і 50 тс. Здійснено порівняння значень напружень у початковому стані і при збільшенні навантаження. Відмічено, що в початковому положенні напруження знаходяться в межах допустимих, а зі збільшенням зовнішнього навантаження вони зростають і можуть сягнути рівня пластичних деформацій. Авторами пропонується ряд заходів для недопущення явищ пластичних деформацій, при яких втрачається міцність газопроводу.

Таким чином, з розглянутих публікацій видно, що задача прогнозування НДС газопроводів на надземному переході пов'язана з моделюванням фізичних процесів, що відбуваються при змінах зовнішнього навантаження.

Конструкції висячих газопроводів відрізняються від вантових кріплень тим, що гнучка система канатів не забезпечує лінійність зв'язку між переміщенням та прикладеними зусиллями до канату з боку трубопроводу.

Серед робіт, спрямованих на визначення прогнозованих показників, слід згадати досяг-

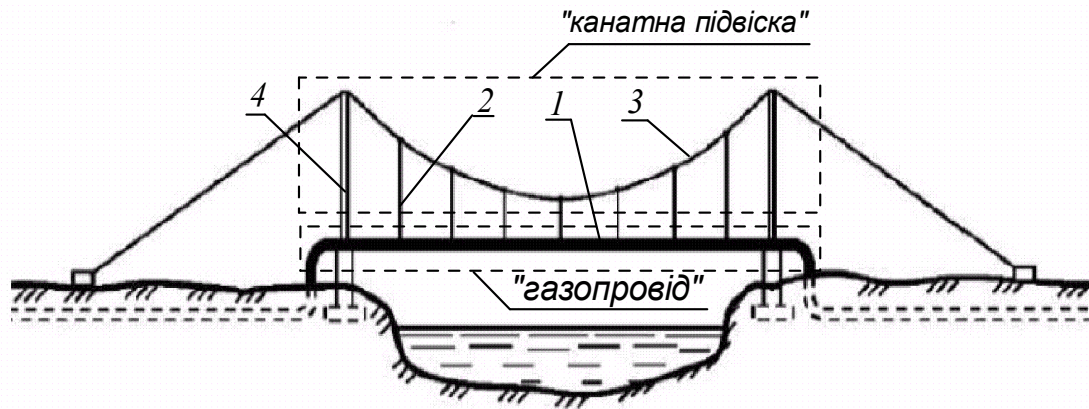


Рисунок 1 – Конструктивна схема висячого газопроводу

нення в галузі досліджень НДС газопроводів підземного залягання [3, 4]. Автори відмітили, що задача прогнозування НДС газопроводів полягає у визначенні змін внутрішніх напружень під впливом різних силових факторів, значення яких варіюється на підставі реальних умов експлуатації. Особливістю їх розрахунків є врахування сили дії ґрунту на газопровід. В своїх дослідженнях автори розробили факторну модель оцінки НДС газопроводу в динаміці. Це дозволило встановити залежність зміни напружень в газопроводі від коливання тиску і отримати прогнозовані показники ресурсу газопроводу. В результаті отримано складові внутрішніх напружень нормальної та повздожньої дії [3, 4].

Висячі газопроводи мають зовсім інакший характер силового навантаження. За умовами експлуатації висячого газопроводу можна виявити складні взаємозв'язки між самим газопроводом і канатною підвіскою. В той час існуючі підходи здійснюють подання об'єктів індивідуально.

Аналіз спеціалізованої технічної літератури показав, проблема прогнозування напружено-деформованого стану висячих газопроводів залишається відкритою. Це, насамперед, питання на позиціях системного підходу – подання не окремих об'єктів, а системи взаємопов'язаних елементів [5].

Постановка завдання

Прогнозування напружено-деформованого стану необхідно почати з розрахункової схеми, яка має бути отримана на основі прийнятих спрощень конструкції газопроводу та умов його навантаження. Так, гнучкі висячі схеми представляють собою конструкцію, в якій, газопровід – 1 за допомогою підвісок – 2 кріпиться до основного несучого канату – 3, що перекидається через пілони – 4 (рис. 1).

Загальним методом оцінки напружено-деформованого стану надземних переходів вважається розрахункова схема, в якій трубопровід розглядається як нерозрізна багатопрогінна балка, яка опирається в прогоні на пружно-піддатливі опори [6]. Тоді завданням такого підходу є отримання коефіцієнтів жорсткості пружно-піддатливих опор. Реалізуючи матричний метод розрахунку пружних стрижневих систем, знаходять шукані прогини трубопроводу і виникаючі внутрішні силові фактори (згинальні моменти та реакції пружно-піддатливих опор).

Канатна підвіска має свої особливості, чим і відрізняється від стрижневих систем. По-перше, канати працюють тільки на розтяг. По-друге, відсутня лінійна залежність між величинами деформацій і переміщеннями точок її кріплення до трубопроводу.

Таким чином, маємо суперечність: канатна підвіска – гнучка система, схильна до коливань, що не підпорядковується лінійному закону. Як будь-яка коливна система, канатна підвіска має свій стійкий стан для кожного з режимів навантаження. Крім того, її потенціальна енергія визначається виключено гравітаційними силами.

Пошук такого положення статичної рівноваги для різних режимів навантаження канатної підвіски дозволить розв'язати задачу “зусилля-переміщення”.

Розв'язування задачі базується на принципах системного підходу “газопровід–канатна підвіска”, де окремі елементи виступають як єдине ціле (рис. 1). В межах системи “канатна підвіска” повинен здійснюватися пошук стійкого стану із визначенням геометричних характеристик. В системі “газопровід” розв'язується традиційна задача знаходження прогинів трубопроводу в характерних точках. І тільки правильно підібраний критерій зв'язку між двома системами дозволить однозначно визначати

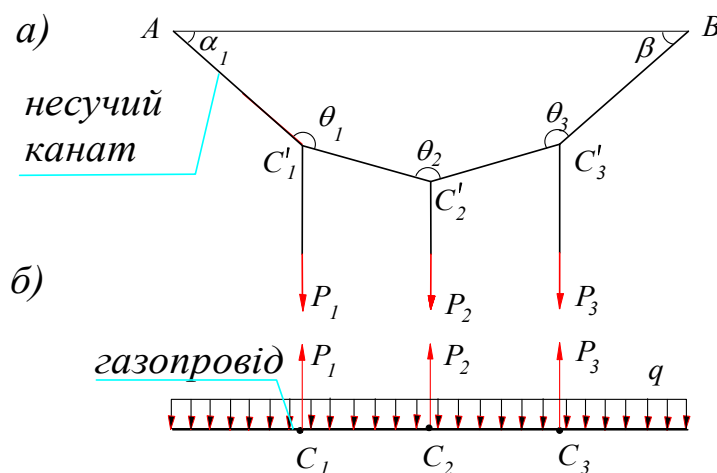


Рисунок 2 – Етап декомпозиції з утворенням зв'язків між системами “канатна підвіска” (а) і “газопровід” (б)

стан статичної рівноваги конструкції при різних значеннях силових факторів, що відкриває можливість здійснювати прогнозування НДС всякого газопроводу.

Мета дослідження полягає у прогнозуванні напружено-деформованого стану всякого газопроводу при змінах зовнішнього навантаження як єдиної системи “газопровід – канатна підвіска” за принципом системного підходу.

Виклад основного матеріалу дослідження

Прогнозування НДС всякого газопроводу стане можливим у випадку, якщо будуть отримані аналітичні залежності силової поведінки канатної підвіски. Для цього скористаємося принципами системного підходу і відокремимо “газопровід” і “канатну підвіску” [5], встановивши між двома системами зв'язки двох типів – прямий і зворотній. Прямим зв'язком виступають діючі навантаження у вигляді зусиль P_1 , P_2 , P_3 зі сторони газопроводу на канатну систему. Зворотним зв'язком будуть прогини газопроводу, і тотожно до них величини переміщень кріплень утримуючих канатів.

Розглянемо спрощену конструкцію всякого переходу газопроводу з трьома утримуючими канатами. Відкинемо канати, а їх дію замінимо зосередженими зусиллями P_1 , P_2 , P_3 , які прикладені до твірної поверхні трубопроводу в точках C_1 , C_2 , C_3 і до несучого канату в точках C'_1 , C'_2 , C'_3 (рис. 2). Між двома системами “газопровід” і “канатна підвіска” виникає зворотний зв'язок “деформація труби – переміщення канатної підвіски – зусилля в канатній підвісці – деформація труби”.

Процес взаємодії двох систем виглядає таким чином. При зміні зовнішнього навантаження на газопровід Δq система з одного стійкого

стану, якому відповідає потенціальна енергія U_0 , переходить в новий стан статичної рівноваги. При цьому величини зусиль отримують прирости ΔP_1 , ΔP_2 , ΔP_3 , відповідно отримують прирости і переміщення (або прогини газопроводу) у вигляді Δh_1 , Δh_2 і Δh_3 . В новому положенні потенціальна енергія отримує приріст ΔU , а її значення становитиме:

$$U_1 = U_0 + \Delta U.$$

Для того, щоб отримати аналітичний опис переходу канатної системи з одного стійкого стану в інший, розглянемо її геометрію і кінематику на прикладі розрахункової схеми (рис. 3). Силове навантаження підвісок імітовано дією дискретних мас m_1 , m_2 , m_3 , які прикладені до точок кріплення підвісок до несучого канату C'_1 , C'_2 , C'_3 . Такий підхід обґрунтовано тим, що, по-перше, зусилля в канатах мають гравітаційне походження, а, по-друге, це дозволить отримати відносно простий вираз для розрахунку потенціальної енергії системи.

Подальше перетворення гуртуються на прийнятих припущеннях:

- форму несучого канату, яка має наближений вигляд гнучкої нитки, апроксимовано ламаною лінією, а самі ділянки між підвісками подано прямими відрізками;
- переміщення канатної підвіски пов'язано тільки зі зміною її кутів, в той час як ланки канатів вважаються недеформованими;
- вузли з'єднання відрізків ламаної лінії і підвісок подано у вигляді шарнірів, що дозволяє взаємне переміщення ділянок канату зі зміною внутрішніх кутів θ_i .

Ці припущення дозволили розглядати канатну підвіску у вигляді шарнірного п'ятиланкового механізму з двома ступенями вільності. Таким чином, несучий канат пере-

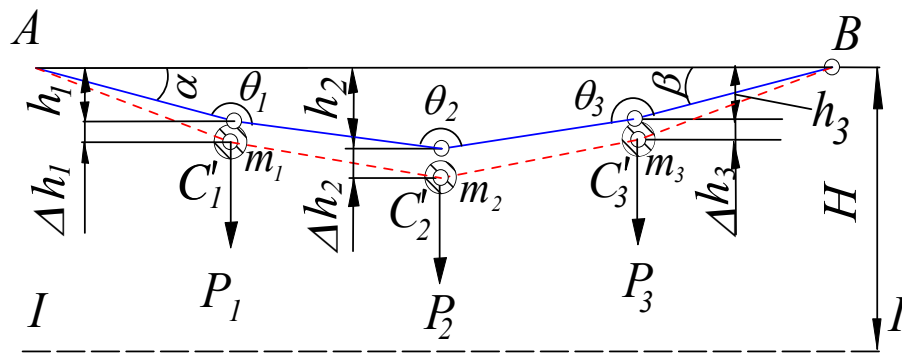


Рисунок 3 – Геометричні параметри канатної підвіски при зміні положення стійкого стану

творено у чотири рухомі прямолінійні ланки AC_1 , C_1C_2 , C_2C_3 , C_3B з відповідними довжинами l_1 , l_2 , l_3 і l_4 , що з'єднані між собою шарнірами. Положення такого механізму визначають двома горизонтальними кутами орієнтації крайніх ланок α і β . Внутрішні кути між ланками θ_i визначаються геометричними параметрами канатної підвіски та залежать від її положення.

Задача пошуку положення статичної рівноваги сформульована так: канатна підвіска утримує три зосереджені маси. Потрібно визначити положення канатної підвіски, а саме, кути α і β , в яких потенціальна енергія від зосереджених мас буде мінімальною.

Якщо зусилля P_1 , P_2 , P_3 в точках кріплення підвіски до трубопроводу будуть імітуватися дією зосереджених мас m_1 , m_2 , m_3 , вираз потенціальної енергії для умови стану статичної рівноваги запишеться у вигляді

$$U = \sum_{i=1}^3 P_i (H - h_i) = \sum_{i=1}^3 m_i g (H - h_i) \rightarrow \min. (1)$$

З формули (1) неважко помітити, що стан станичної рівноваги залежатиме не від абсолютних значень сил, а від їх співвідношення. Іншими словами, якщо канатна підвіска знаходиться у рівновазі під дією трьох сил, які позначають як P_1 , P_2 , P_3 , то такий самий стан рівноваги буде спостерігатися і при силових навантаженнях $n \cdot P_1$, $n \cdot P_2$, $n \cdot P_3$, де n -масштабний коефіцієнт.

Введемо безрозмірні коефіцієнти навантаження. Перший канат навантажується безрозмірною силою $k_0 = 1$, а два інших –

$$k_1 = \frac{P_2}{P_1} \text{ і } k_2 = \frac{P_3}{P_1}.$$

Сам факт існування такого стійкого стану, який відповідає мінімуму потенціальної енергії [7], проілюстровано на графіках рис. 4. Тут показано зміни функціоналу потенціальної енергії

(1) для двох випадків симетричного навантаження канатної підвіски, при яких справедлива рівність $k_0 = k_2 = 1$. Тоді функціонали $U_1(\alpha)$ і $U_2(\alpha)$ на проміжку кута α $[0,72...0,75 \text{ рад}]$ мають точки мінімуму зі значеннями $U_{1\min}$ і $U_{2\min}$. Точки точці мінімуму відповідають геометричним параметрам канатної підвіски у стійкому стані.

На основі схеми рис. 3 в результаті імітаційного експерименту для заданого набору дискретних даних відносного навантаження k_0 , k_1 , k_2 було отримано відповідні їм переміщення Δh_i . В подальшому було виявлено кореляційну залежність між двома масивами даних.

Процедура пошуку статичної рівноваги для різних комбінацій силового навантаження k_0 , k_1 , k_2 здійснювалася ітераційним циклом: шляхом наближення кутів α і β до виконання умови (1). Це означало приведення канатної підвіски у стан статичної рівноваги, в якому геометрія підвіски забезпечує мінімум потенціальної енергії. В стані статичної рівноваги за фіксованою геометрією канатної підвіски визначають відповідні їм значення висот h_i .

Алгоритм отримання дискретних масивів даних складається із кількох блоків і був реалізований на мові програмування VBA.

Блок 1. Введемо коефіцієнти безрозмірного силового навантаження. Перший канат навантажується безрозмірною силою $k_0 = 1$, а два

інших – $k_1 = \frac{P_2}{P_1}$ і $k_2 = \frac{P_3}{P_1}$. Задаємо факторний

простір безрозмірного навантаження. Враховуючи реальний діапазон зусиль у канатній підвісці, маємо межі для k_1 : $0,9 < k_1 < 1,1$ і для k_2 : $0,9 < k_2 < 1,1$.

В результаті сформовано різні можливі варіанти силового навантаження на канатну підвіску як комбінацію двох факторів $k_1(I)$ і $k_2(J)$.

Блок 2. Ітераційним циклом здійснюється пошук положення статичної рівноваги, що за-

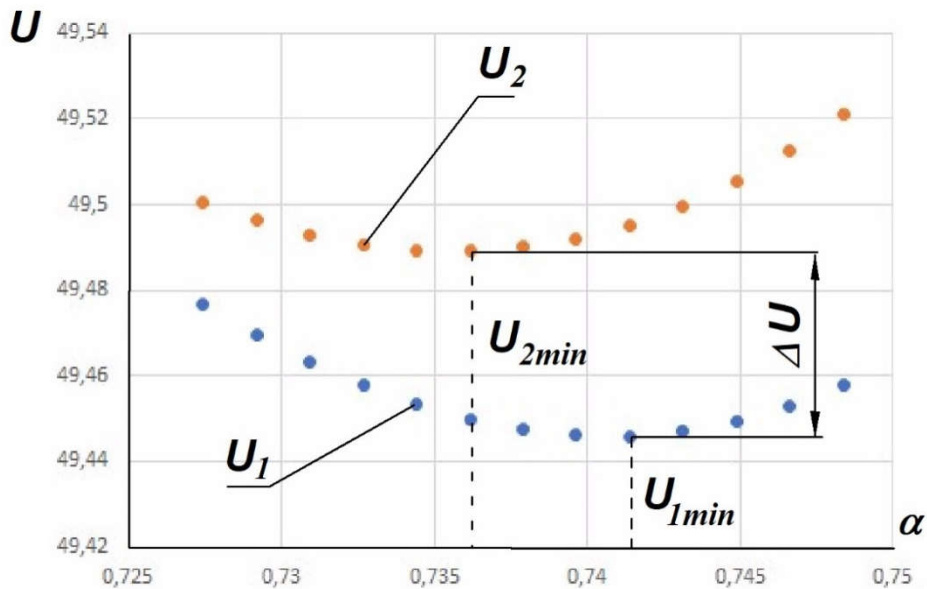


Рисунок 4 – Визначення геометричних характеристик канатної підвіски у стані статичної рівноваги

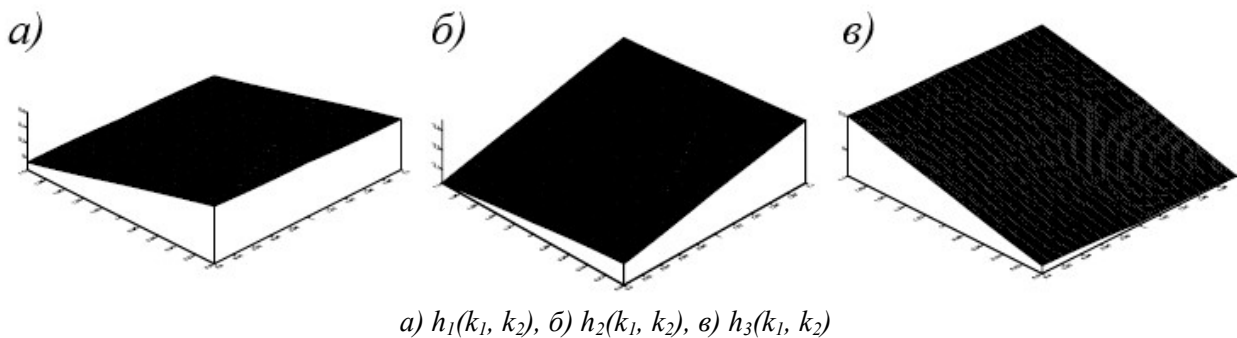


Рисунок 5 – Інтерпольовані поверхні дискретних даних кореляційних масивів з визначенням аналітичних залежностей:

довольняє умові (1) мінімуму потенціальної енергії $U(I, J) = f(\alpha, \beta) \rightarrow U_{\min}(I, J)$. Для кожної групи факторів силового навантаження $k_1(I)$ і $k_2(J)$ знайдено значення кутів α і β , при яких досягнуто значення $U_{\min}(I, J)$.

