

перевод с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2007. – 912 с.

26. Lebega O. Use of correlation-regression analysis for estimation of prospects of natural gas extraction of shale rocks / O. Lebega, Y. Vytvitsky // «EUREKA: Social and Humanities», № 4(10), 2017. – P. 37-43.

Стаття надійшла до редакції 15.05.17р.
Рекомендовано до друку д.е.н., проф. Данилюком М. О.

УДК 338.45:622.32

ЕКОНОМІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИ РОЗРОБЦІ РОДОВИЩ ІЗ ВАЖКОВИДОБУВНИМИ ЗАПАСАМИ В УКРАЇНІ

М. С. Пілка

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (099) 3220742,
e-mail: 89muk@ukr.net*

Анотація. Розглянуто перспективи зростання видобутку вуглеводнів в Україні, існуючі прогнози світових потреб в енергії до 2035 року та роль викопних видів палива і відновлювальних джерел енергії в паливно-енергетичному балансі. Проаналізовано основні чинники збільшення енергетичних потреб до 2035 року. Наведено структуру податкових надходжень до державного бюджету та структуру податкових надходжень від усіх видобувних компаній в Україні. Подано класифікацію методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів. Описано основні методи інтенсифікації видобутку різних категорій запасів вуглеводнів, які відносяться до важковидобувних. Розглянуто економічний механізм освоєння залишкових запасів вуглеводнів, проблеми розробки покладів високов'язких нафт і природних бітумів та методи вилучення запасів вуглеводнів з низькопрониких колекторів. Наведено приклади роботи найбільших видобувних компаній України у сфері інтенсифікації видобутку вуглеводнів та залучення міжнародних компаній для виконання операцій з гідророзриву пластів. Описано проблеми видобутку газу в Україні та шляхи їх подолання, а також економічного обґрунтування вибору свердловин для проведення інтенсифікаційних робіт. Здійснено аналіз проблем та умов залучення інвестицій у розвідку, розробку й промисловий видобуток вуглеводнів в Україні.

Ключові слова: ресурси, особливості розробки, економічні проблеми, інвестування розвідки і розробки

Аннотация. Рассмотрены перспективы роста добычи углеводородов в Украине, существующие прогнозы мировых потребностей в энергии к 2035 году и роль ископаемых видов топлива и возобновляемых источников энергии в топливно-энергетическом балансе. Проанализированы основные факторы увеличения энергетических потребностей до 2035 года. Приведена структура налоговых поступлений в государственный бюджет и структуру налоговых поступлений от всех добывающих компаний в Украине. Представлена классификация методов интенсификации добычи углеводородов. Описаны основные методы интенсификации добычи различных категорий запасов углеводородов, относящихся к трудноизвлекаемым. Рассмотрены экономический механизм освоения остаточных запасов углеводородов, проблемы разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов и методы извлечения запасов углеводородов с низкопроницаемых коллекторов. Приведены примеры работы крупнейших добывающих компаний Украины в сфере интенсификации добычи углеводородов и привлечения международных компаний для выполнения операций с гидроразрыва пластов. Описаны проблемы добычи газа в Украине и пути их преодоления, а также вопрос экономически обоснованного выбора скважин для проведения интенсификации. Осуществлен анализ проблем и условий привлечения инвестиций в разведку, разработку и промышленную добычу углеводородов в Украине.

Ключевые слова: ресурсы, особенности разработки, экономические проблемы, инвестирование разведки и разработки

Summary. The article explores the prospects for the growth of hydrocarbon production in Ukraine, existing forecasts of world energy needs by 2035 and the role of fossil fuels and renewable energy sources in the fuel and energy balance are considered. The main factors of increasing energy needs up to 2035 are analyzed. The structure of tax revenues in the state budget and the structure of tax revenues from all mining companies in Ukraine is given. Classification of methods of intensification of hydrocarbon production is presented. The main methods of intensification of extraction of various categories of hydrocarbon reserves related to hard-to-recover are described. The economic mechanism for developing residual hydrocarbon reserves, the problems of developing deposits of high-viscosity oils and natural bitumen, and methods for extracting hydrocarbon reserves from low-permeability reservoirs are considered. Examples are given of the work of the largest extractive companies in Ukraine in the field of intensification of hydrocarbon production and attraction of international companies to perform operations

with hydraulic fracturing. The problems of gas production in Ukraine and ways to overcome them are described, as well as the issue of economically feasible selection of wells for intensification. The analysis of problems and conditions of attraction of investments into exploration, development and industrial production of hydrocarbons in Ukraine is carried out.

