

# 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 CO<sub>2</sub>. 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 постає 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 CO<sub>2</sub> та інших шкідливих речовин в атмосферу.

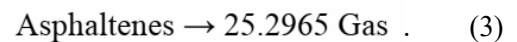
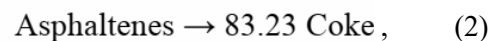
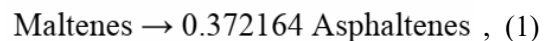
Горіння на місці здійснюється в двох діапазонах температури та споживання кисню: перший – низькотемпературне окислення (LTO) і другий – високотемпературне окислення (HTO). Для бітуму Athabasca LTO знаходиться в діапазоні між 150 і 300 °С, а для HTO – від 380 до 800 °С [15]. Експерименти з викорис-

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.

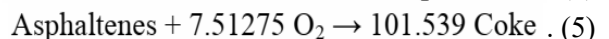
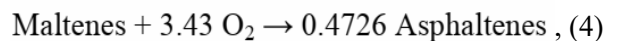
Розроблена в роботі [3] модель є хорошим компромісом між кількістю псевдокомпонентів і складністю схеми реакції. Вона містить три компоненти нафти (мальтени, асфальтени і метан) і шість реакцій для проведення термічного крекінгу, LTO і HTO бітуму Athabasca. Автори роботи [11] додали сюди ще дві додаткові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

#### Thermal Cracking Reactions [11]:



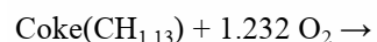
Ці реакції є термолізом компонентів мальтену та асфальтену на кокс і газ. Загальний компонент «газ» є сумішшю оксидів вуглецю та алканів з низькомолекулярною вагою, яка утворюється з термолізу більш важкої нафтової складової бітуму.

#### Low Temperature Oxidation Reactions [1]:



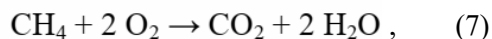
Реакції (4) і (5) описують горіння, яке відбувається в діапазоні від 150 до 300 °С. В основному ці реакції перетворюють більш легкий бітумний компонент у більш важкий, а більш важкий – у кокс. Кокс, отриманий зазвичай з вуглецю, і відкладається на піщинках, [14].

#### High Temperature Coke Oxidation Reactions [1]:



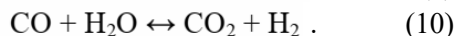
Реакція (6) є основою генерування енергії під час згорання бітуму з температурами від 380 до 800 °С. Кокс, осаджений під час термічного крекінгу та низькотемпературних реакцій окислення, витрачається на утворення оксиду вуглецю і води.

**High Temperature Gas Oxidation Reactions** [19]:



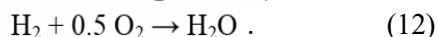
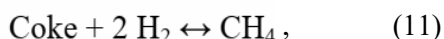
Реакції (7) і (8) просто дозволяють метану та іншим паливним газам, представленим компонентом «газ», горіти у присутності кисню.

**Hydrogen Generation Reactions** [6]:



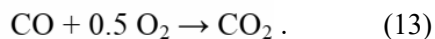
У цих реакціях, якщо є кокс і вода, утворюється водень.

**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 <sub>4</sub>	0.01604	-82.55	4600
CO	0.02801	-140.25	3496
CO <sub>2</sub>	0.04401	31.05	7376
O <sub>2</sub>	0.0320	-119.15	5046
H <sub>2</sub>	0.002016	-239.96	1315
N <sub>2</sub>	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 <sup>3</sup> °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 <sup>3</sup> °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