Блок 3. Здійснюється формування набору дискретних даних для всіх можливих випадків навантаження канатної підвіски. Кінцевим результатом роботи алгоритму є набір дискретних даних у вигляді рядків. Кожен рядок даних містить наступну інформацію: значення відносних навантажень $k_1(I)$ і $k_2(J)$ та відповідні їм значення висот h_i (прирости висот Δh_i).

Інтерпретація отриманих результатів показала наступне. На вибраному факторному просторі між переміщенням точок підвісок C'_1, C'_2, C'_3 і відносними навантаженнями існує кореляційна лінійна залежність. Методами інтерполяції було побудовано три поверхні відгуку для висот h_1, h_2, h_3 в залежності від відносного навантаження (рис. 5).

В результаті проведеної лінеаризації було отримано залежності у вигляді поліномів:

$$h_1 = -0,524 - 3,402k_1 + 3,928k_2;$$

$$h_2 = 1,051 - 0,521k_1 + 0,527k_2;$$

$$h_3 = -0,524 + 3,927k_1 + 3,4238k_2$$

або в приростах

$$\Delta h_1 = h_1 + h_{1\text{ст}};$$

$$\Delta h_2 = h_2 + h_{2\text{ст}}; \quad (2)$$

$$\Delta h_3 = h_3 + h_{3\text{ст}},$$

де $h_{\text{іст}}$ – значення параметра h_i у стані початкової стійкої рівноваги.

Отримані вирази (2) виконують таку ж саму роль зв'язку між навантаженням і переміщенням як і рівняння закону Гука для пружних опор трубопроводів при його згині. Різницею є те, що значення навантажень у формулах (2) записано у відносних величинах.

Таким чином, аналітичні залежності силової поведінки канатної підвіски у сукупності з

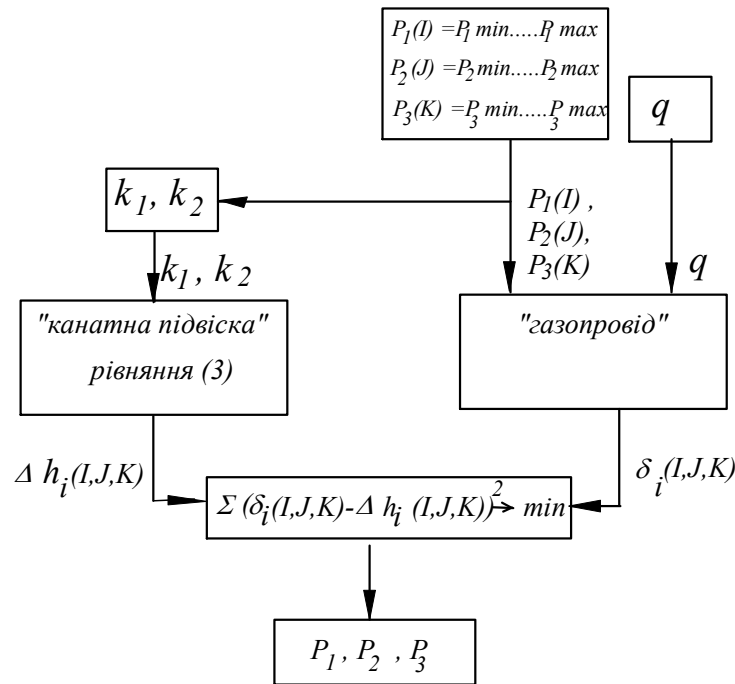


Рисунок 6 – Блок-схема комплексної моделі прогнозування НДС всіячих газопроводів

рівняннями деформації самого газопроводу дозволяють розробити алгоритм у вигляді комплексної моделі силового навантаження всіячого газопроводу для розрахунку та прогнозування його НДС.

Однією з умовою прогнозування є наявність інформації про початкове положення газопроводу. Дану інформацію можна отримати, наприклад, геодезичними методами [1-4]. Подальші розрахунки НДС вже здійснюються з урахуванням відхилення від початкового стану. Власне комплексна модель відображає зміни в НДС газопроводу відносно початкового стану, тому оперує такими величинами, як приріст силового навантаження та відповідні їм природсти переміщень.

Описані принципи лягли в основу створення комплексної моделі силового навантаження газопроводу на канатній підвісці. Призначення моделі - спрогнозувати силове навантаження на газопровід у разі зміни значень його активних сил. Причиною зміни активних сил є коливання значень розподільного навантаження q , яке діє на газопровід. У разі зміни розподільного навантаження Δq відбувається перерозподіл зусиль у підвісках канату, що, в свою чергу, змінює загальний НДС газопроводу.

Комплексна модель прогнозування складається з трьох блоків: "газопровід", "канатна підвіска" і "пошук рішення", між якими існують зв'язки, що відображають фізичну суть процесу (рис. 6). Вхідними величинами буде

силове навантаження q , а також згенерований набір силових зусиль у підвісках P_1, P_2, P_3 . Розподільне навантаження разом із зосередженими силами утворюють різноманітні варіанти силового навантаження системи, що викликає деформації як газопроводу, так і канатної підвіски. Із запропонованих варіантів необхідно буде вибрати один, який відповідає реальному режиму навантаження. Правильний вибір варіанту можливий за умови виконання сформованого критерію.

Ці деформації розраховуються окремо блоками "газопровід" та "канатна підвіска". Різниця у вхідних величинах названих блоків полягає у тому, що блок "газопровід" оперує абсолютними значеннями силових величин, в той час як блок "канатна підвіска" – відповідно до них відносними.

Вихідними величинами названих блоків є два масиви значень. Для блоку "газопровід" це є переміщення характерних перерізів труби $\delta_i(I, J, K)$, а для блока "канатна підвіска" - положення точок кріплення підвісок $\Delta h_i(I, J, K)$.

На основі прийнятих припущень різниця між величинами $\delta_i(I, J, K)$ і $\Delta h_i(I, J, K)$ повинна бути мінімальною в реальних умовах експлуатації. Це пояснюється тим, що точки підвіски C'_1, C'_2, C'_3 і точки на твірній трубопроводу C_1, C_2, C_3 здійснюють свої переміщення синхронно. Виходячи з цього маємо критерій задачі "пошук рішення" для вибору реального варіанту навантаження:

$$\sum_{i=1}^n (\delta_i(I, J, K) - \Delta h_i(I, J, K))^2 \rightarrow \min. \quad (3)$$

Результатом роботи комплексної моделі виступає набір значень зусиль у підвісках P_1, P_2, P_3 , які задовольняють умові (3). Практично це означає, що даний набір значень зусиль P_1, P_2, P_3 відповідатиме даному силовому навантаженню q .

Модель дає можливість стежити, як впливає зміна величини інтенсивності навантаження на зусилля в підвісках канату. Дана властивість дозволяє прогнозувати силове навантаження у різних випадках (табл. 1).

Таблиця 1 – Прогнозування зусиль в канатні підвісці у разі зміни навантаження на газопровід

Зміна розподільного навантаження Δq (Н/м ²)		Зусилля в підвісках канату, (Н)		
		P_1	P_2	P_3
початковий стан		8000	8000	8000
прогнозований	100	9000	8600	9000
	200	10200	9400	10200
	300	12100	10900	12100

За результатом математичного моделювання зроблено прогнозну оцінку перерозподілу зусиль в канатній системі в залежності від зміни діючого на газопровід навантаження q . Так, зі збільшенням навантаження спостерігається зростання зусиль у крайніх канатах дещо вищими темпами, ніж для середнього. Перерозподіл величини зусиль у канатних підвісках знаходиться в межах 10 %.

Висновки

Запропоновано комплексну модель прогнозування напружено-деформованого стану висячих газопроводів при змінах зовнішнього навантаження, яка дозволяє виявляти екстремальні умови експлуатації газопроводу і уникнути негативних наслідків перевантаження.

Розробку моделі прогнозування здійснено на позиціях системного підходу і представлено у вигляді “газопровід” і “канатна підвіска”, між якими існують зв’язки, що відображають суть процесу «зусилля-деформація». Вказано на особливість деформаційних процесів канатної підвіски, які визначаються відносним навантаженням.

Розв’язана задача із визначенням положення статичної рівноваги системи “газопровід-канатна підвіска” за принципом мінімуму потенціальної енергії. Для положення статичної рі-

вноваги сформовано умову узгодженості переміщень точок кріплення канатної підвіски до твірної газопроводу, що використовується як критерій пошуку невідомих силових факторів.

Модель побудована за принципом “пошук рішення”, де в межах заданого факторного простору величин зусиль в утримуючих канатах вибирається їх оптимальна комбінація, котра задовольняє сформованому критерію.

За результатом математичного моделювання зроблено прогнозовану оцінку перерозподілу зусиль у канатній системі залежно від зміни діючого на газопровід навантаження q . Так, зі збільшенням навантаження спостерігається зростання зусиль в крайніх канатах дещо вищими темпами, ніж для середнього. Перерозподіл величини зусиль в канатній підвісці залежить від її геометрії та піддатливості газопроводу і знаходиться в межах 10 %.

Література

1. Деркач М.П., Зубик Й.Л., Кичма А.О. Комплексний підхід до оцінки технічного стану переходів магістральних газопроводів балкового типу. *Методи та прилади контролю якості*. 2005. № 15. С.105-108.
2. Банахевич Р.Ю., Крупка В.О., Марчук О.М. Досвід діагностичного обстеження вантового переходу МГ Івацевичі – Долина II н. через ріку Дністер. *Теорія і практика будівництва*. 2011. № 7. С. 24–27.
3. Жовтуля Л.Я., Олійник А.П., Яворський А.В., Карпаш М.О. Розроблення методики оцінки напружено-деформованого стану лінійних ділянок магістральних трубопроводів. *Методи та прилади контролю якості*. 2017. № 1. С. 57-63.
4. Krizhanivskiy E., Mykhalkiv V., Taravskiy O. Influence of change of gas transportation mode on the stress condition of gas pipeline. *Metallurgical and mining industry*. 2016. No 3. P. 33-36.
5. Катренко А.В. Основи системного аналізу та методи прийняття рішень: підручник. Львів: Новий світ-2000, 2009. 396 с.
6. Пиріг Т.Ю., Дорошенко Я.В., Матвійчук Я.І. Дослідження напружено-деформованого стану балкових переходів з підтримуючим елементом робочого трубопроводу у вигляді ферми. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 3(76). С. 71-84.
7. Черниш О.М. Використання умов енергетичного балансу в коливальних процесах. *Конструювання, виробництво та експлуатація машин*. 2011. Вип. 41, частина II. С. 106-109.

References

1. Derkach M.P., Zubyk Y.L., Kychma A.O. Kompleksnyi pidkhid do otsinky tekhnichnoho stanu perekhodiv mahistralnykh hazoprovodiv balkovoho typu. *Metody ta prylady kontroliu yakosti*. 2005. No 15. P. 105-108. [in Ukrainian]
2. Banakhevych R.Iu., Krupka V.O., Marchuk O.M. Dosvid diahnostychnoho obstezhennia vantovoho perekhodu MH Ivatsevychi – Dolyna II n. cherez riky Dnister. *Teoriia i praktyka budivnytstva*. 2011. No 7. P. 24–27. [in Ukrainian]
3. Zhovtulia L.Ia., Oliinyk A.P., Yavorskyi A.V., Karpash M.O. Rozroblennia metodyky otsinky napruzhenno-deformovanoho stanu liniinykh dilianok mahistralnykh truboprovodiv. *Metody ta prylady kontroliu yakosti*. 2017. No 1. P. 57-63. [in Ukrainian]
4. Krizhanivskiy E., Mykhalkiv V., Taravskiy O. Influence of change of gas transportation mode on the stress condition of gas pipeline. *Metallurgical and mining industry*. 2016. No3. P. 33-36. [in Ukrainian]
5. Katrenko A.V. Osnovy systemnoho analizu ta metody pryiniattia rishen: pidruchnyk. Lviv: Novyi svit-2000, 2009. 396 p. [in Ukrainian]
6. Pyrih T.Iu., Doroshenko Ya.V., Matvii-chuk Ya.I. Doslidzhennia napruzhenno-deformovanoho stanu balkovykh perekhodiv z pidtrymu-iuchym elementom robochoho truboprovodu u vyhliadi fermy. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. No 3(76). P. 71-84. [in Ukrainian]
7. Chernysh O.M. Vykorystannia umov enerhetychnoho balansu v kolyvalnykh protsesakh. *Konstruiuvannia, vyrobnytstvo ta ekspluatatsiia mashyn*. 2011. Vol. 41, Iss II. P. 106-109. [in Ukrainian]

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.276.054

DOI: 10.31471/1993-9973-2023-1(86)-38-45

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ГРАВІЙНОГО ФІЛЬТРА У ПЕРФОРОВАНІЙ ЕКСПЛУАТАЦІЙНІЙ КОЛОНИ НА ПРОДУКТИВНУ ХАРАКТЕРИСТИКУ СВЕРДЛОВИНИ

Р. М. Кондрат, Н. С. Дремлюх, Л. І. Матіішин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (03422)4-21-95,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Високоєфективним методом запобігання надходженню піску із пласта в свердловину є застосування гравійних фільтрів, які використовують в Україні і за кордоном. Наведені види гравійних фільтрів, умови їх застосування, вибір діаметра зерен гравію для створення гравійного фільтра. Розглянуто різновиди встановлення гравійних фільтрів залежно від геолого-технічних умов пласта. Для оцінки впливу товщини і проникності гравійного фільтра на продуктивну характеристику газової свердловини виконано розрахунки за допомогою програмного комплексу PipeSim. Наведено вузловий аналіз роботи газової свердловини з гравійним фільтром для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м. За результатами досліджень побудовано та проаналізовано графічні залежності дебітів газу за наявності гравійного фільтра від проникності гравійного фільтра за різної його товщини. Встановлено, що дебіт газу зростає із збільшенням товщини і проникності гравійного фільтра. За результатами статистичної обробки розрахункових даних із застосуванням методу найменших квадратів визначено оптимальні значення проникності гравійного фільтра, вище яких дебіт газу мало змінюється. Згідно з результатами виконаних досліджень встановлено, що раціональне значення проникності гравійного фільтра становить 175 мД (у 3,5 рази більше від коефіцієнта проникності продуктивного пласта). У ході дослідження впливу характеру розкриття продуктивного пласта на дебіт газової свердловини з гравійним фільтром з'ясовано, що із збільшенням кількості перфораційних отворів та їх діаметра зростає дебіт газової свердловини з гравійним фільтром. На основі отриманих результатів розраховано оптимальне значення кількості перфораційних отворів на один погонний метр перфорованої експлуатаційної колони та їх діаметру, що становить 20 отворів та 11 мм відповідно. Вище цих досліджуваних параметрів дебіт газової свердловини з гравійним фільтром змінюється незначно.

Ключові слова: дебіт газу, свердловина, гравійний фільтр, діаметр фільтра-каркасу, піскопроявлення, перфораційний отвір.

A highly effective method of preventing the entry of sand from the reservoir into the well is the use of gravel filters, which are used in Ukraine and abroad. The types of gravel filters, the conditions for their use, the choice of the diameter of gravel grains for creating a gravel filter are presented. Varieties of installation of gravel filters depending on the geological conditions of the reservoir are considered. To assess the effect of the thickness and permeability of a gravel pack on the productive characteristics of a gas well, a calculation was performed using the PipeSim software package. A nodal analysis of the operation of a gas well with a gravel pack for filter-frame diameters of 0.0603 m and 0.073 m is given. Based on the results of the studies, graphical dependences of gas flow rates in the presence of a gravel pack on the permeability of a gravel pack at its different thicknesses are plotted and analyzed. It is established that the gas flow rate increases with an increase in the thickness and permeability of the gravel pack. According to the results of statistical processing of calculated data using the least squares method, the

optimal values of gravel pack permeability were determined, above which the gas flow rate practically does not change. According to the results of the studies performed, a rational value of the gravel pack permeability was established, which is 175 mD (3.5 times more than the permeability coefficient of the reservoir). When studying the influence of the nature of the opening of a productive formation on the flow rate of a gas well with a gravel filter, it was found that with an increase in the number of perforations and their diameter, the flow rate of a gas well with a gravel filter increases. Based on the results obtained, the optimal value of the number of perforations per linear meter of the perforated production string and their diameter was established, which is 20 and 11 mm, respectively. Above these studied parameters, the flow rate of gas wells with a gravel pack does not change significantly.

Key words: gas flow rate, well, gravel pack, filter frame diameter, sand intrusion, perforation hole.