Keywords: resources, feature development, economic problems, joint investment in exploration and development

Вступ. Паливні та енергетичні ресурси складають життєво важливу основу існування економіки України та визначають реальність проведення в життя економічної, технічної, соціальної та екологічної політики будь-якого уряду країни. Від енергетичного достатку залежить і добробут її народу [1].

Аналіз досліджень і публікацій по проблемі. Проблеми економічного обґрунтування методів інтенсифікації при видобуванні вуглеводнів, підвищенню ефективності роботи видобувних свердловин, визначенню граничних меж та доцільності їх подальшої експлуатації із врахуванням мінімально рентабельних дебітів були об'єктом досліджень і численних публікацій широкого кола учених: Ганущак О.М. [2], Гораль Л. Т., Фадєєва І. Г. та ін. [3], Гилязов Т.Ф. [4], Витвицький Я. С. [5], Іванченко І.М. [6] та інші. Принципово важливим є науково-обґрунтований вибір технологій та методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів. Тим більше, що у ринкових умовах визначення економічної доцільності подальшої експлуатації як високообводнених покладів, так і окремих свердловин після досягнення граничної межі рентабельності є вкрай важливим завданням. Такі дослідження методів штучного впливу на об'єкти розробки родовищ, дають змогу забезпечувати раціональну розробку покладів вуглеводнів із досягненням максимальних коефіцієнтів їх вилучення та збільшення поточних обсягів видобутку. Ці завдання значно ускладнюються при розробці складно побудованих високо неоднорідних багаточарових покладів та родовищ, запаси яких відносяться до категорії важковидобувних.

Результати досліджень. Відповідно до опублікованого в 2016 р. огляду British Petroleum Energy Outlook [7], світові потреби в енергії до 2035 р. зростуть на 34 % порівняно з 2014 р., збільшуючись щорічно в середньому на 1,4 %. При цьому домінуючу роль в паливно-енергетичному балансі відіграватимуть викопні види палива. Незважаючи на швидкий ріст використання інших джерел енергії, прогнозується, що викопні палива становитимуть 60 % від зростання потреб і майже 80 % від сумарного світового обсягу споживання енергії у 2035 р. Серед викопних палив найбільшими темпами зростатимуть потреби в природному газі, вони щорічно збільшуватимуться в середньому на 1,8 %. Збільшуватимуться і потреби в нафті (в середньому на 0,9 % на рік), але її частка в енергетичному балансі продовжуватиме падати (рис. 1).