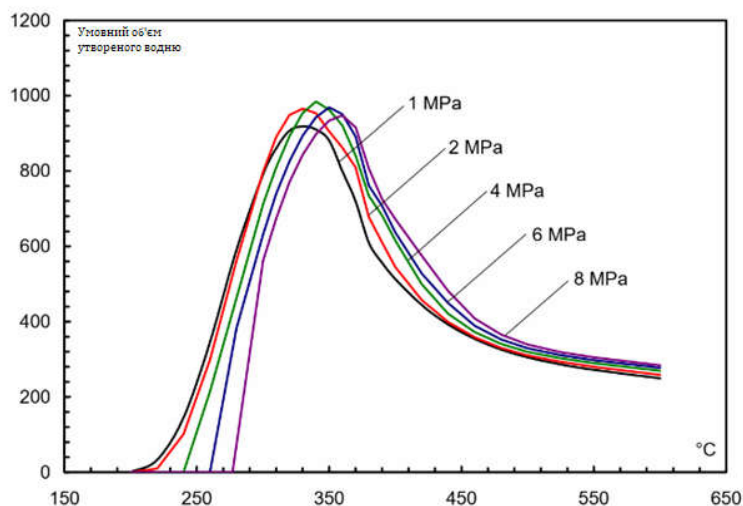


Рисунок 1 – Вплив тиску та температури на загальне утворення водню

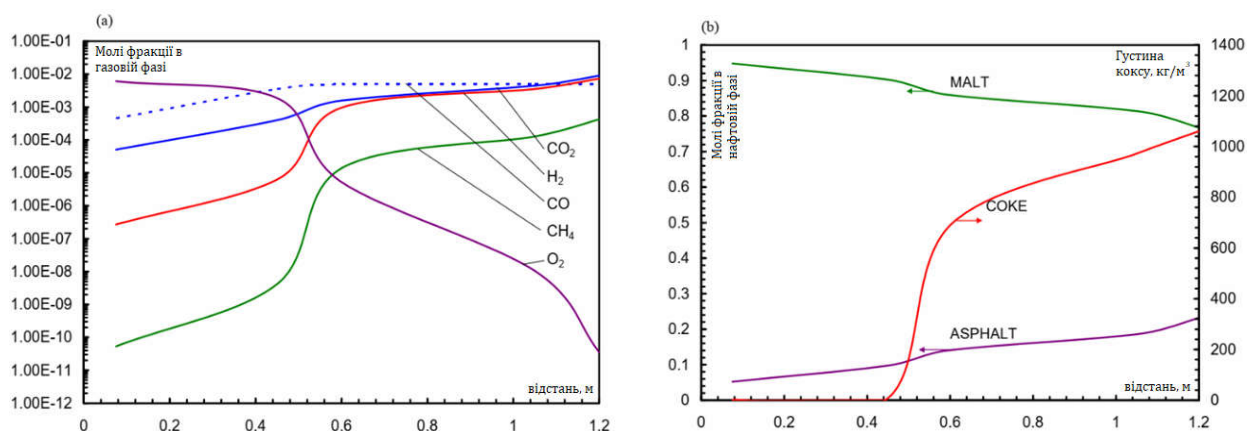


Рисунок 2 – Утворення молярних часток компонентів у (а) газовій і (б) нафтовій фазах та розкладання коксу вздовж моделі пласта при 4 МПа і 280°C на 10 діб