Аналіз вітчизняних і закордонних досліджень

Руйнування приви́бійної зони і надходження піску у стовбур свердловини є однією з важливих проблем під час експлуатації свердловин з нестійкими колекторами. Для її вирішення використовують різні типи ви́бійних фільтрів: щілинні, дротяні, сітчасті, металокерамічні та гравійні. Гравійний фільтр – один з найбільш універсальних видів фільтрів, які рекомендують до встановлення навіть у найменш сприятливих геологічних умовах. Такий фільтр створює складну порову структуру на вході у свердловину [1].

В Україні гравійні фільтри використовували на Архангельському і Безіменному газових родовищах, Більче-Волицькому та Солохівському підземних сховищах газу [2].

Успіхів у створенні техніки і технології запобігання піскопроявленням за допомогою гравійних фільтрів за кордоном досягли фірми "Schlumberger" (США-Франція), "Type Petroleum", "Layens", "Lokometik" (США), "Nagaoka" (Японія) та ін. [3].

Різноманітність природних гірничо-геологічних та гідрогеологічних факторів, конструкцій свердловин, їх призначення сприяло розробці різних способів встановлення гравійних фільтрів у свердловині, кожен з яких має свої переваги, недоліки та раціональні сфери застосування [4].

Гравійно-навивні фільтри встановлюють всередині перфорованої обсадної колони труб і у необсадженому трубами стовбурі свердловини. Гравійні фільтри, які навивають всередину перфорованої обсадної колони, застосовують у свердловинах, що розкривають продуктивні пласти, утворені пачками перешарування гірських порід або мають невелику товщину, а також там, де необхідно виключати з інтервалу, що розкривається, водоносні чи газоносні прошарки [5].

Навивні гравійні фільтри у відкритому стовбурі свердловини встановлюють там, де міцність породи у приви́бійній зоні дає змогу розширити стовбур свердловини. Ці фільтри мають низькі фільтраційні опори і вищу проду-

ктивність порівняно із внутрішньоклонними гравійними фільтрами або кріпленням приви́бійної зони хімічними реагентами [2].

У процесі експлуатації та ремонту свердловин важливо запобігти забрудненню гравійного фільтра сторонніми компонентами.

Основним елементом гравійного фільтру є фільтр-каркас, необхідний для забезпечення оптимальних умов його роботи, а також служить внутрішнім екраном для створеного гравійного масиву [6]. Довжину фільтр-каркасу визначають з умови перекриття ним всього інтервалу продуктивного пласта.

Технологія створення гравійної набивки у відкритому стовбурі є одним з кращих методів боротьби з винесенням твердих частинок [7]. Гравійні фільтри зазвичай встановлюють в обсаджений стовбур свердловини [8]. Термін роботи гравійного фільтра в перфорованій експлуатаційній колоні становить 6-8 років, а без набивки частота пошкоджень трубних фільтрів починає збільшуватися через 2-3 роки.

Гравійні фільтри ефективно працюють у випадку правильно підібраної ширини щілин, розмірів зерен гравію з урахуванням гранулометричного складу пластового піску. Також важливими є інші параметри: характеристики гравію, ступінь ущільнення і якість матеріалу, конфігурація щілин і конструкція фільтрів [2].

Розмір зерен гравію вибирають на основі ситового аналізу взірців пластового піску. Під час вибору розміру зерен гравію для гравійного фільтра керуються такими міркуваннями [2]: частинки гравію у 5-6 раз більші частинок пластового піску, з винесенням яких ведеться боротьба; фільтр повинен ефективно затримувати найдрібніші частинки гравію. Проникність гравійного фільтра є більшою проникності продуктивного паста.

Науковий і практичний інтерес представляє оцінка впливу на продуктивність свердловини товщини і проникності гравійного шару в перфорованій колоні. У науково-технічній літературі відсутні дослідження про вплив розмірів і проникності гравійного шару в перфорованій колоні на продуктивну характеристику

свердловини, що стало підставою для проведення додаткових досліджень.

Методика досліджень і вихідні дані

З використання ліцензованої програми PipeSim компанії Schlumberger досліджено вплив гравійного фільтра у перфорованій експлуатаційній колоні на продуктивну характеристику гіпотетичної газової свердловини з такими параметрами: радіус початкового контуру газоносності – 700 м; внутрішній діаметр експлуатаційної колоні – 0,132 м; коефіцієнт проникності продуктивного пласта – 50 мД; товщина гравійного фільтра ($D_{вн}/2-d_{\phi}/2$) – 0,03; 0,036 м. Дослідження проведено для різних значень проникності гравійного фільтра у перфорованій експлуатаційній колоні (50; 100; 150; 200; 250 та 500 мД), різних значень діаметрів перфораційних отворів (8; 9; 10; 11; 12; 13; 14; 15 мм) та кількості перфораційних отворів (4; 8; 12; 16; 20; 24; 28; 32) за діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м.

Розрахунки виконували для умови, що свердловина недосконала тільки за характером розкриття пласта. Результати досліджень зображали у вигляді графічних залежностей дебіту газу від досліджуваних параметрів.

На рисунку 1 зображена типова конструкція газової свердловини з гравійним фільтром.

Результатидосліджень

На рисунку 2 наведено вузловий аналіз роботи газової свердловини з гравійним фільтром для фільтра-каркасу діаметром 0,0603 м та 0,073м.

За допомогою вузлового аналізу (рис. 2) визначено робочі точки для гіпотетичної газової свердловини з гравійним фільтром, які становлять 143,8943 тис.м³/доб для діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м та 144,4873 тис.м³/доб для діаметра фільтра-каркасу 0,073 м.

Вплив проникності гравійного фільтра на продуктивну характеристику газової свердловини

Досліджено вплив проникності гравійного фільтра у перфорованій експлуатаційній колоні на продуктивну характеристику газової свердловини для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м.

На рисунку 3 наведено залежності дебіту газу від проникності гравійного фільтра для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м.

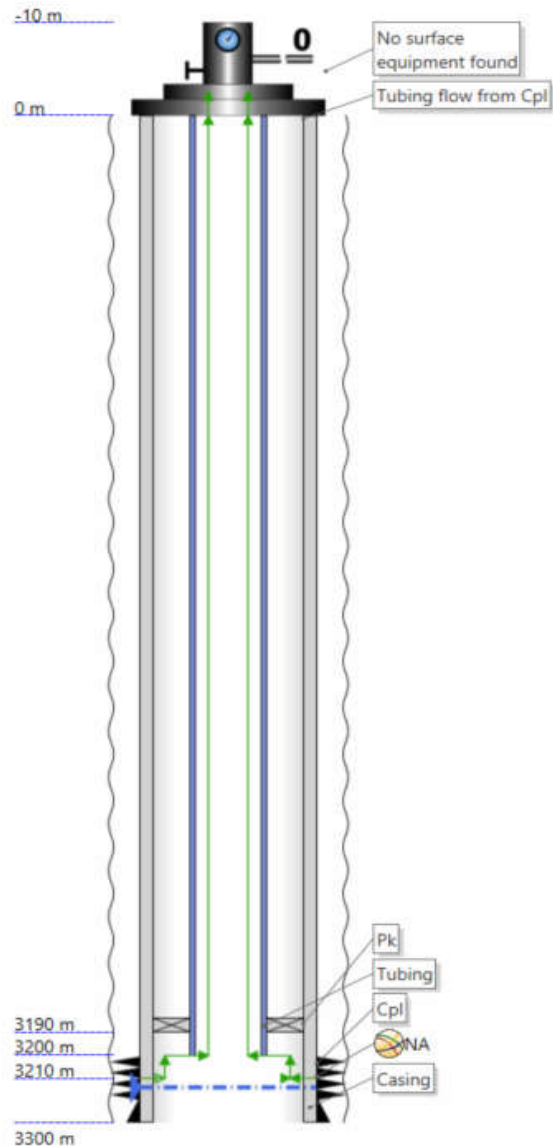
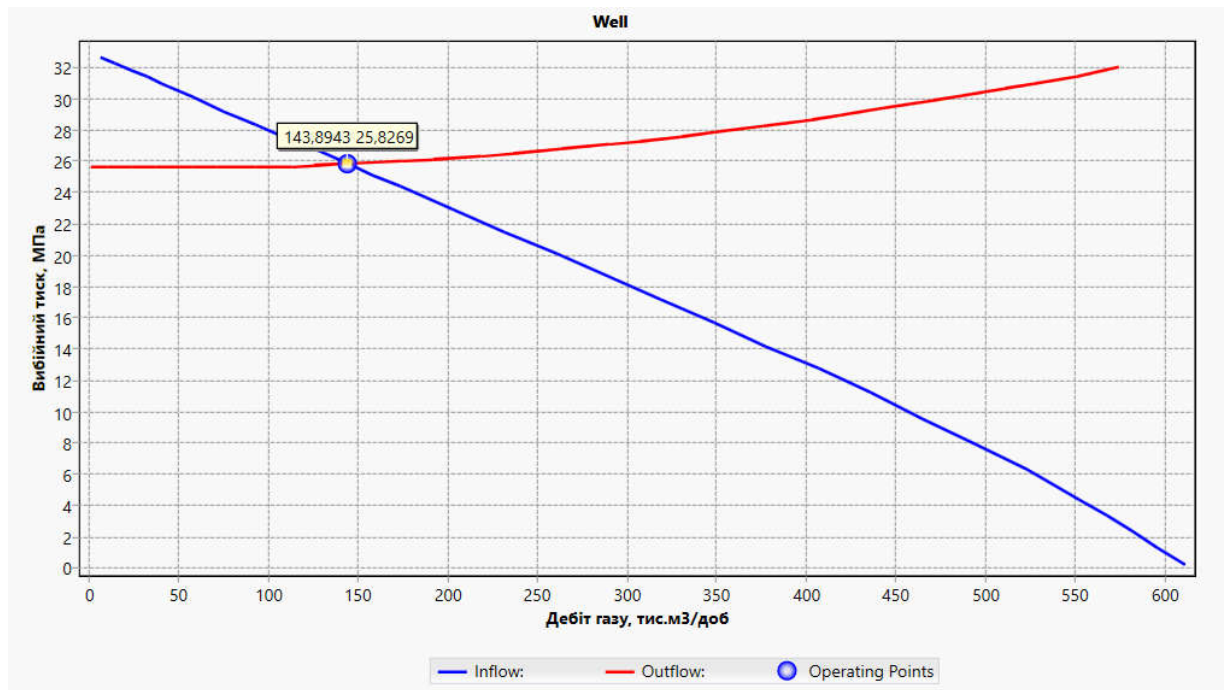


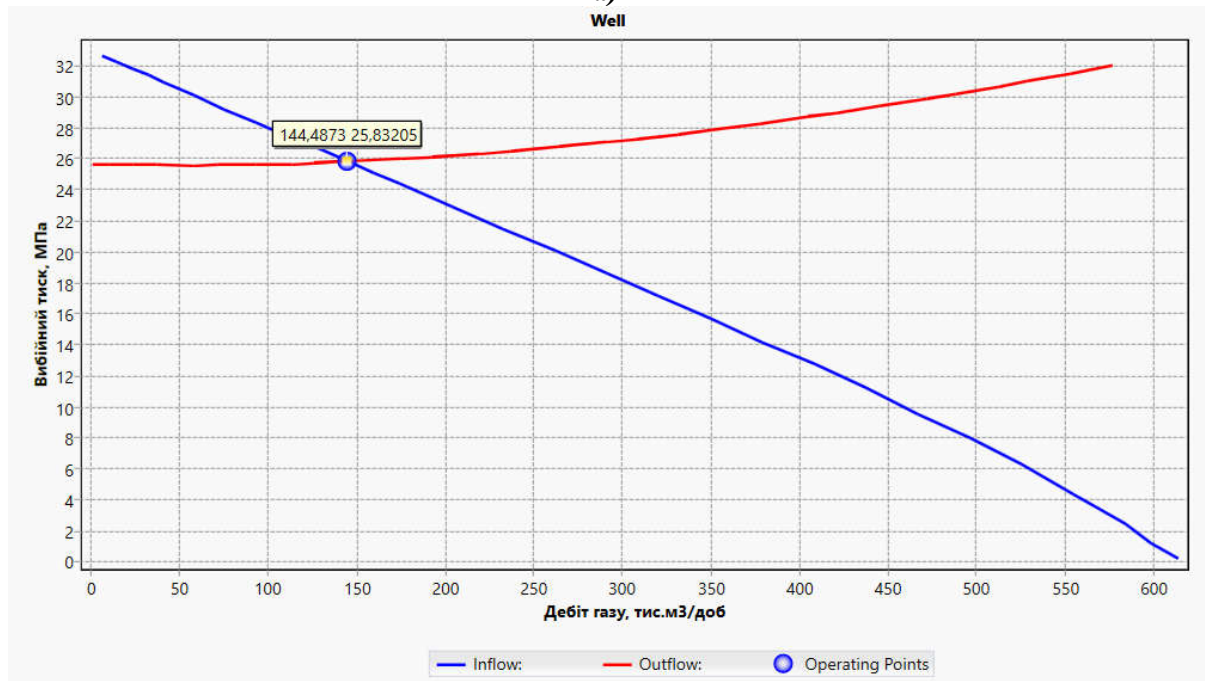
Рисунок 1 – Типова конструкція газової свердловини з гравійним фільтром

Аналізуючи залежності рисунка 3, бачимо, що дебіт газу зростає із збільшенням проникності гравійного фільтра. Так, для діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м дебіт газу зростає з 143,89 тис.м³/доб за проникності 50 мДм до 475,64 тис.м³/доб за проникності 500 мД, а для діаметра фільтра-каркасу 0,073 м – з 144,49 тис.м³/доб за проникності 50 мДм до 476,10 тис.м³/доб за проникності 500 мД.

Найістотніше дебіт газу зростає зі збільшенням відношення проникностей гравійного фільтра і продуктивного пласта до п'яти разів (250 мД), а після цього значення дебіт газу змінюється мало. За методом найменших квадратів встановлено оптимальне значення проникності гравійного фільтра, яке становить 173,4 мД, що у 3,47 рази більше від коефіцієнта продуктивного пласта.



а)



б)

Рисунок 2 – Вузловий аналіз роботи газової свердловини з гравійним фільтром для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м (а) та 0,073м (б)

Вплив характеру розкриття продуктивного пласта на дебіт газової свердловини з гравійним фільтром

Відомо, що недосконалість свердловини за характером розкриття продуктивного пласта є одним з факторів, що впливає на її продуктивність. На практиці більше 90% видобувних свердловин є перфорованими. Вплив характеру розкриття продуктивного пласта залежить від кількості перфораційних отворів на один по-

гонний метр перфорованої експлуатаційної колони, діаметру перфораційних отворів. Дослідження впливу недосконалості свердловини на їх продуктивність наведено в роботах [9-10].

У науково-технічній літературі відсутні дослідження впливу характеру розкриття пласта на продуктивність газової свердловини з гравійним фільтром, що стало підставою для проведення додаткових досліджень.

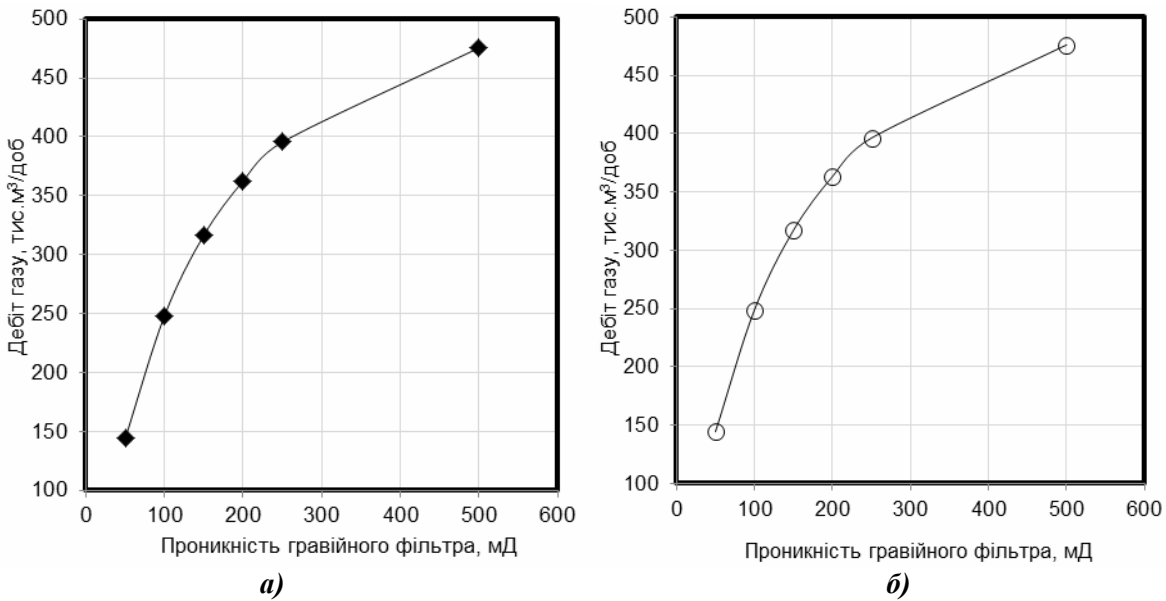


Рисунок 3 – Залежності дебіту газу від проникності гравійного фільтра для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м (а) та 0,073м (б)

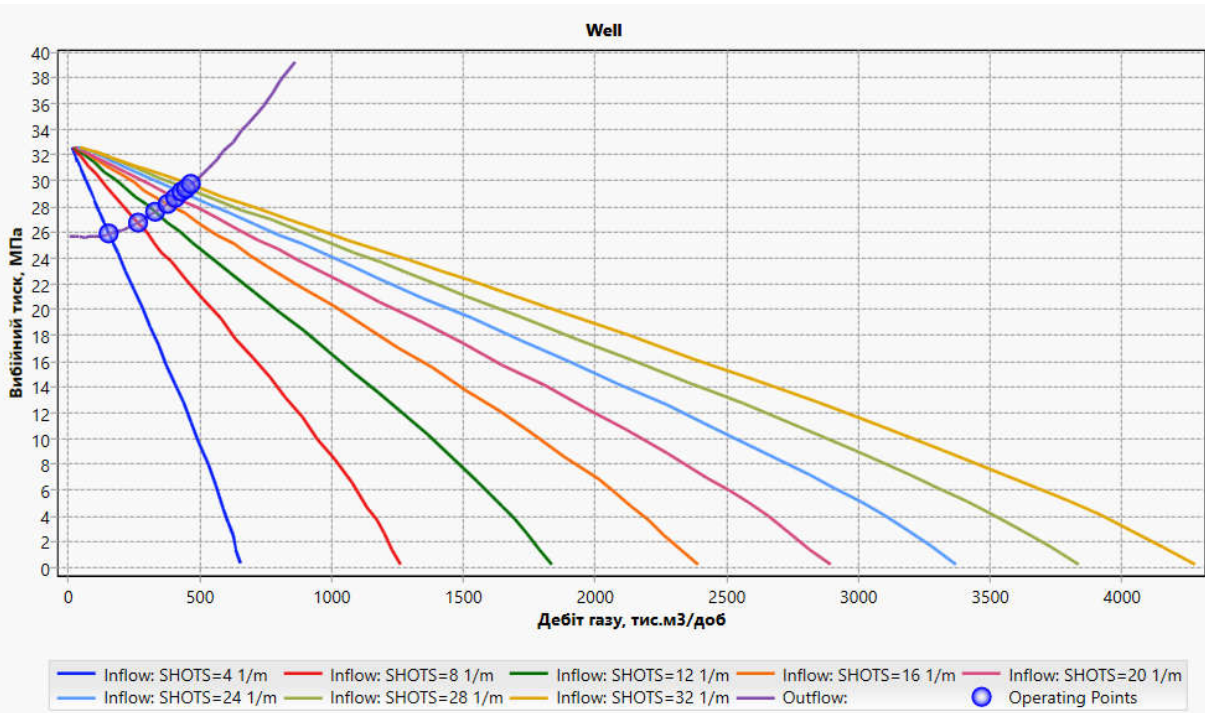


Рисунок 4 – Вузловий аналіз роботи газової свердловини з гравійним фільтром для діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м для різних значень кількості перфораційних отворів

За допомогою програмного комплексу PipeSim досліджено впливу діаметру перфораційних отворів та їх кількості на один метр перфорованої експлуатаційної колони на дебіт свердловини з гравійним фільтром з оптимальним значенням проникності гравійного фільтра 175 мД (у 3,5 рази більше від коефіцієнта проникності продуктивного пласта) для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м.