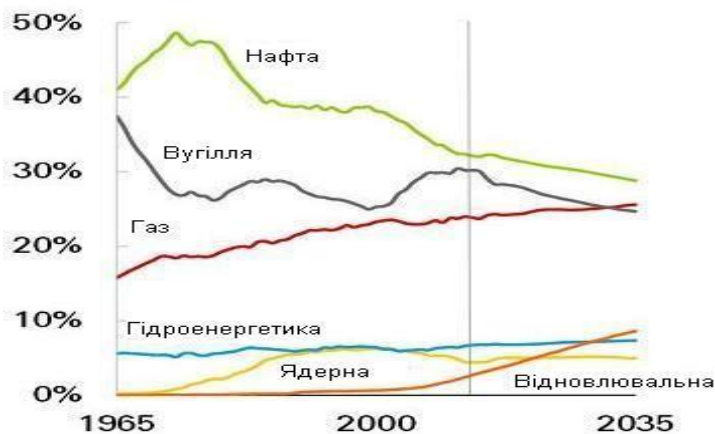


Рис. 1 – Динаміка використання енергоресурсів

Також, передбачається, що видобуток сланцевого газу в світі буде збільшуватися щорічно в середньому на 5,6 %, і у 2035 р. його частка в сумарному видобутку газу підніметься до 25 % проти 10 % у 2014 р. В огляді відзначається існуючий певний дисбаланс на ринку нафти, викликаний поточними низькими цінами, що призводить до збільшення попиту. Потреби в рідких вуглеводнях зростатимуть на 3,2 млн м³ на добу (20 млн барелів на добу) і у 2035 р. складатимуть 17,8 млн м³ на добу (112 млн барелів на добу), у той час як їх постачання буде збільшуватися всього на 3 млн м³ на добу (19 млн барелів на добу), що призведе до зростання обсягів видобування в країнах, які не є членами ОПЕК. Частка вугілля в енергетичному балансі буде порівняно низькою, і воно поступово замінюватиметься природним газом. Високими темпами зростатимуть обсяги використання відновлюваних джерел енергії (6,6 % на рік), до 2035р. їх частка буде доведена до 9 % проти сьогоденної 3 % (рис. 2).



Рис. 2 – Структура попиту на енергоресурси

Основними чинниками збільшення енергетичних потреб є зростання чисельності і добробуту населення. Очікується, що до 2035 р. кількість населення у світі збільшиться до 8,8 млрд осіб, тобто необхідно буде задовольнити енергетичні потреби додатково 1,5 млрд осіб, а прогнозний ВВП подвоїться, при цьому половина цього зростання припадатиме на Китай та Індію. Більше половини глобального збільшення енергетичних потреб займатиме сектор електроенергії, лівова частка цього зростання припадатиме на регіони, де сьогодні велика частина населення має обмежений доступ до електроенергії. Виробництво електроенергії є таким сегментом, де всі види палива конкурують між собою, і це відіграватиме визначну роль в паливному балансі, оскільки відновлювані джерела і газ витіснятимуть вугілля. Очікується, що темпи зростання викидів вуглецю протягом зазначеного періоду будуть удвічі меншими порівняно з попереднім 20-річним періодом (0,9 % на рік проти 2,1 % на рік). Падіння темпів збільшення викидів відображає як прискорене підвищення енергоефективності, так і зменшення вугільної складової в енергетиці [7].

Україна володіє достатніми ресурсами як традиційного, так і нетрадиційного газу для збільшення загального видобутку в період до 2030 р. за базовим сценарієм на 23 – 25 млрд м³/рік, порівняно з теперішнім рівнем – до 45 млрд м³/рік. Прогнозується, що цей приріст може бути досягнутий завдяки збільшенню видобутку традиційних ресурсів на 10 млрд м³/рік (переважно за рахунок освоєння родовищ Чорноморського шельфу) та нетрадиційних ресурсів – на 15 млрд м³/рік. Головні механізми збільшення видобутку це насамперед відтворення високими темпами запасів, що у 2 – 3 рази перевищують поточний видобуток; збільшення коефіцієнту вилучення на старих родовищах за допомогою таких геологічно-технічних засобів, як гідравлічний розрив пласта, реперфорация та обробка привибійних зон свердловин. Необхідною умовою досягнення базового рівня видобутку газу до 2030 р. – є збільшення на порядок інвестицій в геологорозвідку. Загальний щорічний обсяг капітальних вкладень у газовидобуток має збільшитися з 0,8 – 1,0 млрд до 7 – 9 млрд доларів США, шляхом радикального покращення інвестиційного клімату в країні. Якщо цього не відбудеться, то навіть угоди розподілу продукції з провідними міжнародними компаніями не гарантуватимуть успішної реалізації проектів з пошуку та освоєння нових газових родовищ. У разі, коли умови інвестування в Україні залишатимуться незадовільними, видобуток газу в Україні до 2030р. не перевищуватиме 15 – 20 млрд м³/рік [8].

Багаті природні ресурси, стратегічне розташування між РФ та ЄС, висококваліфікована робоча сила створюють значні конкурентні переваги для економіки України. Проте, перед економікою нашої держави постає ряд важливих проблем, а саме:

- домінування застарілої, важкої промисловості з необхідністю для її модернізації значних капіталовкладень;
- залежність від імпорту енергоносіїв;
- зростаюча конкуренція на міжнародному рівні у традиційних для країни секторах економіки;
- труднощі із залученням іноземних інвестицій через бар'єри у веденні бізнесу, зокрема, заплутані законодавчі й адміністративні вимоги.