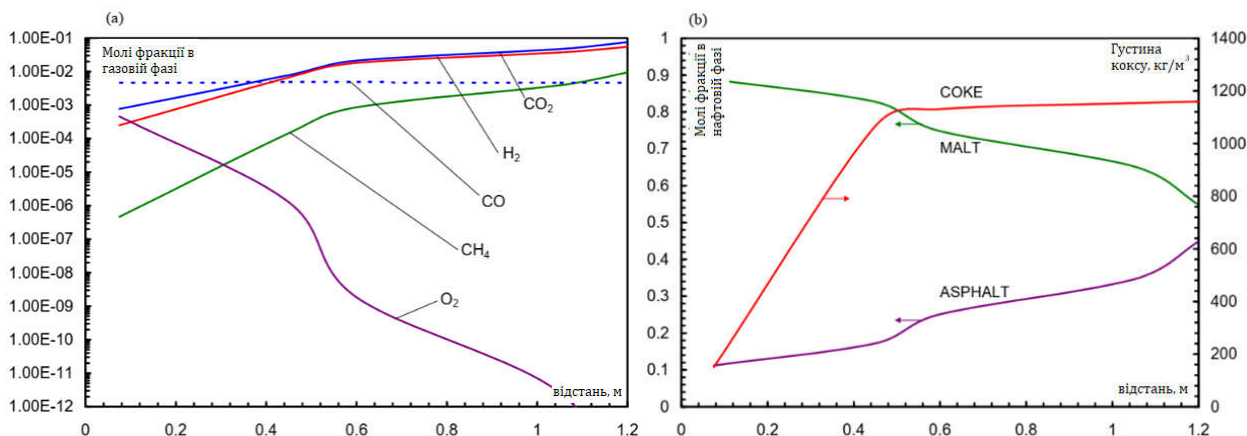


Рисунок 3 – Утворення молярних часток компонентів у (а) газовій і (б) нафтовій фазах та розкладання коксу вздовж моделі пласта при 4 МПа і 340°C на 10 діб

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-

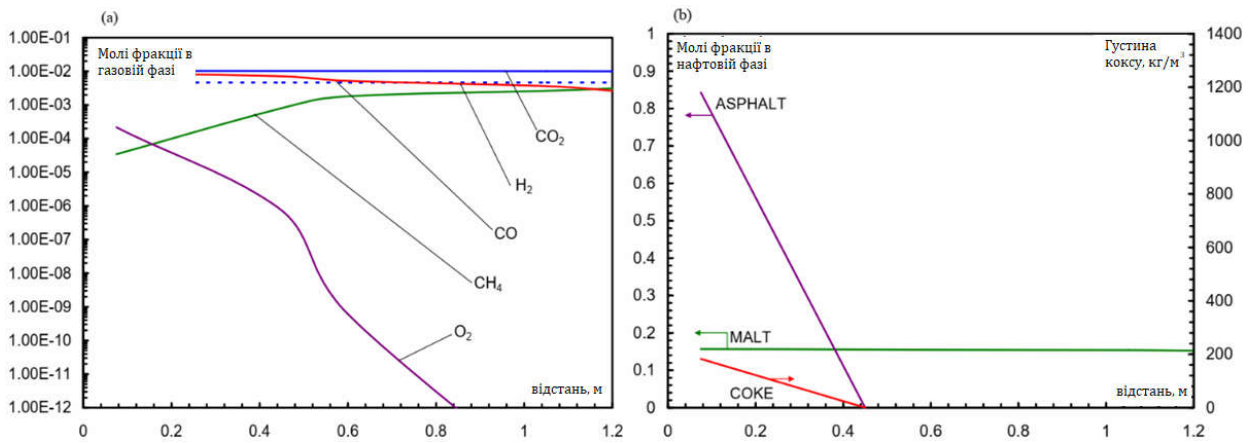


Рисунок 4 – Утворення мольних часток компонентів у (а) газовій і (б) нафтовій фазах та розкладання коксу вздовж моделі пласта при 4 МПа і 460 °С на 10 діб

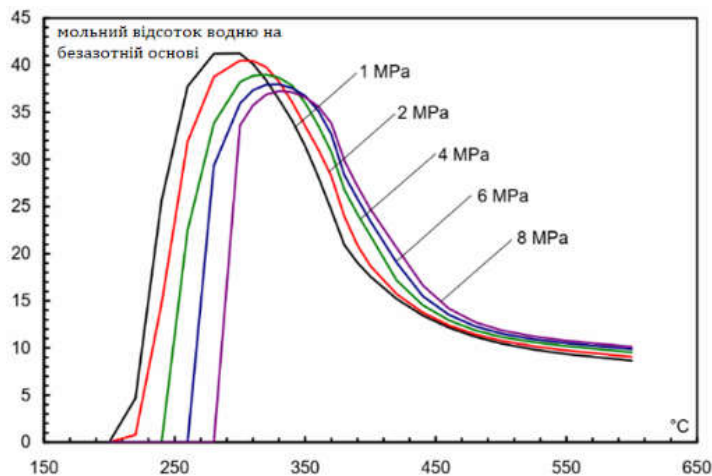


Рисунок 5 – Мольна частка водню, що утворюється в газах на безазотній основі

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 згоряння 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.