На рисунку 4 показано вузловий аналіз роботи газової свердловини з гравійним фільтром

для діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м для різних значень кількості перфораційних отворів та проникності гравійного фільтра 175 мД.

Аналіз графічної залежності рисунка 4 свідчить, що значення вибірного тиску газової свердловини зростає із збільшенням кількості перфораційних отворів. Найістотніше вибічний тиск зростає із збільшенням кількості перфораційних отворів на один метр перфорованої експлуатаційної колони від 16 до 32.

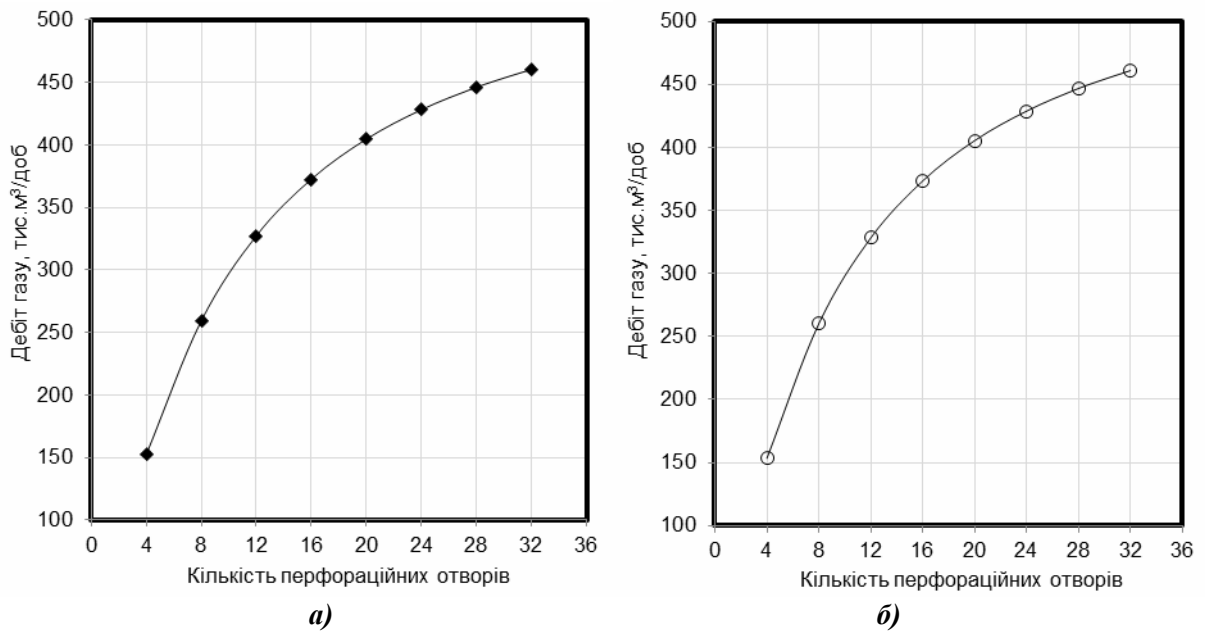


Рисунок 5 – Залежності дебіту газу від кількості перфораційних отворів для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м (а) та 0,073 м (б)

На рисунку 5 наведено залежності дебіту газової свердловини з гравійним фільтром від кількості перфораційних отворів для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м за проникності гравійного фільтра 175 мД.

Результати досліджень свідчать, що із збільшенням кількості перфораційних отворів зростає дебіт газової свердловини з гравійним фільтром. Так, для діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м дебіт газу зростає з 152,48 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 4 до 460,51 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 32, а для діаметра фільтра-каркасу 0,073 м – з 153,27 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 4 до 461,00 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 32.

Найістотніше дебіт газу зростає із збільшенням кількості перфораційних отворів до 20, а після 24 змінюється мало. За діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м дебіт газу зростає з 152,48 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 4 до 259,35 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 8 (тобто на 106,87 тис.м³/доб) та з 404,78 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 20 до 428,21 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 24 (тобто на 23,43 тис.м³/доб).

Згідно отриманих результатів раціональне значення кількості перфораційних каналів на один метр перфорованої експлуатаційної колони становить 19,92, тобто 20.

Досліджено вплив на дебіт газової свердловини з гравійним фільтром діаметру перфо-

раційних отворів за густоти перфорації 20 отворів на один метр перфорованої експлуатаційної колони для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м.

На рисунку 6 наведено залежності дебіту газової свердловини з гравійним фільтром від діаметра перфораційних отворів для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м за проникності гравійного фільтра 175 мД та кількості перфораційних отворів 20.

Результати досліджень свідчать, що дебіт газової свердловини з гравійним фільтром зростає із збільшенням діаметру перфораційних отворів. Для діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м дебіт газу зростає з 258,05 тис.м³/доб, для діаметра перфораційних отворів 8 мм – до 445,83 тис.м³/доб для діаметра перфораційних отворів 15 мм, а для діаметра фільтра-каркасу 0,073 м – з 258,86 тис.м³/доб для діаметра перфораційних отворів 8 мм – до 446,37 тис.м³/доб для діаметра перфораційних отворів 15 мм.

Найістотніше дебіт газу зростає зі збільшенням діаметру перфораційних отворів до 13 мм, для більших значень діаметрів отворів змінюється незначно. За діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м дебіт газу зростає з 258,05 тис.м³/доб для діаметра перфораційних отворів 8 мм – до 297,61 тис.м³/доб для діаметра перфораційних отворів 9 (тобто на 39,56 тис.м³/доб) та з 410,89 тис.м³/доб для діаметра перфораційних отворів 13 мм – до 429,70 тис.м³/доб для діаметра перфораційних отворів 14 мм (тобто на 18,81 тис.м³/доб).

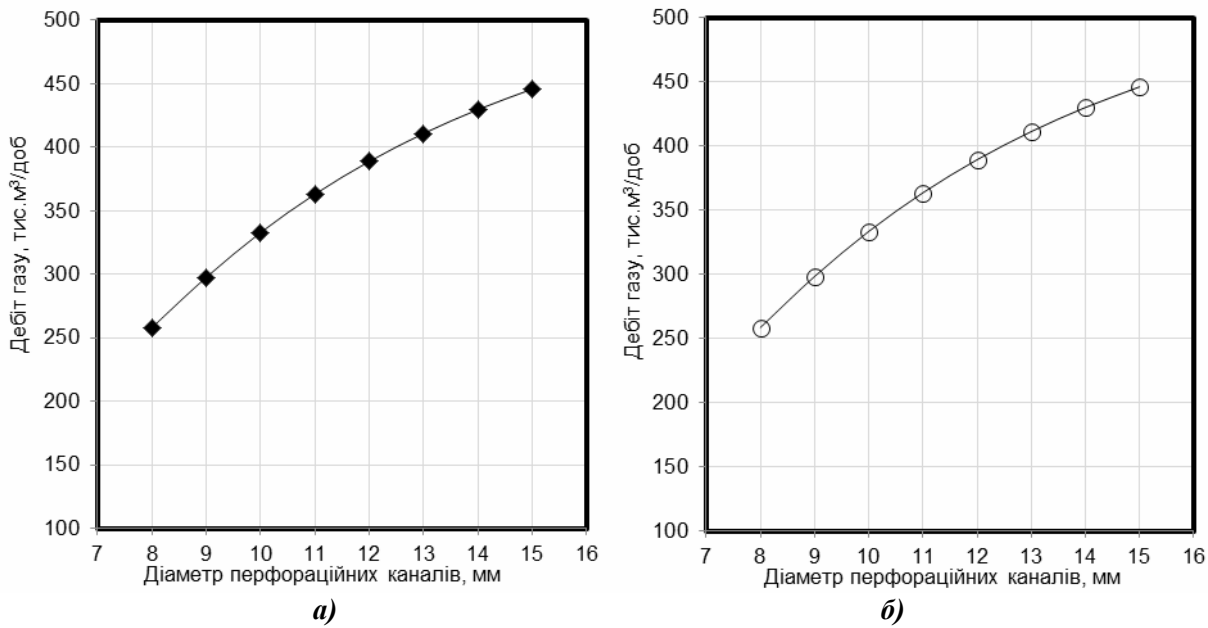


Рисунок 6 – Залежності дебіту газу від діаметра перфораційних каналів для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м (а) та 0,073 м (б)

Згідно з отриманими результатами оптимальне значення діаметра перфораційного каналу становить 11,25 мм, тобто 11 мм.

Висновки

Експлуатація свердловин з нестійкими колекторами ускладнюється руйнуванням привибійної зони пласта. Ефективним методом запобігання надходженню піску із пласта в свердловину є застосування гравійних фільтрів. Результати виконаних досліджень в програмному комплексі PipeSim свідчать, що дебіт газової свердловини з гравійним фільтром зростає із збільшенням його проникності і товщини. Найістотніше дебіт газу зростає із збільшенням проникності гравійного фільтра до 250 мД (у п'ять разів). За методом найменших квадратів встановлено оптимальне значення проникності гравійного фільтра, яке у 3,5 рази більше від коефіцієнта проникності продуктивного пласта.

Досліджено вплив характеру розкриття пласта на продуктивність газової свердловини з гравійним фільтром. На основі результатів досліджень встановлено, що дебіт газової свердловини з гравійним фільтром зростає із збільшенням кількості перфораційних отворів на один погонний метр перфорованої експлуатаційної колони та їх діаметра.

Література

1. Хасанов М.М., Лежнев К.Э., Пашкин В.Д., Рошкетаев П.П. Применение новой модели многокомпонентной суспензии для расчета скин-фактора в скважинах, оборудованных гравийными фильтрами. *Нефтяное хозяйство*. 2018. №12. С. 63-67.
2. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С. Дослідження впливу розміру і проникності штучно створеної присвердловинної зони пласта на продуктивну характеристику свердловини. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2016. № 1(40). С.14–19.
3. Басарьгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонтаскважин при их строительстве и эксплуатации: справ. пособие: М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. Т. 5.
4. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. ООО "Недра-Бизнесцентр". Москва, 2003. 554 с.
5. Бойко В.С., Франчук І.А., Іванов С.І., Бойко Р.В. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах: монографія. Київ, 2004. 400 с.
6. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах. Москва: Недр, 1986. 176 с.
7. Салаяев В., Ситдииков С., Нуйкин А., Арзамасцев Г., Пильгун С. Применение гравийной набивки в открытом стволе (ГНОС) в числе технических решений для успешного бурения и заканчивания ГС на пласт ПК1 Северо-Комсомольского месторождения. *SPE-181925*, 24-26 октября, 2016.

8. Рики Дж. Арментор, Майкл Р. Уайз, Майк Боумен, Густаво Каваццоли, Венсан Роде. Предотвращение выноса песка из добывающих скважин. *Нефтегазовое обозрение*. 2007. С. 1-17.

9. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазомеханіка: підручник. Львів: Апріорі, 2007. 452 с.

10. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. Москва: Недра, 1963. 392 с.

9. Boiko V.S., Boiko R.V. Pidzemna hidrohazomekhanika. Lviv: Apriori, 2007. 452 p. [in Ukrainian]

10. Charnyy I. A. Podzemnaya gidrogazodinamika. Moskva: Nedra, 1963. 392 p. [in Russian]

References

1. Hasanov M.M., Lezhnev K.E., Pashkin V.D., Roschektaev P.P. Primenenie novoy modeli mnogokomponentnoy suspensii dlya rascheta skin-faktora v skvazhinah, oborudovannykh graviynnymi filtrami. *Neftyanoe hozyaystvo*. 2018. No 12. P. 63-67. [in Russian]

2. Kondrat R. M., Dremlukh N. S. Doslidzhennia vplyvu rozmiru i pronyknosti shtuchnostvorenoi prysverdlovyynnoi zony plasta na produktyvnu kharakterystyku sverdlovyyny. *Naukovyi visnyk IFNTUNH*. 2016. No 1(40). P. 14-19. [in Ukrainian]

3. Basaryigin Yu.M., Budnikov V.F, Bulatov A.I. Teoriya i praktika preduprezhdeniya oslozhneniy i remontaskvazhin pri ihstroitelstve i ekspluatatsii: sprav. posobie: M.: OOO «Nedra-Biznestsentr», 2003. Vol. 5. [in Russian]

4. Bashkatov A.D. Progressivnyie tehnologii sooruzheniya skvazhin. OOO "Nedra-Biznestsentr", Moskva, 2003. 554 p. [in Russian]

5. Boiko V.S., Franchuk I.A. , Ivanov S.I., Boiko R.V. Ekspluatatsiia sverdlovyyn u nestiikykh kolektorakh. Kyiv, 2004. 400 p. [in Ukrainian]

6. Syumen D., Ellis R., Snayder R. Spravochnik po kontrolyu i borbe s peskoproyavleniyami v skvazhinah. Moskva: Nedra, 1986. 176 p. [in Russian]

7. Salyaev V., Sitdikov S., Nuykin A., Arzamastsev G., Pilgun S. Primenenie graviynoy nabivki v otkryitom stvole (GNOS) v chisle tehnikeskikh resheniy dlya uspehnogo bureniya i zakanchivaniya GS na plast PK1 Severo-Komsomolskogo mestorozhdeniya. *SPE-181925*, 24-26 oktyabrya, 2016. [in Russian]

8. Riki Dzh. Armentor, Maykl R. Uayz, Mayk Boumen, Gustavo Kavatsoli, Vensan Rode. Predotvraschenie vyinosa peska iz dobyivayuschih skvazhin. *Neftgazovoe obozrenie*. 2007. P. 1-17. [in Russian]

АНАЛІЗ УМОВ СТАБІЛЬНОЇ РОБОТИ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

Р. М. Кондрат, Л. І. Матіішин*

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

Наведено особливості експлуатації газових і газоконденсатних свердловин в умовах обводнення і конденсації з газу важких вуглеводнів. Охарактеризовано аналітичні залежності для визначення мінімально необхідного дебіта газу для винесення рідини з вибою на поверхню, критичної швидкості руху газу на вході в насосно-компресорні труби (НКТ) і відповідного їй критичного дебіта газу, параметра Фруда для газорідинної суміші, модифікованого параметра Фруда для газового і рідинного потоків і зведеного параметра Фруда для газового потоку. Виконано розрахунки наведених критеріальних параметрів для шести обводнених газових і газоконденсатних свердловин з різною геолого-технічною характеристикою на різних родовищах України. Встановлено сферу застосування різних розрахункових методик для оцінювання умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин. Рекомендовано для оцінювання умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин використовувати значення критичного дебіта газу за формулою Тернера, збільшивши його на 10-20 %, і мінімально необхідного дебіта за формулами ВНДІгазу і Кондрата Р.М., Петришака В.С. При використанні формули Тернера необхідно мати достовірне значення поверхневого натягу на межі розділу газ-рідина, а формула ВНДІгазу не враховує дебіт рідини. Встановлено умови роботи розглянутих шести свердловин: дві свердловини працюють стабільно з повним винесенням рідини з вибою на поверхню, одна свердловина знаходиться на межі припинення природного фонтанування, а на трьох свердловинах потрібно впровадити методи інтенсифікації винесення рідини.

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, конденсат, вода, експлуатація, обводнення, конденсація важких вуглеводнів, мінімально необхідний і критичний дебіт газу, параметр Фруда.

The features of operation of gas and gas condensate wells under conditions of watering and condensation of heavy hydrocarbons from gas are given. Analytical dependencies are characterized to determine the minimum required gas flow rate to carry liquid from the bottom to the surface, the critical velocity of gas at the inlet to the tubing and the corresponding critical gas flow rate, the Froude parameter for a gas-liquid mixture, the modified Froude parameter for gas and liquid flow and the summary Froude parameter for the gas flow. Calculations of the given criterion parameters for six water-cut gas and gas condensate wells with different geological and technical characteristics at different fields of Ukraine were performed. The area of application of various calculation methods for assessing the conditions for stable operation of water-cut gas and gas condensate wells has been established. It is recommended to use the value of the critical gas flow rate according to the Turner formula, increasing it by 10-20 % and the minimum required flow rate according to the formulas of VNDIgaz and Kondrat R.M., Petrushak V.S., to assess the conditions for stable operation of water-cut gas and gas condensate wells. When using the Turner formula, it is necessary to have a reliable value of the surface tension at the gas-liquid interface, and the VNDIgaz formula does not take into account the liquid flow rate. The operating conditions of the six wells considered are established: two wells operate stably with complete carryover of liquid from the bottom to the surface, one well is on the verge of stopping natural flowing, and three wells need to implement methods to intensify the carryover of liquid.

Key words: deposit, well, gas, condensate, water, operation, watering, condensation of heavy hydrocarbons, minimum required and critical gas flow rate, Froude parameter.

Постановка проблеми

Розробка газових покладів за водонапірно-го режиму характеризується закономірним обводненням видобувних свердловин. З появою води у пластовій продукції свердловин знижується дебіт газу, що пов'язано з обводненням частини газовіддаючих пластів і зростанням втрат тиску по шляху руху газорідинної суміші з пластів до установки комплексної підготовки газу (УКПГ) порівняно з рухом тільки газу. У

процесі розробки покладу робота свердловин поступово стає нестабільною з подальшим припиненням природного фонтанування внаслідок скупчення води у привибійній зоні і на вибої. Аналогічно знижується дебіт газу при експлуатації свердловин на газоконденсатних покладах, що розробляються в режимі виснаження пластової енергії з конденсацією газу важких вуглеводнів. Для продовження процесу видобутку газу з обводнених газових і газокон-

денсатних свердловин потрібно своєчасно, до припинення їхнього фонтанування, впровадити заходи з винесення рідини з вибою на поверхню. Запропоновано ряд залежностей для оцінювання умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин з використанням власної енергії пластового газу. Вони отримані шляхом статистичної обробки промислових даних про експлуатацію обводнених свердловин з різною геолого-технічною характеристикою, а також результатів лабораторних досліджень руху газорідного потоку в моделі свердловини. Для практичного використання важливо оцінити сферу застосування різних розрахункових методик визначення параметрів стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій.

У промисловій практиці для оцінювання умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин використовують мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню, швидкість руху газу на вході в насосно-компресорні труби (НКТ) і параметр Фруда в різних модифікаціях. Однією з перших залежностей для визначення мінімально необхідного дебіта газу є формула Ігнатенко Ю.К., отримана у ПівКавНДІГазі. Вона базується на залежності максимально можливого діаметра краплі рідини, що рухається у потоці газу без дроблення, від числа Вебера і наступної кореляції отриманого виразу за промисловими даними [1]:

$$q_{м.н.} = 2,076 \cdot 10^6 \frac{d_{вн}^2}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \cdot \sqrt{P_{виб}}, \quad (1)$$

де $P_{виб}$ – тиск на вході в НКТ (вибійний тиск), МПа;

$T_{виб}$ – температура на вході в НКТ (вибійна температура), К;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр НКТ, м;

$Z_{виб}$ – коефіцієнт стисливості газу за $P_{виб}$ і $T_{виб}$;

$q_{м.н.}$ – мінімально необхідний дебіт газу, тис.м³/доб.

Формула 1 не відповідає умові мінімальних втрат тиску в НКТ під час руху газорідної суміші.

Мінімально необхідний дебіт газу, за якого втрати тиску в НКТ мінімальні, можна визначити за формулою ВНДігазу, отриманою шляхом обробки результатів лабораторних досліджень

на вертикальній циліндричній моделі свердловини [2]:

$$q_{м.н.} = 8480 \cdot d_{вн}^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_{рід}}{\rho_z \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}}, \quad (2)$$

де

$$\rho_{рід} = \frac{\rho_{конд} \cdot q_k + \rho_v \cdot q_v}{q_k + q_v}, \quad (3)$$

ρ_z – відносна густина газу;

$\rho_{рід} \cdot \rho_v \cdot \rho_{конд}$ – густина відповідно рідини, води і конденсату, кг/м³;

q_v, q_k – дебіт відповідно води і конденсату, м³/доб.

В ІФНТУНГ з використанням результатів промислових і лабораторних досліджень процесу експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин отримано низку залежностей для визначення мінімально необхідного дебіта газу, які враховують дебіт рідини.

Білецьким М.М. шляхом статистичної обробки експериментальних даних Г. Уолліса з руху газорідного потоку у вертикальних трубах отримано залежність мінімально необхідного дебіта газу від дебіта рідини, яка відповідає мінімальним втратам тиску в НКТ [3]:

$$q_{м.н.} = 2645 \cdot \frac{d_{вн}^{2,38} \cdot q_p^{0,05}}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \times \quad (4)$$

$$\times \sqrt{\frac{10 \cdot P_{виб} \cdot (\rho_{рід} \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб} - 3530 \cdot \rho_z \cdot P_{виб})}{\rho_z}},$$

де q_p – дебіт рідини (сума дебітів води і конденсату), м³/доб.

Кондратом Р.М. і Петришаком В.С. виконано аналіз промислових даних по 29 свердловинах Оренбурзького нафтогазоконденсатного родовища, які припинили роботу з причини обводнення. Мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою приймали рівним середньодобовому дебіту газу, з яким свердловина стабільно працювала протягом одного місяця до зупинки. За результатами статистичної обробки отримано залежність для мінімально необхідного дебіта газу для умов експлуатації свердловин Оренбурзького родовища, які характеризуються високими дебітами води (від 1,1 до 100 м³/доб) [4]:

$$q_{м.н.} = 2213 \cdot d_{вн}^{1,94} \cdot q_p^{0,22} \times \quad (5)$$

$$\times \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_{рід}^{0,22} (\rho_{рід} \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб} - 3485,3 \cdot P_{виб} \cdot \rho_z^{0,78})}{\rho_z \cdot (Z_{виб} \cdot T_{виб})^{1,78}}},$$

де ρ_z – густина газу за $P_{виб}$ і $T_{виб}$, кг/м³.

Якщо прийняти $\rho_{pid} - \rho_z \approx \rho_{pid}$, то формула набуде вигляду:

$$q_{м.н.} = 2213 \cdot d_{вн}^{1.94} \cdot q_p^{0.22} \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_{pid}}{\rho_z \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}} \quad (6)$$

Визначений за формулами (5) і (6) дебіт газу близький до граничного (критичного) дебіта газу, за якого припиняється природне фонтанування свердловини.

Кондратом Р.М. і Марчуком Ю.В. виконано дослідження для різних усталених режимів фільтрації необхідних газоконденсатних свердловин Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. За мінімально необхідний дебіт газу приймали дебіт газу, за якого починається скупчення рідини в нижній частині НКТ, що фіксується на кривих розподілу тиску по довжині НКТ. Шляхом статистичної обробки результатів промислових досліджень отримано залежність для визначення мінімально необхідного дебіта газу [5]:

$$q_{м.н.} = 4,08 \cdot 10^5 \cdot \frac{d_{вн}^{2.5} \cdot P_{виб}}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \times \sqrt{\frac{T_{сер} \cdot Z_{сер} \cdot \rho_{pid}}{P_{сер} \cdot \rho_z \cdot 10^3} \exp\left|\frac{7,01 \cdot 10^{-10} \cdot q_p^2}{d_{вн}^5}\right|} \quad (7)$$

де $Z_{сер}$ – коефіцієнт стисливості газу за середнього тиску $P_{сер}$ і середньої температури $T_{сер}$ в НКТ, які визначають за відомими залежностями [6].

Дебіт газу, визначений за формулами (2, 3, 6), відповідає мінімальним втратам тиску в НКТ під час руху газорідинної суміші і є більшим за граничний (критичний) дебіт газу, за якого припиняється природне фонтанування свердловини.

Тернером шляхом статистичної обробки результатів численних лабораторних експериментів руху газорідинної суміші у вертикальних трубах отримано залежність для критичної швидкості руху газу, за якої крапля рідини знаходиться в рівноважному стані під дією швидкісного напору газорідинного потоку і сил тяжіння [7]:

$$W_{кр} = \frac{0,583 \cdot (\sigma \cdot 1000)^{1/4} \left(\frac{\rho_{pid}}{16,02} - \frac{\rho_z}{16,02}\right)^{1/4}}{\left(\frac{\rho_z}{16,02}\right)^{1/2}} \quad (8)$$

$$\sigma_{сум} = \frac{q_k \cdot \sigma_k + q_e \cdot \sigma_e}{q_k + q_e} \quad (9)$$

де σ – поверхневий натяг на межі розділу газ-рідина, Н/м (для конденсату – 0,02 Н/м, для води – 0,06 Н/м);

$W_{кр}$ – критична швидкість руху газу на вході в НКТ, м/с.

Критичний дебіт газу, який відповідає критичній швидкості руху газу на вході в НКТ знаходять за формулою:

$$q_{кр} = 1,96 \cdot 10^5 \cdot W_{кр} \frac{P_{виб} \cdot d_{вн}^2}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \quad (10)$$

де $q_{кр}$ – критичний дебіт газу за стандартних умов, тис.м³/доб.

Підставивши у формулу (8) значення поверхневого натягу на межі розділу газ-рідина $\sigma = \sigma_e = 0,02$ Н/м і густини рідини $\rho_{pid} = 1050$ кг/м³, Кондратом О.Р. і Гедзиком Н.М. отримано таку залежність для визначення [8]:

$$W_{кр} = 2,7046 \cdot \sqrt[4]{\frac{\rho_{pid} - \rho_z}{\rho_z^2}} \quad (11)$$

Критичний дебіт газу $q_{кр}$ визначають за формулою (10). За фактичних значень швидкості руху газу на вході в НКТ $W_z = W_{кр}$ і дебіта газу $q_z = q_{кр}$ робота свердловини є недоцільною, оскільки найменша зміна W_z і q_z у бік зменшення може призвести до зупинки свердловини внаслідок накопичення рідини на вибої. Тому для забезпечення стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин фактичний дебіт газу повинен бути більшим критичного дебіта приблизно в 1,1 - 1,2 рази.

Для оцінки умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин часто використовують параметр Фруда, який характеризує співвідношення інерційних сил і сил ваги.

Запропоновано різні модифікації параметра Фруда [9]:

параметр Фруда для газу і рідини:

$$Fr_z = \frac{W_z^2}{g \cdot d_{вн}}; \quad Fr_p = \frac{W_{pid}^2}{g \cdot d_{вн}} \quad (12)$$

параметр Фруда для газорідинної суміші:

$$Fr_{см} = \frac{(W_z + W_{pid})^2}{g \cdot d_{вн}} \quad (13)$$

модифікований параметр Фруда для газового і рідинного потоків:

$$F_{rz}^* = \frac{W_z^2}{g \cdot d_{вн}} \cdot \frac{\rho_z}{(\rho_{pid} - \rho_z)}; \quad (14)$$

$$F_{rp}^* = \frac{W_{pid}^2}{g \cdot d_{вн}} \cdot \frac{\rho_{pid}}{(\rho_{pid} - \rho_z)}$$

зведений параметр Фруда для газового потоку:

$$F_{rz}^{**} = \frac{W_z^2}{g \cdot d_{вн}} \cdot \frac{\bar{\rho}_z \cdot T_{cm} \cdot P_{сер}}{\rho_{pid} \cdot T_{сер} \cdot P_{ат} \cdot Z_{сер}}, \quad (15)$$

де

$$W_z = 5,0975 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{q_z \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}{P_{виб} \cdot d_{вн}^2}; \quad (16)$$

$$W_{pid} = 1,4744 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{q_p}{d_{вн}^2}; \quad (17)$$

$$\rho_z = 3485,34 \cdot \bar{\rho}_z \cdot \frac{P_{виб}}{Z_{виб} \cdot T_{виб}}; \quad (18)$$

W_z, W_{pid} – швидкість руху відповідно газу і рідини на вході в НКТ, м/с;

$g = 9,81$ м/с² – прискорення сил земного тяжіння.

Для забезпечення стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин шляхом повного винесення рідини з вибою на поверхню потоком пластового газу необхідно, щоб дебіт пластового газу був більшим мінімально необхідного дебіта, а фактична швидкість руху газу на вході в НКТ перевищувала критичну швидкість.

Згідно з промисловими даними, область стабільної роботи обводнених свердловин Оренбурзького родовища характеризується, залежно від дебіта рідини, значеннями параметра Фруда для газорідинної суміші $Fr_{cm} \geq 15 - 30$, а стійке винесення конденсату із свердловин Гадяцького родовища забезпечується за значень $Fr_{cm} \geq 8 - 15$.

За результатами лабораторних досліджень Г. Уолліса область стабільної роботи свердловини з мінімальними втратами тиску в НКТ характеризується значеннями модифікованого параметра Фруда для газового потоку $F_{rz}^* = 1,2 - 1,7$ (за значень модифікованого параметра Фруда для рідини $F_{rp}^* = 1 \cdot 10^{-8} - 1,4 \cdot 10^{-2}$). Область стабільної роботи свердловин Гадяцького родовища з мінімальними втратами тиску в НКТ обмежена значеннями зведеного параметра Фруда для газового потоку $F_{rz}^{**} = 1,28 - 1,9$ (за значень зведеного параметра Фруда для рідини $F_{rp} = 0,95 \cdot 10^{-2} - 9,7 \cdot 10^{-2}$).

Наведені залежності для визначення мінімально необхідного дебіта газу для винесення рідини з вибою на поверхню, критичної швидкості руху газу на вході в НКТ і різних модифікацій параметра Фруда отримані для свердловин з різною геолого-технічною характеристикою і для різних умов лабораторного експериментування. Тому обчислені за цими залежностями значення критеріальних параметрів можуть значно відрізнятися між собою, що не дозволяє достовірно оцінити реальний стан експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин. У зв'язку з цим актуальним є встановлення сфер ефективного використання різних розрахункових методик для аналізу умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

Формулювання цілей статті

Метою роботи є встановлення сфер застосування різних розрахункових методик оцінювання умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

Методика і результати дослідження

У дослідженнях для вибраних свердловин визначали мінімально необхідний дебіт $q_{м.н.}$ газу для винесення рідини з вибою на поверхню за різними залежностями, критичну швидкість руху газу на вході в НКТ $W_{кр}$ і відповідний їй критичний дебіт газу $q_{кр.}$, параметр Фруда для газорідинної суміші Fr_{cm} , модифікований параметр Фруда для газу F_{rz}^* і рідини F_{rp}^* і зведений параметр Фруда для газового потоку F_{rz}^{**} . Розрахунки проводили для свердловин: 4-Вр газового; 3-Лп газового; 31-Нв нафтогазоконденсатного; 25-Рз газоконденсатного; 39-Св газового; 5-Сх газоконденсатного. В таблиці 1 наведено фактичні промислові дані досліджуваних свердловин.

Для досліджуваних свердловин дебіт газу змінюється від 6 тис.м³/доб (свердловина 4-Вр) до 79 тис.м³/доб (свердловина 52-Сх), водний фактор - від 1,1 см³/м³ (свердловина 31-Нв) до 129,44 см³/м³ (свердловина 4-Вр), а конденсатний фактор по газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищах – від 1,1 г/м³ (свердловина 31-Нв) до 42,9 г/м³ (свердловина 52-Сх).

В таблиці 2 наведено результати розрахунків критеріальних параметрів досліджуваних свердловин. У зв'язку з тим, що значення вибірного тиску за промисловими даними може бути не точним (табл. 1), то виконано пе-

Таблиця 1 – Геологічна-технічна характеристика досліджуваних свердловин

№ свердловин	Св. 4-Вр	Св. 3-Лп	Св. 31-Нв	Св. 25-Рз	Св. 39-Св	Св. 52-Сх
Довжина НКТ, L, м	1219,16	869	3445	2173,75	1380,8	4435,5
Внутрішній діаметр НКТ, d _{вн} , м	0,062	0,062	0,062	0,062	0,062	0,062
Дебіт газу, q _г , тис.м ³ /доб	6	13,3	29,2	17	7,1	79
Водний фактор, Ф _в , см ³ /м ³	129,440	14,810	1,1	7,6	72,516	6,5
Конденсатний фактор, Ф _к , г/м ³	0,000	0,000	1,1	19	0,000	42,9
Пластовий тиск, P _{пл} , МПа	12,1	4,23	2,48	4,13	7,28	17,78
Вибійний тиск, P _{віб} , МПа	2,5	2,3	2,71	4,15	2	31,46
Гирловий тиск, P _г , МПа	0,8	1,8	0,6	1,1	1,5	4,2
Вибійна температура, T _{віб} , К	300	314	339	330	326	373
Гирлова температура, T _г , К	289	291	290	292	285	295
Відносна густина газу, $\bar{\rho}_g$	0,5620	0,5604	0,6141	0,6481	0,5633	0,6300
Густина води, $\rho_{в.}$, кг/м ³	1010	1015	1010	1067	1015	1021
Густина конденсату, $\rho_{к.}$, кг/м ³	730	730	770	742	730	759

Таблиця 2 – Критеріальні параметри досліджуваних свердловин

№ свердловин	Св. 4-Вр	Св. 3-Лп	Св. 31-Нв	Св. 25-Рз	Св. 39-Св	Св. 52-Сх
Дебіт газу, q _г , тис.м ³ /доб	6	13,3	29,2	17	7,1	79
Вибійний тиск (розраховано), МПа	0,895	1,930	1,480	1,420	1,670	7,110
Швидкість руху газу на вході в НКТ, W _г , м/с	2,610	2,757	8,610	5,075	1,779	5,022
Мінімально необхідний дебіт газу, q _{м.н.} , тис.м ³ /доб за формулами:						
<i>Ігнатенка</i>	25,705	36,740	29,493	29,738	32,680	62,415
<i>ВНДІгазу</i>	18,994	27,626	20,532	19,192	25,064	41,402
<i>Білецького М.М.</i>	25,751	34,854	24,680	25,522	33,214	59,927
<i>Кондрата Р.М., Петришака В.С.</i>	22,252	23,930	14,330	20,953	26,822	72,989
<i>Кондрата Р.М., Марчука Ю.В.</i>	29,431	41,906	34,908	29,994	37,783	66,117
Критична швидкість руху газу на вході в НКТ за формулою Тернера, W _{кр} , м/с	7,480	5,170	5,670	5,470	5,670	2,500
Критичний дебіт газу за формулою Тернера, q _{кр} , тис.м ³ /доб	17,193	24,942	19,229	18,322	22,633	39,327
1,1 q _{кр} , тис.м ³ /доб	18,912	27,436	21,152	20,154	24,896	43,260
1,2 q _{кр} , тис.м ³ /доб	20,632	29,930	23,075	21,986	27,160	47,192
Параметр Фруда для газорідинної суміші, Fr _{см}	11,225	12,579	121,186	42,527	5,233	41,691
Модифікований параметр Фруда для газу, Fr _г *	0,067	0,156	1,354	0,528	0,054	2,564
Модифікований параметр Фруда для рідини, Fr _р *	1,469·10 ⁻⁵	9,514·10 ⁻⁷	1,331·10 ⁻⁷	7,838·10 ⁻⁶	6,447·10 ⁻⁶	6,37·10 ⁻⁴
Зведений параметр Фруда для газового потоку, Fr _г **	11,37	27,647	191,667	88,706	9,679	399,376

перахунок вибійних тисків за значеннями тиску на гирлі і дебітів газу, води і конденсату з врахуванням двофазності руху газорідинного потоку в НКТ. Уточнені значення вибійного тиску наведено в таблиці 2.

Аналіз результатів розрахунків свідчить, що значення мінімально необхідного дебіта газу, визначені за формулами (1), (4), (6), (7), відрізняються між собою від 10,439 тис.м³/доб (свердловина 4-Вр) до 31,587 тис.м³/доб (сверд-

ловина 52-Сх). Спостерігається загальна тенденція до зростання різниці між значеннями мінімально необхідного дебіта газу за різними формулами і збільшенням фактичного дебіта газу (за винятком свердловини 25-Рз). Найбільші значення мінімально необхідного дебіта газу отримано за формулою Кондрата Р.М. і Марчука Ю.В. (7), за виключенням свердловини 52-Сх, дещо менші – за формулами Ігнатенко Ю.К. (1) і Білецького М.М. (4). Найменші значення мінімально необхідного дебіта газу отримано за формулами ВНДігаза (2) і Кондрата Р.М., Петришака В.С. (6).

Порівняно з мінімально необхідними дебітами газу критичний дебіт газу за формулою Тернера (10) при русі в НКТ газорідинної суміші є найменшим для свердловин 4-Вр, 25-Рз, 39-Св, 52-Сх і має проміжне значення між мінімально необхідними дебітами газу за формулами ВНДігаза (2) і Кондрата Р.М., Петришака В.С. (6). Для свердловин 3-Лп і 31-Нв робота свердловини на критичному дебіті газу є нестабільною, оскільки найменша зміна гирлового тиску в напрямі його збільшення може призвести до припинення природного фонтанування. Тому додатково розглянуто варіанти роботи свердловин з дебітами газу, рівними $1,1 q_{кр}$ і $1,2 q_{кр}$. За $q_c = 1,1q_{кр}$ і $q_c = 1,2q_{кр}$ дебіт газу для всіх свердловин перевищує мінімально необхідний дебіт за формулами ВНДігаза (2) і Кондрата Р.М., Петришака В.С. (6) або мало відрізняється від них, за винятком свердловин 52-Сх.

Згідно з результатами виконаних досліджень при аналізі умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин можна взяти за основу критичний дебіт газу за формулою Тернера (10), збільшивши його на 10-20 %. За цих умов відбуватиметься стійке винесення рідини з вибою на поверхню потоком пластового газу, але у формулу Тернера (10) входить поверхневий натяг на межі розділу газ-вода. Тому рекомендується умови стабільної роботи оцінювати за значенням мінімально необхідного дебіта газу за формулами ВНДігаза (2) і Кондрата Р.М., Петришака В.С. (6). При цьому формулу Кондрата Р.М., Петришака В.С. (6) доцільно використовувати за високих дебітів рідини.

Наведені залежності для визначення мінімально необхідного дебіта газу отримані для певних умов експлуатації свердловин і проведення лабораторних експериментів. Результати розрахунків по них для свердловин з іншою геолого-технічною характеристикою можуть бути недостатньо достовірними. Тому доцільно було би провести відповідні дослідження на

свердловинах конкретного родовища і отримати дійсні залежності для визначення мінімально необхідного дебіта газу або уточнити значення числових коефіцієнтів у відомих залежностях.

Аналіз результатів досліджень, наведених в таблицях 1 і 2 свідчать, що із шести розглянутих свердловин тільки дві свердловини 52-Сх і 31-Нв працюють стабільно з повним винесенням рідини з вибою на поверхню потоком пластового газу. По цих свердловинах фактичний дебіт газу більший за мінімально необхідні дебіти за формулами ВНДігаза (2) і Кондрата Р.М., Петришака В.С. (6) і критичний дебіт газу за формулою Тернера (10), фактична швидкість руху газу на вході в НКТ перевищує критичну швидкість за формулою Тернера (8), а параметр Фруда для газорідинної суміші, модифікований параметр Фруда для газового потоку і зведений параметр Фруда для газового потоку більші за їхні граничні значення за стабільної роботи свердловин. Знаходиться на межі припинення природного фонтанування і свердловина 25-Рз, ймовірно, періодичними зупинками для накопичення пластової енергії на винесення рідини з вибою на поверхню. Для цієї свердловини фактичний дебіт газу і швидкість руху газу на вході в НКТ дещо менші за граничні значення, однак більші значення параметрів Фруда (за винятком модифікованого параметра Фруда для газового потоку, який дещо менший його граничного значення при роботі свердловини з мінімальними втратами тиску в НКТ). Не можуть фонтанувати внаслідок скупчення рідини на вибої свердловини 4-Вр, 3-Лп; 39-Св. Для забезпечення видобутку газу з цих свердловин необхідно впровадити заходи з інтенсифікації винесення рідини з вибою на поверхню.

Висновки

Експлуатація газових і газоконденсатних свердловин в умовах обводнення і конденсації з газу важких вуглеводнів характеризується поступовим припиненням природного фонтанування внаслідок скупчення рідини на вибої. Для продовження видобутку газу з обводнених газових і газоконденсатних свердловин потрібно своєчасно впровадити заходи з винесення рідини із вибою на поверхню. Запропонована низка аналітичних залежностей для оцінювання умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин, які включають визначення мінімально необхідного дебіта газу для винесення рідини з вибою на поверхню, критичної швидкості руху газу на вході в НКТ і відповідно їй критичного дебіта газу і параметра Фруда в різних модифікаціях. Вони отримані

шляхом статистичної обробки даних з експлуатації свердловин з різною геолого-технічною характеристикою і для різних умов лабораторного експериментування. Тому важливо встановити сферу застосування різних розрахункових методик оцінювання умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

Аналіз результатів виконаних розрахунків критеріальних параметрів для шести обводнених газових і газоконденсатних свердловин на різних родовищах України свідчать, що значення критичного дебіта газу за формулою Тернера і мінімально необхідного дебіта газу за формулами ВНДігазу і Кондрата Р.М., Петришака В.С. близькі між собою і є найменшими порівняно із значеннями мінімально необхідного дебіта газу за іншими формулами. Тому значення дебіта газу за цими формулами можна взяти за основу при аналізі умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин. Але при використанні формули Тернера необхідно знати поверхневий натяг на межі розділу газ-рідина за вибійних умов, достовірне значення якого не завжди відоме. Крім того, визначений за формулою Тернера критичний дебіт газу потрібно збільшити на 10-20 % оскільки критичний дебіт газу відповідає умові рівноваги краплі рідини у потоці газу під дією сил тяжіння і швидкісного напору газового потоку. Формула ВНДігазу не враховує дебіт рідини і її не можна використовувати за значних дебітів рідини.

Згідно з результатами досліджень з розглянутих шести свердловин тільки дві свердловини працюють стабільно з повним винесенням рідини, одна свердловина знаходиться на межі припинення природного фонтанування, а на трьох свердловинах потрібно впровадити методи інтенсифікації винесення рідини з вибою на поверхню.

Література

1. Игнатенко Ю.К. Определение минимальной скорости и минимального дебита, необходимых для полного и непрерывного удаления жидкости из скважин: *Науч.-техн. реф. сб. ВНИИЭгазпром*. 1976. Вып. 9. С. 3-6.

2. Бузинов С.Н., Шулятиков В.И. Экспериментальные исследования потерь давления в малодебитных газовых скважинах, работающих с жидкостью. *Тр. ВНИИГАЗа*. 1974. Вып. 2. С. 60-69.

3. Билецкий М.М., Яцкив М.П., Тимашев Г.В. Выбор методов эксплуатации обводняющихся газовых скважин. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1986. № 1. С. 37-40.

4. Кондрат Р.М., Петришак В.С., Галян Н.Н. Совершенствование технологии эксплуатации обводненных скважин Оренбургского газоконденсатного месторождения. *Обзор. инф.: сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. М.: ВНИИЭгазпром, 1989. Вып. 7. 58 с.

5. Кондрат Р.М., Марчук Ю.В. Технология и техника эксплуатации газоконденсатных скважин в осложненных условиях. *Обзор. инф.: сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. М.: ВНИИЭгазпром, 1989. вып.7. 37 с.

6. Кондрат Р. М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ : підручник. Івано-Франківськ: Фоліант, 2021. 456 с.

7. Ли Джеймс, Никенс Генрі, Уэллс Майкл. Эксплуатация обводняющихся скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин: пер. с англ. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. 384 с.

8. Кондрат О.Р., Гедзик Н.М. Підвищення ефективності експлуатації свердловин та роботи системи збору і підготовки свердловинної продукції зі значним вмістом рідини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. № 4(45). С. 164-178.

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

References

1. Ignatenko Yu.K. Opredeleniye minimalnoy skorosti i minimalnogo debita. neobkhodimyykh dlya polnogo i nepreryvnogo udaleniya zhidkosti iz skvazhin: *Nauch.-tekhn. ref. sb. VNIIEgazprom*. 1976. Vol. 9. P. 3-6. [in Russian]

2. Buzinov S.N., Shulyatikov V.I. Eksperimentalnye issledovaniya poter davleniya v malo-debitnykh gazovykh skvazhinakh. rabotayushchikh s zhidkostyu. *Tr. VNIIGAZa*. 1974. Vol. 2. P. 60-69. [in Russian]

3. Biletskiy M.M., Yatskiy M.P., Timashev G.V. Vybor metodov ekspluatatsii obvodnyayushchikhsya gazovykh skvazhin. *Neftyanaya i gazovaya promyshlennost*. 1986. No 1. P. 37-40. [in Russian]

4. Kondrat R.M., Petrishak V.S., Galyan N.N. Sovershenstvovaniye tekhnologii ekspluatatsii obvodnennykh skvazhin Orenburgskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya. *Obzor. inf.: ser. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. M.: VNIIEgazprom, 1989. Vol. 7. 58 p. [in Russian]
5. Kondrat R.M., Marchuk Yu.V. Tekhnologiya i tekhnika ekspluatatsii gazokondensatnykh skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh. *Obzor. inf.: ser. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. M.: VNIIEgazprom, 1989. Vol.7. 37 p. [in Russian]
6. Kondrat R. M. Tekhnolohiia rozrobky hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch : pidruchnyk. Ivano-Frankivsk : Foliant, 2021. 456 p. [in Ukrainian]
7. Ly Dzheims. Nykens Henri. Uells Maikl. Ekspluatatsiya obvodniayushchykh skvazhin. Tekhnolohicheskiye resheniya po udalenyiu zhydkosty yz skvazhin: per. s anhl. M.: OOO «Premyum Ynzhynyrnh», 2008. 384 p. [in Russian]
8. Kondrat O.R., Hedzyk N.M. Pidvyshchennia efektyvnosti ekspluatatsii sverdlovyn ta roboty systemy zboru i pidhotovky sverdlovyanoi produktsii zi znachnym vmistom ridyny. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2012. No 4(45). P. 164-178. [in Ukrainian]
9. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / Za zah. red. doktoriv tekhnichnykh nauk V. S. Boika, R. M. Kondrata, R. S. Yaremiichuka. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]

Наука — виробництву

УДК 622.24

DOI: 10.31471/1993-9973-2023-1(86)-54-63

СУЧАСНЕ ВІТЧИЗНЯНЕ ТЕХНОЛОГІЧНЕ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН ХВОСТОВИКАМИ З КОЛОНОЮ-ФІЛЬТРОМ

¹Є. М. Ставичний*, ¹Я. М. Фем'як, ¹Б. А. Тершак, ²А. О. Ігнатов,
³С. А. Рибачук, ³Ю. В. Бочкур, ¹Н. М. Савчук

¹ ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 72 71 39,
e-mail: stavichniy.i@gmail.com, yaroslav.femiak@nung.edu.ua,
bogdan.tershak@nung.edu.ua, savanazario@gmail.com

² НТУ «Дніпровська політехніка»; Україна, 49027, м. Дніпро, пр. Дмитра Яворницького, 19,
e-mail: A_3000@i.ua

³ ТОВ «Надра Інжиніринг»; Україна, 76019, м. Івано-Франківськ, Крайківського 1/5,
тел. 096 1295796, e-mail: nadra.engineering@gmail.com

Наведено короткий опис основних технологічних рішень, що використовувались при кріпленні нафтогазових свердловин хвостовиками з фільтровими трубами. Охарактеризовано основні ризики та труднощі, які виникають при їх застосуванні. Встановлено, що такі методи кріплення не забезпечують передумов успішного спуску колони до проектної глибини та потребують значних додаткових витрат на їх застосування. На основі системного аналізу з урахуванням гірничо-геологічних та техніко-технологічних умов кріплення свердловин хвостовиками з фільтровими трубами на родовищах АТ «Укргазвидобування» розроблено інноваційні вітчизняні підвіски хвостовиків типу ПХН-ВГ-127/178 ВІФ. Дані пристрої забезпечують можливість спуску з обертанням хвостовиків із фільтровими трубами, а за необхідності, пророблення ускладнених ділянок стовбура свердловини з промиванням колони через направляючий башмак. Дизайн даних пристроїв забезпечує встановлення хвостовика на якорному вузлі підвіски із забезпеченням герметизації кільцевого простору пакерним пристроєм та адаптованою незалежною системою роз'єднання транспортувальної колони від підвіски хвостовика за дуплексною технологією. Охарактеризовано основні технічні параметри комплексу обладнання ПХН-ВГ-127/178 ВІФ, наведено короткий опис принципу його роботи та алгоритм застосування. Показано переваги комплексу обладнання ПХН-ВГ-127/178 ВІФ перед базовими технологічними рішеннями. За результатами інженерно-конструкторських рішень та випробувань, а також на основі промислової апробації на родовищах АТ «Укргазвидобування» підтверджено високу працездатність, експлуатаційну технологічність та надійність комплексу обладнання ПХН-ВГ-127/178 ВІФ. При впровадженні даного обладнання, кріплення свердловин хвостовиками з колоною-фільтром є успішним, підтверджує високу ефективність та технологічну доцільність його подальшого застосування.

Ключові слова: свердловина, кріплення, колона-фільтр, підвіска хвостовика.

A brief description of the main technological solutions applied while oil and gas wells' filter liners casing processes was given. The main risks and difficulties encountered during their applications were described. It was determined that such well casing methods do not provide successful liners' running to the project depth and require significant additional costs for their application. Based on the system analysis with taking into account the mining-geological and technical-technological conditions of wells filter liner casing on the fields of JSC «Ukrgazvydobuvannya», innovative national liner-hangers ПХН-ВГ-127/178 ВІФ type have been designed. These tools provide

the possibility of filter liners running along with rotation, and if necessary, reaming of the wellbore complicated intervals with circulation through the guide shoe. These tools` design ensures the liner`s anchor suspension and the packer`s sealing of the along with the adapted independent duplex technology disconnecting system of the running string from the liner-hanger. The main technical parameters of the ПХН-ВГ-127/178 ВІФ equipment set were described, a brief description of its functionality and application algorithm were provided. The advantages of the ПХН-ВГ-127/178 ВІФ equipment set over basic technological solutions are shown. According to the engineering and design decisions and tests` results, as well as on the basis of JSC«Ukrgezvydobuvannya» fields` implementation, the high efficiency, operational processibility and reliability of the ПХН-ВГ-127/178 ВІФ equipment set have been confirmed. When applying this equipment, wells` filter liners casing processes is successful, that confirms its high efficiency and technological expediency for further application.

Key words: well, casing and cementing, filter casing, liner-hanger.

Вступ

На даний час в Україні значна кількість нафтогазових родовищ знаходиться на завершальній стадії розробки і характеризується високим рівнем обводнення продукції та низькими дебітами. Родовища, що характеризуються погіршеними гірничо-геологічними умовами або виснаженістю в процесі розробки [1], відносяться до категорії родовищ із важковидобувними запасами, проте вони є значним резервом нарощування власного видобутку вуглеводнів.

До важковидобувних відносяться понад 72 % запасів нафти та 10 – 15 % запасів природного газу. Окрім цього, 45 % газових родовищ мають початкові видобувні запаси менші 1 млрд м³, а 88 % нафтових родовищ – менші 1 млн т, тому за класифікацією відносяться до дуже дрібних [2]. Встановлено, що значний потенціал суттєвого збільшення видобутку газу в Україні знаходиться саме в так званих важковидобувних запасами. Одна з цих категорій – це газ щільних пісковиків або «tightgas». За оцінками науковців та фахівців АТ «Укрgezvydobuvannya» (УГВ), важковидобувні запаси «tightgas» в Україні та на родовищах УГВ становлять таку ж величину, як і вже розвідані запаси, що стоять на балансі [3].

Особливість споруджування свердловин в умовах родовищ з важковидобувними запасами полягає в забезпеченні якісного первинного розкриття для запобігання негативному впливу бурової промивальної рідини (БПР) на колектори та надійного кріплення з якісним розмежуванням горизонтів.

Функціональне завдання, покладене на кріплення свердловин, полягає у створенні надійного каналу зв'язку у системі «пласт – гирло свердловини» та забезпеченні якісного розмежування колекторів із урахуванням особливостей їх насичення при дотриманні вимог охорони довкілля [4]. Однак, складний дизайн свердловини та особливість її кріплення вимагає проведення великого обсягу різноманітних робіт у ній, а тому чинить істотний вплив вартість споруджування свердловини.

Особливості закінчування свердловин нафтогазових родовищ України

Надра нафтогазових родовищ України за своєю геологічною будовою належать до найскладніших для освоєння на континенті, оскільки характеризуються складною геотектонікою, літологічною різноманітністю, деформаційною плинністю, нестационарним бародинамічним станом і різнонапірністю покладів. До прикладу, у стратиграфічному розрізі Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) виділяють вісім продуктивних комплексів: мезозойський, нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний, серпуховський, верхньовізейський, турнейсько-нижньовізейський, девонський і докембрійський (в фундаменті). Споруджування свердловин при розкритті такої потужної геологічної товщі вимагає комплексного розв'язання задач з питань буріння із забезпеченням стійкості стовбура свердловин [5]. При цьому важливим чинником та передумовою надійного кріплення є належна підготовка стовбура свердловини та цементування у відповідності до встановлених вимог [6, 7]. Беручи ще до уваги труднощі із відведенням земельних ділянок, як наслідок усього цього, стовбури споруджуваних свердловин зазвичай мають складну конструкцію та просторову архітектуру траєкторій. [8]. Враховуючи особливості закінчування свердловин виникає потреба у детальному аналізі усіх гірничо-геологічних факторів при їх бурінні, а особливо в екологічно-чутливих зонах [9]. В таких умовах також повинні бути враховані чинники щодо раціоналізації режиму промивання свердловини на основі аналізу впливу обмеженості кільцевого каналу, гранулометричного складу шламу та особливості спільного руху полідисперсного шламу, складну динаміку роботи бурильної колонії, форми каналу руху й реологічні властивості промивальної рідини [10].

Вплив репресій на продуктивні горизонти під час первинного розкриття та кріплення є основною причиною кольматаційних процесів внаслідок фізико-хімічного чи фізико-механіч-



Рисунок 1 – Загальний вигляд проб тампонажних матеріалів, відібраних на свердловині № 34 Лопушнянського родовища

ного блокування руху флюїду. Неякісне первинне розкриття продуктивних горизонтів із застосуванням БПР на водній основі є одним із основних чинників зменшення очікуваного дебіту свердловин та утворення глибоких зон екранування, що суттєво знижує природну проникність колекторів [11].

Якщо кріплення свердловини проводять із цементуванням колони, то додатково створюються значні гідродинамічні навантаження в пристовбуровій зоні пласта. Це стає причиною проникнення дисперсної фази тампонажного розчину чи його фільтрату в поровий простір продуктивного пласта. Результати експериментів із вивчення впливу тампонажного розчину на фазову газопроникність порід-колекторів свердловин Семиренківського газоконденсатного родовища засвідчили його суттєвий вплив на колектори. Інтенсивність цього впливу залежала від часу фільтрації розчину та об'ємів поступаючого фільтрату. При цьому фазова газопроникність колекторів зменшилася від 1,3 до 10 разів при суттєвому спотворенні структури порового простору порід внаслідок блокування твердою фазою тампонажного розчину порових каналів [12]. Необхідно звернути увагу, що на фільтраційно-ємнісні характеристики суттєво впливають не тільки компонентний склад тампонажної суміші, її дисперсність, домішки (модифікатори) та технологічних влас-

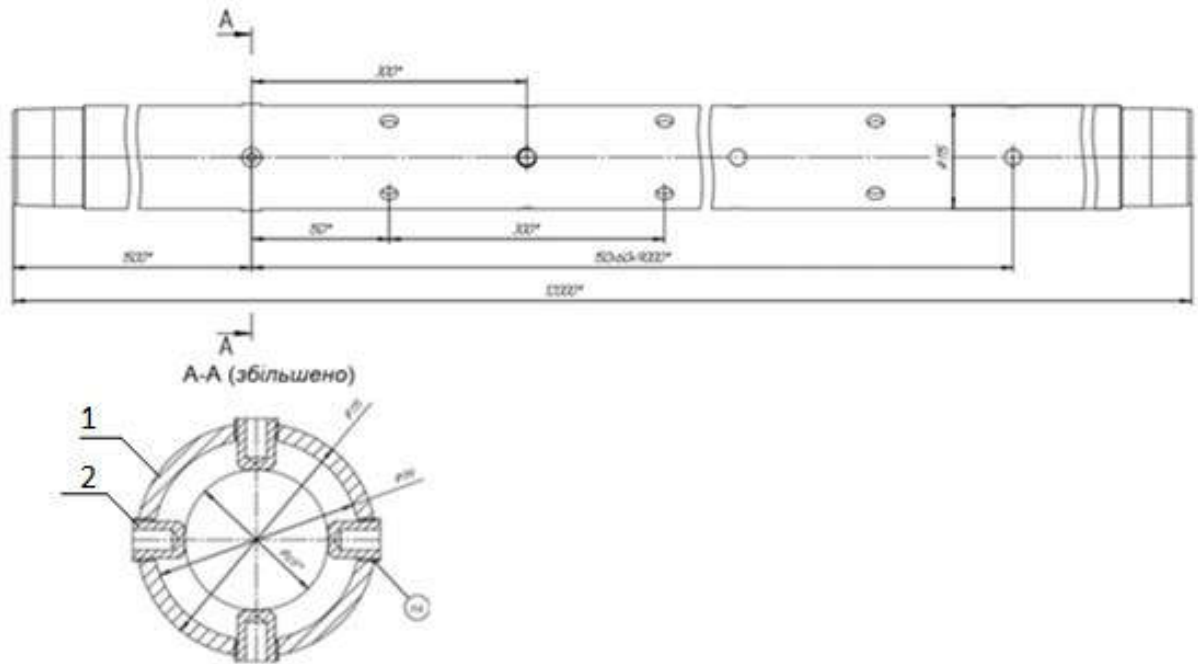
тивостей, але й показники стабільності (водовідділення, водовіддача).

Зокрема, застосування некондиційних з точки зору стабільності тампонажних матеріалів (рис. 1) стало першопричиною неякісного кріплення експлуатаційною колоною свердловини № 34 Лопушнянського родовища.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Кріплення свердловин – заключний та найвідповідальніший комплекс технологічних операцій у процесі їх споруджування. Він передбачає вирішення цілого ряду завдань, складність реалізації яких полягає у відсутності ефективного та надійного технологічного оснащення.

Відомий варіант кріплення свердловини з використанням спеціальних фільтрів з отворами та хвостовиків з відповідним оснащенням до них, що уможливує промивання свердловини через башмак. Дані фільтри встановлюють в інтервалі продуктивних горизонтів, що забезпечує циркуляцію БПР через башмак колони при спуску хвостовика. Конструктивно цей фільтр складається з перфорованої труби (рис. 2), в отвори якої встановлено за спеціальною технологією герметизуючі захисні ковпачки зі сплаву алюмінію. Розташування отворів може бути вертикальним до осі труби або спрямованим по спіралі. Діаметр заглушок-



1 – перфорована обсадна труба; 2 – герметизуючі захисні ковпачки

Рисунок 2 – Типовий ескіз фільтра зі схемою встановлення заглушок-ковпачків

ковпачків може бути змінено відповідно до потреб замовника. За необхідності може бути встановлено центруючий елемент на фільтрову трубу чи спеціально виготовлений центруючий елемент на муфту труби.

Під час освоєння свердловини такі фільтри дозволяють отримати сполучення з продуктивним горизонтом через отвори (ковпачки-заглушки), які відкривають шляхом їх зрізання при додатковому спуску торцевої фрези.

Проте, на нашу думку, кріплення свердловин із використанням даних фільтрів має сенс тільки за умови манжетного цементування хвостовика. У цьому випадку фільтрова частина розташовується навпроти продуктивних інтервалів, а вище встановлюють пакер-муфту чи пакер гідравлічний манжетного цементування і цементують верхню частину хвостовика від продуктивних пластів до «голови підвіски».

У випадку кріплення свердловин хвостовиком з колоною-фільтром без цементування при використанні фільтрів, де отвори закрито ковпачками, виникають значні додаткові витрати як на виготовлення фільтра зі встановленням заглушок на спеціальні герметизуючі мастила та їх опресування, так і на проведення додаткового рейсу з використанням торцевої фрези для розкриття ковпачків.

Окрім того використання таких фільтрів у складних гірничо-геологічних умовах пов'язано зі значним обмеженням висоти тиску рідини для промивання свердловин.

Інший варіант кріплення хвостовиків з колоною-фільтром полягає у використанні спеціальних роз'єднувачів та спуску на них фільтрових труб з уже наявними отворами. Однак, у цьому випадку направлене промивання стовбура свердловини через башмак технологічно нездійсненне, а це створює значні ризики успішності спуску колони-хвостовика на проектну глибину. Може виникнути ситуація з ускладненням рухомості колони під час спуску чи з втратою стовбура свердловини загалом, оскільки у разі порушення цілісності гірського масиву відсутня можливість здійснити ефективне промивання та очищення стовбура.

Аналіз промислового матеріалу, а також результати наукових робіт з якості споруджування свердловин свідчать, що до теперішнього часу, незважаючи на впровадження передових техніко-технологічних рішень буріння, на превеликий жаль, існує значний відсоток свердловин із неякісним кріпленням. Як результат – суттєво занижений отриманий дебіт свердловини порівняно з очікуваною продуктивністю свердловини відповідно до інвестиційної програми.

На основі проведеного аналізу вітчизняних та імпортованих технічних засобів і технологічних схем закінчування свердловин фільтровою колоною авторами встановлено ряд вимог щодо забезпечення якісного кріплення свердловин хвостовиками з фільтровою колоною. Це необхідність забезпечення:

– успішного допуску колони-хвостовика на проектну глибину з промиванням свердловини через башмак та можливістю, за потреби технологічної проробки можливості обертання усієї колони трубу;

– активування підвісного пристрою зі встановленням хвостовика в попередній колоні під розтягом від власної ваги, герметизування кільцевого простору та успішного роз'єднання;

– якісного зв'язку з пластом;

– мінімальних витрат часу на кріплення свердловини хвостовиком.

Сучасні виклики потребують детального аналізу, ґрунтового підбору як уже існуючих, так і необхідність розробки нових методів кріплення свердловин. Це досягається:

– раціональним підходом до технічних і технологічних рішень під час закінчування свердловин, зокрема їх кріплення;

– поєднанням багаторічного досвіду фахівців у галузі кріплення свердловин із впровадженням нових технологій та технічних засобів;

– чітко регламентованою організацією, плануванням і технологією кріплення свердловин на всіх етапах;

– створенням передумов для професійного зростання кадрового потенціалу при впровадженні кращих практик з кріплення свердловин;

– використання для кріплення свердловин обладнання, інструменту та матеріалів вітчизняного виробництва, що створює додаткові робочі місця та значні внутрішні інвестиції.

Головною метою статті є висвітлення результатів технологічних рішень для кріплення хвостовиків з фільтровою колоною та розроблення сучасних технічних засобів, адаптованих для умов родовищ України.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Первинне розкриття продуктивних горизонтів та їх кріплення зазвичай здійснюють із застосуванням технологічних систем (БПР, тампонажних матеріалів), які в більшості випадків спричиняють забруднення пристовбурної зони свердловини та зниження ефективного припливу вуглеводнів.

Значно нівелювати цей вплив технологічних систем на колектори можливо шляхом спорудження свердловин конструкції яких передбачають спуск обсадних колон до покрівлі продуктивного пласта та розкриття останнього за спеціальними технологіями. Буріння сверд-

ловини під експлуатаційний фільтр-хвостовик забезпечує ефективне первинне розкриття продуктивного пласта за рахунок зменшеного інтервалу поглиблення та відсутності зон з несумісними умовами буріння, використання спеціальних БПР для мінімізації забруднення колекторів, зниження металомісткості свердловини, застосування різноманітних методів інтенсифікації, забурювання (за потреби) бокового стовбура чи горизонтальної ділянки.

Для збереження колекторських властивостей продуктивних пластів та інтенсифікації видобутку вуглеводнів в АТ «Укргазвидобування» застосовується технологія первинного розкриття вуглеводневонасичених горизонтів, що передбачає спуск в покрівлю продуктивного пласта експлуатаційної колони діаметром 177,8 мм та її цементування з подальшим розкриттям вуглеводневонасичених колекторів на спеціалізованих БПР, що мінімізує ризик їх кольматації, та кріпленням пробуреного інтервалу хвостовиком діаметром 127 мм із фільтровою колоною.

Однак, під час кріплення свердловини хвостовиком необхідні спеціальні пристрої, оснащені пакером для герметизації кільцевого простору, що забезпечать надійне встановлення колони-хвостовика у попередній колоні на клиновій підвісці (якорі). Такі пристрої також повинні забезпечувати швидке і надійне від'єднання бурильних труб від обсадних за рахунок резервної системи від'єднання. Використання роз'єднувачів без клинових систем при розвантаженні колон-хвостовиків на вибій створює передумови для поздовжнього вигину труб (особливо безмуфтових) з подальшим можливим їх пошкодженням. Окрім того, можливі труднощі з від'єднанням бурильних труб та аварійні ситуації.

Враховуючи актуальність питання кріплення свердловин фільтровими трубами розроблено та апробовано спеціальні підвіски типу ПХН-ВГ-127/178 ВІФ для кріплення свердловин нецементованими хвостовиками з фільтровою колоною.

Підвіска хвостовика нецементована високогерметична ПХН-ВГ-127/178 ВІФ – це комплект технологічного оснащення, що включає зібрану з установочним інструментом (УІП), гідравлічним якорем (ГЯ), гідравлічним пакером (ГП) підвіску та містить вузол ізоляції фільтра (ВІФ) і корок продавлювальний (КП). Область застосування виробу – вертикальні, похило-скеровані свердловини та свердловини з горизонтальним закінченням, в які пускають фільтри-хвостовики діаметром 127 мм. За по-

Таблиця 1 – Основні технічні параметри і розміри підвіски

Параметр	Значення
Діаметр обсадної колони (хвостовика), оснащеної підвіскою, мм	127
Діаметр обсадної колони і товщина її стінки, в яку опускається і встановлюється підвіска, мм	177,8×11,51 177,8×10,36 177,8×9,19
Максимальний зовнішній діаметр підвіски (по центратору), мм	149 (152)
Прохідний діаметр підвіски (без урахування внутрішніх деталей), мм	100,48
Внутрішній діаметр у верхньому перевіднику установочного інструмента підвіски (УПП-127), мм	60
Максимальний діаметр кола, що описує розсувні та герметизуючі елементи пристрою в робочому положенні, мм	170
Приведена довжина зібраної з установочним інструментом підвіски, мм	4550
Група міцності матеріалу корпусу підвіски (без урахування установочного інструмента)	P-110
Приєднувальні різі: нижня - до колони-хвостовика (ніпель)* верхня - до транспортувальної колони труб (муфта)	127×12,7 VAM FJL 3-102
Твердість плашок/клинів вузла гідравлічного якоря, RC	65
Максимально допустиме розтягуюче навантаження, кН	1000
Максимально допустиме стискаюче навантаження, кН	500
Тиск спрацювання вузла якоря (P1) **, МПа	17,0 ±10%
Тиск спрацювання гідравлічного пакера (P2) **, МПа	18,0 ±10%
Тиск спрацювання вузла гідравлічного від'єднання (P3) **, МПа	21,0 ±10%
Зусилля деактивації ротаційного вузла підвіски для механічного від'єднання, кН	100 – 150
Кількість обертів транспортувальної колони труб по лівій різі для від'єднання УПП, об.	15
Перепад тиску між розмежованими пакером ділянками, МПа	50,0
Максимально допустима робоча температура, °C	150
Маса підвіски в зборі з установочним інструментом, кг	256
Примітка. * – тип різі може бути змінено відповідно до встановлених вимог; ** – тиски активації вузлів можна змінювати в умовах свердловини відповідно до гідравлічного розрахунку.	

треби підвіска забезпечує обертання фільтра-хвостовика під час його спуску в свердловину. Основні технічні параметри і розміри підвіски наведено в табл. 1.

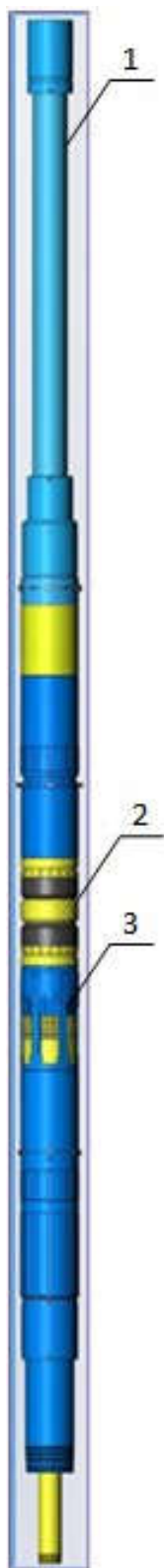
Підвіска (рис. 3) складається з:

– установочного інструмента підвіски УПП-127, що призначений для спуску в свердловину на транспортувальних трубах колони-хвостовика, її обертання в процесі спуску, промивання через башмак з використанням НКТ, ВІФ-127 та стінгера СТ-127, встановлення колони-хвостовика шляхом активації ГЯ та ГП, гідравлічного та резервного механічного роз'єднання (з деактивацією ротації) транспортувальної колони труб від підвіски. УПП-127 оснащено протишамовим протектором для запобігання зашамуванню приймальної полірованої лійки;

– підвіски ПХН-ВГ-127/178 ВІФ, оснащеної вузлом роз'єднання та ротаційним механізмом, що призначений для обертання колони-хвостовика в процесі її спуску в свердловину;

– вузла гідравлічного якоря ГЯ-127, що забезпечує підвішування колони-хвостовика в попередній обсадній колоні;

– вузла гідравлічного пакера ГП-127 з гідрокомпенсатором, що забезпечує герметизацію міжтрубного простору, оснащеного приймальною полірованою лійкою, що забезпечує можливість створення та утримання надлишкового тиску всередині підвіски при стикуванні колони-надставки, а також призначена для встановлення пакера дублюючого верхнього високогерметичного ПДВ-ВГ у випадку негерметичності гідравлічного пакера підвіски.

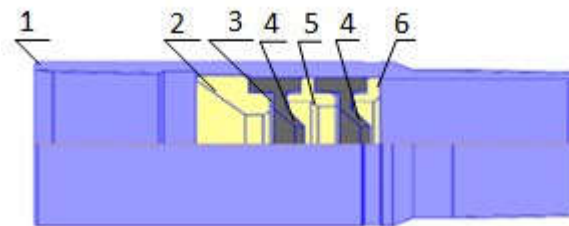


1 – установочний інструмент підвіски;
2 – вузол пакера; 3 – вузол якоря

Рисунок 3– Загальний вигляд підвіски хвостовика типу ПХН-ВГ-127/178 ВІФ

ВІФ-127 (рис. 4) – муфта, оснащена спеціальними дисперсно-армованими ущільненнями для забезпечення герметичності при контакту-

ванні зі стінгером СТ-127. ВІФ складається з корпусу, проставок, упору, дисперсно-армованих ущільнюючих манжет з плаваючими композиційними втулками та упорного самодотискаючого розрізного цангового кільця. У муфтовій частині корпусу встановлено верхню фіксуючу гайку, оснащену направляючим конусом для спрямованого проходження стінгера СТ-127. Особливістю ВІФ є інноваційний дизайн дисперсно-армованих мажет для забезпечення герметизації зі стінгером та конструкція даного вузла із самодотискаючою втулкою.



1 – корпус; 2 – фіксуюча гайка з направляючим конусом; 3 – проставка; 4 – дисперсно-армовані ущільнюючі манжети з плаваючими композиційними втулками; 5 – упорне самодотискаюче розрізне цангове кільця; 6 – упор

Рисунок 4 – Вузол ізоляції фільтра

Стінгер СТ-127 складається зі спеціальної полірованої труби з антифрикційним покриттям та муфти з різьбою 60,3 НКТ ГОСТ 633-80. Загальна довжина стінгера складає 4,5 м при довжині полірованої поверхні 4,0 м, клас шорсткості поверхні - 6. Внутрішній діаметр стінгера 40 мм. Стінгер спускають в колону-хвостовик із фільтровою частиною на насосно-компресорних трубах діаметром 60,3 мм, сумісний з вузлом ізоляції фільтра ВІФ-127 та призначений для проведення промивання свердловини через башмак колони-фільтра хвостовика діаметром 127 мм.

В конструкції пристрою використовується Корок продавлювальний ПП-89 з чотирма манжетами спеціальної форми, діаметр яких вибирають залежно від типорозміру бурильних труб, що комплектують допускний інструмент.

Оснащення хвостовика з колоною-фільтром комплектується наступним чином. На нижню трубу хвостовика наворачтають башмак зі зворотним клапаном, обсадну трубу або патрубк (довжиною не менше 5 м), вузол ізоляції фільтра ВІФ-127. Далі збирають фільтрову частину обсадних труб. Після збирання хвостовика в нього спускають колону НКТ діаметром 60,3 мм зі стінгером СТ-127 у нижній частині. Довжину НКТ розраховують так, щоб полірована частина стінгера знаходилася у ВІФ-127.

Відтак встановлюють підвіску, яку спочатку з'єднують з колоною НКТ, а потім з верхньою обсадною трубою колони-хвостовика. Після цього підвіску з'єднують із транспортувальною колоною труб. Продовжують спуск підвіски на транспортувальних бурильних трубах. Під час спуску хвостовика можливе його повертання.

Використання фільтра під час проміжних промивань свердловини в процесі спуску хвостовика є обов'язковим. Величина циркуляційного тиску обмежена (залежить від гірничо-геологічних умов) 75 – 85 % від тиску активації гідравлічного якоря (п. 13 табл. 1). Тиски активації вузлів можна змінювати в умовах свердловини відповідно до гідравлічного розрахунку.

Після закінчення спуску хвостовика (рекомендовано не більше ніж 0,5 м над вибоєм) свердловину промивають протягом 1,0 – 1,5 циклу циркуляції до вирівнювання параметрів БПР. Накручують цементувальну головку з попередньо встановленим в неї корком ПП-89, під'єднують нагнітальні лінії та опресовують їх на розрахунковий тиск. Запускають ПП-89 і закачують протискувальну рідину в об'ємі, що відповідає об'єму внутрішнього простору допускного інструменту до посадки корка в посадочне сидло УПП-127.

Після отримання тиску «стоп» шляхом ступеневого підвищення тиску до значення (п. 13 табл. 1) активують ГЯ-127. За показами індикатора ваги вибирають власну вагу транспортувальної колони труб і у такий спосіб встановлюють хвостовик на якір в попередній обсадній колоні. Подальшим ступеневим підвищенням тиску до значення (п. 14 табл. 1) активують ГП-127. При цьому тиск передається у внутрішню порожнину гідропривода, відбувається зрізання гвинтів, та, з використанням перепускної системи акселеруючої втулки гідропідсилювача, відбувається переміщення гідропривода. Останній, взаємодіючи з секційними манжетами, розширює їх на конусну поверхню центратора підвіски і, деформуючи манжети в радіальному напрямі та переміщаючи в осьовому напрямі, герметично притискає до стінок колони діаметром 177,8 мм.

В подальшому транспортувальну колону труб разом з установочним інструментом підвіски УПП-127 від'єднують шляхом ступеневого підвищення тиску до значення, що відповідає п. 15 таблиці 1. Припіднімають транспортувальну колону бурильних труб на 1,5 – 2,0 м і переконуються, що вага на гаку талевої системи зменшилась на вагу хвостовика. Після від'єднання УПП-127 разом з колоною НКТ піднімають зі свердловини.

Якщо створити внутрішній тиск для гідравлічного роз'єднання транспортувальної колони труб не вдалось, можна використати резервний спосіб механічного роз'єднання. Для цього спочатку знижують тиск в трубах до атмосферного. Відтак деактивують ротаційний вузол підвіски шляхом розвантаження транспортувальної колони труб на 15 т на плашки вузла якоря. В результаті розвантаження відбувається складний рух допускного інструменту по направляючих супортах у профіль посадки та руйнування обертових гвинтів. Потім, встановивши на індикаторі вагу, що відповідає вазі транспортувальної колони труб разом з колоною НКТ в рідині, випускний інструмент повертають на 15 обертів.

Після гідравлічного чи механічного від'єднання від підвіски хвостовика допускні бурильні труби разом з установочним інструментом підвіски та НКТ піднімають на поверхню. Таким чином, увесь внутрішній простір колони-хвостовика має повнопрохідний діаметр. Цей діаметр залежить від типорозміру труб фільтра, не потребує додаткового розбування і дає змогу освоїти свердловину у найкоротші терміни.

Підвищення успішності та надійності кріплення хвостовиків з колоною-фільтром досягається як за рахунок впровадження високотехнологічного комплексу обладнання ПХН-ВГ-127/178 ВІФ, виготовленого на базі вітчизняного виробника ПП «Механік», так і завдяки спільній продуктивній висококваліфікованій роботі сервісного підрядника ТОВ «Надра Інжиніринг» та фахівців АТ «Укргазвидобування».

Значний обсяг інженерно-конструкторських рішень, проведених заводських та дослідних випробувань, а також промислової апробація, що становить більше десяти свердловинно-операцій, підтвердили працездатність, експлуатаційну технологічність та надійність комплексу обладнання ПХН-ВГ-127/178 ВІФ на різних родовищах України.

Інноваційно спроектовані пристрої ПХН-ВГ-127/178 ВІФ з урахуванням особливостей гірничо-геологічних умов родовищ України і надалі забезпечуватимуть надійне кріплення свердловин хвостовиками-фільтрами в широкому діапазоні термобаричних умов.

Висновки

Впровадження базових технологічних рішень при кріпленні хвостовиків-фільтрів створюють додаткові ризики щодо успішного спуску колони до проектною глибини або потребують значних додаткових витрат як на виготов-

лення фільтрів із заглушками, так і часових витрат на розбурювання оснащення. Крім того, у випадку порушення стійкості стовбура через такі технологічні рішення допуск компоновки колони-хвостовика до проектної глибини без перепідготовки свердловини неможливий.

Впровадження передових технологічних рішень та сучасних технічних засобів сприяють швидкому та успішному кріпленню свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

Новий дизайн підвісок ПХН-ВГ-127/178 ВІФ дозволяє здійснювати спуск фільтрових хвостовиків з обертанням допускного бурильного інструменту та колони-хвостовика, оскільки забезпечують промивання свердловини через направляючий башмак. При цьому колону-хвостовик встановлюють на якірному пристрої підвіски, а герметизацію міжтрубного простору забезпечують системою високоефективних пакерних елементів із покращеними пружно-деформаційними властивостями, які витримують перепад тиску 50 МПа. Роз'єднання допускного інструменту з підвіскою хвостовика відбувається за дуплексною технологією, що включає як гідравлічне від'єднання, так і резервне – механічне.

Успішні результати кріплення свердловин на родовищах АТ «Укргазвидобування» хвостовиками з колоною-фільтром із використанням ПХН-ВГ-127/178 ВІФ підтвердили технологічну зручність та ефективність, надійність обладнання, його високу працездатність та високу кваліфікацію усього задіяного інженерного складу.

Література

1. Деякі питання виконання діючих та нових інвестиційних проектів (програм, договорів), якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини: постанова КМУ від 7 листопада 2013 року № 838. Офіційний сайт Кабінету Міністрів України. URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/838-2013-п>.

2. Карпенко О. Михайлов В., Карпенко І. До прогнозу освоєння вуглеводневих ресурсів східної частини ДДЗ. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка*. 2015. № 1 (68). С. 49 – 54.

3. Романюк О.М. Практика впровадження Production Enhancement Contracts та угод про розподіл продукції. *Нафта і Газ України*. URL: https://oil-gas.com.ua/statti/Практика_впровадження_Production_Enhancement_Contracts_та_угод_про_розподіл_продукції.

4. Коцкулич Я.С., Тищенко О.В. Закінчування свердловин: підручник. К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. 366 с.

5. Ігнатов А.О., Ставичний Є.М. Деякі питання технологій промивання та кріплення свердловин у складних умовах. *Інструментальне матеріалознавство*: Зб. наук. пр. 2022. Випуск 25. С. 119–132. URL: <https://doi.org/10.33839/2708-731X-25-1-119-132>.

6. Ihnatov A.O., Haddad J., Stavychnyi Ye.M., Plytus M.M. Development an dimplementation of innovative approaches to fixing wells in difficult conditions. *Journal of The Institution of Engineers (India): Series D*. 2023. Vol. 104. P. 119–130. URL: <https://doi.org/10.1007/s40033-022-00402-5>.

7. Ігнатов А.О., Ставичний Є.М. Геологічні й техніко-технологічні особливості кріплення нафтогазових свердловин з урахуванням фізико-хімічного стану їх стовбурів. *Інструментальне матеріалознавство*. 2021. Випуск 24. С. 87–102. DOI: 10.33839/2708-731X-24-1-87-102.

8. Горизонтальні свердловини – досвід буріння та перспективи для нарощування видобування нафти на родовищах України / Є. М. Ставичний, Д. Ю. Агафонов, А. О. Пошивак та ін. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2022. № 4 (85). С. 71 – 86. URL: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-4\(85\)-71-86](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-4(85)-71-86).

9. Досвід успішного закінчування свердловини на Верхньомасловецькому родовищі ПАТ «Укрнафта» / Д. Ю. Агафонов, Б. А. Тершак, Є. М. Ставичний та ін.. *Нафтогазова енергетика*. 2022. № 1(37). С. 22–32. URL: [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1\(37\)-22-32](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1(37)-22-32).

10. Визначення технологічних показників ластивостей бурових розчинів / Коровяка Є. А., Мекшун М. Р., Ігнатов А. О., Ратов Б. Т., Ткаченко Я. С., Ставичний Є. М. *Науковий вісник НГУ*. 2023. № 2. Р. 25 – 32. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-2/025>.

11. Азюковський О.О., Ігнатов А.О., Ставичний Є.М. Удосконалення властивостей спеціальних свердловинних технологічних рідин при розробці родовищ. *Наукові праці ДонНТУ. Серія Гірничо-Геологічна*. 2022. № 1(27)-2(28). С. 96 – 106

12. Експериментальні дослідження впливу тампонажного розчину на колекторські властивості порід / С.В. Кривуля, В.М. Владика, М.Ю. Нестеренко, Р.С. Балацький. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. № 3(48). С.111 – 118.

References

1. Deiaki pytannia vykonannia diiuchykh ta novykh investytsiinykh proektiv (prohram, dohovoriv), yakymy peredbacheno naroshchuvannia vydobutku vuhlevodnevoi syrovyny: postanova KMU vid 7 lystopada 2013 roku № 838. Ofitsiyni sait Kabinetu Ministriv Ukrainy. URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/838-2013-p>. [in Ukrainian]
2. Karpenko O. Mykhailov V., Karpenko I.. Do prohnozu osvoiennia vuhlevodnevykh resursiv skhidnoi chastyny DDZ. *Visnyk Kyivskoho natsionalnoho universytetu imeni Tarasa Shevchenka*. 2015. No 1 (68). P. 49 – 54. [in Ukrainian]
3. Romaniuk O.M. Praktyka vprovadzhennia Production Enhancement Contracts ta uhod pro rozpodil produktsii. *Nafta i Haz Ukrainy*. URL: https://oil-gas.com.ua/statti/Praktyka_vprovadzhennia_Production_Enhancement_Contracts_ta_uhod_pro_rozpodil_produktsii. [in Ukrainian]
4. Kotskulych Ya.S., Tyshchenko O.V. Zakinchuvannia sverdlovyh: pidruchnyk. K.: Interpres LTD, 2004. 366 p. [in Ukrainian]
5. Ihnatov A.O., Stavychnyi Ye.M. Deiaki pytannia tekhnologii promyvannia ta kriplennia sverdlovyh u skladnykh umovakh. *Instrumentalne materialoznavstvo*. 2022. Vol 25. P. 119–132. URL: <https://doi.org/10.33839/2708-731Kh-25-1-119-132>. [in Ukrainian]
6. Ihnatov A.O., Haddad J., Stavychnyi Ye.M., Plytus M.M. Development an dimplementation of innovative approaches to fixing wells in difficult conditions. *Journal of The Institution of Engineers (India): Series D*. 2023. Vol. 104. P. 119–130. URL: <https://doi.org/10.1007/s40033-022-00402-5>.
7. Ihnatov A.O., Stavychnyi Ye.M. Heolohichni y tekhniko-tekhnolohichni osoblyvosti kriplennia naftohazovykh sverdlovyh z urakhuwanniam fizyko-khimichnoho stanu yikh stovburiv. *Instrumentalne materialoznavstvo*. 2021. Vol 24. P. 87–102. DOI: 10.33839/2708-731Kh-24-1-87-102. [in Ukrainian]
8. Horyzontalni sverdlovyhny – dosvid burinnia ta perspektyvy dlia naroshchuvannia vydobuvannia nafty na rodovyshchakh Ukrainy / Ye. M. Stavychnyi, D. Yu. Ahafonov, A. O. Poshyvak ta in. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2022. No 4 (85). P. 71 – 86. URL: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-4\(85\)-71-86](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-4(85)-71-86). [in Ukrainian]
9. Dosvid uspishnoho zakinchuvannia sverdlovyhny na Verkhnomaslovetskomu rodovyshchi PAT «Ukrnafta» / D. Yu. Ahafonov, B. A. Ter-shak, Ye. M. Stavychnyi ta in. *Naftohazova enerhetyka*. 2022. No 1(37). P. 22–32. URL: [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1\(37\)-22-32](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1(37)-22-32). [in Ukrainian]
10. Determining technological properties of drilling muds / Ye.A. Koroviaka, M.R. Mekshun, A.O. Ihnatov, B.T. Ratov, Ya.S. Tkachenko, Ye.M. Stavychnyi. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2023. No 2. P. 25 – 32. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-2/025>. [in Ukrainian]
11. Aziukovskyi O.O., Ihnatov A.O., Stavychnyi Ye.M. Udoskonalennia vlastyivostei spetsialnykh sverdlovyhnykh tekhnolohichnykh ridyn pry rozrobtci rodovyshch. *Naukovi pratsi DonNTU. Serii Hirnycho-Heolohichna*. 2022. No 1(27)-2(28). P. 96 – 106/ [in Ukrainian]
12. Eksperymentalni doslidzhennia vplyvu tamponazhnoho rozchynu na kolektorski vlastyivosti porid / S.V. Kryvulia, V.M. Vladyka, M.Iu. Nesterenko, R.S. Balatskyi. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2013. No 3(48). P. 111 – 118. [in Ukrainian]