Для подолання більшої частини цих проблем необхідно вирішити наступні завдання: зменшення залежності від іноземних джерел енергії шляхом зниження енергоємності та нарощування обсягів виробництва вітчизняної енергетичної галузі; підтримання конкурентоспроможності на міжнародних експортних ринках завдяки підвищенню ефективності виробництва і випуску високоякісної готової продукції, на відміну від експорту виключно

первинних ресурсів; диверсифікація економіки з метою зменшення вразливості до зовнішніх потрясінь; пошук шляхів та засобів залучення іноземних і вітчизняних інвестицій для здійснення заміни та оновлення енергетичних та промислових потужностей для досягнення значних покращень в ефективності виробництва.

Серед складових вітчизняної промисловості визначну роль в економіці України відіграє паливно-енергетичний комплекс. Розглядаючи податкові надходження державного бюджету України у 2016 році (рис. 3), можна побачити що значну частку дохідної частини бюджету складає рентна плата за використання природних ресурсів.

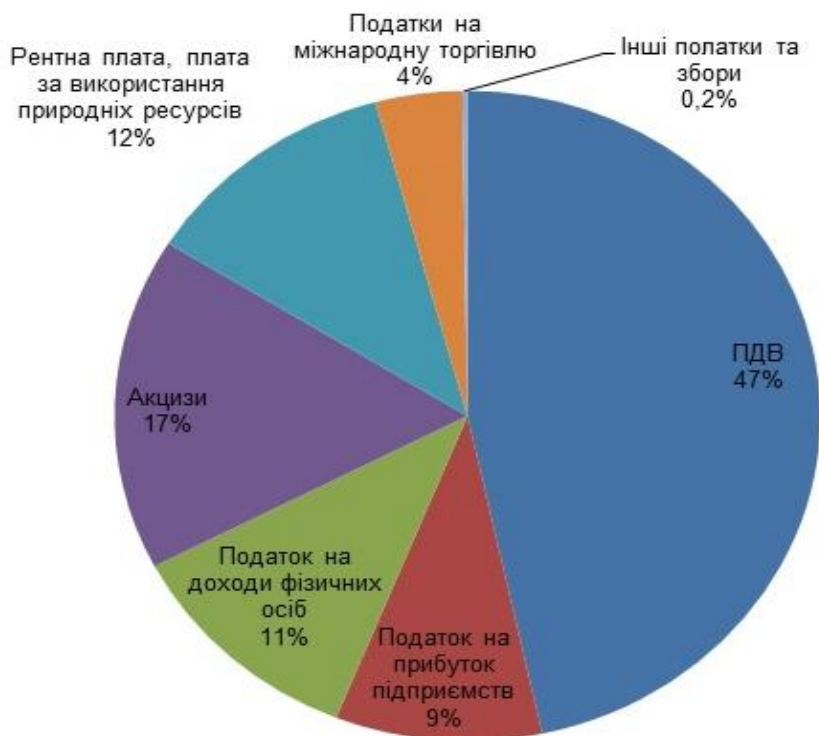


Рис. 3 – Структура податкових надходжень за 2016 рік

Також, варто зазначити, що в структурі надходжень до бюджету від видобувних галузей основна частка припадає на видобуток нафти і газу (рис. 4). Підприємства цього комплексу, займаючись виробничо-комерційною діяльністю, відіграють також важливу соціальну роль, забезпечуючи населення, бюджетні установи та комунальних споживачів вуглеводневою продукцією. В Україні розробляється 350 родовищ, зокрема: 78 нафтових; 89 газових; 111 газоконденсатних; 59 нафтоконденсатних; 13 нафтогазових. Незважаючи на велику кількість родовищ, більшість з них малопотужні і їхня частка у загальному обсязі видобутку вуглеводнів досить низька. За офіційними даними НАК «Нафтогаз», видобуток природного газу у 2016 році склав 20,2 млрд м³ при річній потребі 30 – 35 млрд м³, відтак, Україна може забезпечити себе газом на 61 %. Ситуація у видобутку нафти значно гірша, при видобутку 1,6 млн т, забезпеченість становить 15 %.

Однією із основних причин зменшення видобутку вуглеводнів в Україні є закономірний перехід більшості основних за запасами та видобутком родовищ в пізню стадію розробки, що

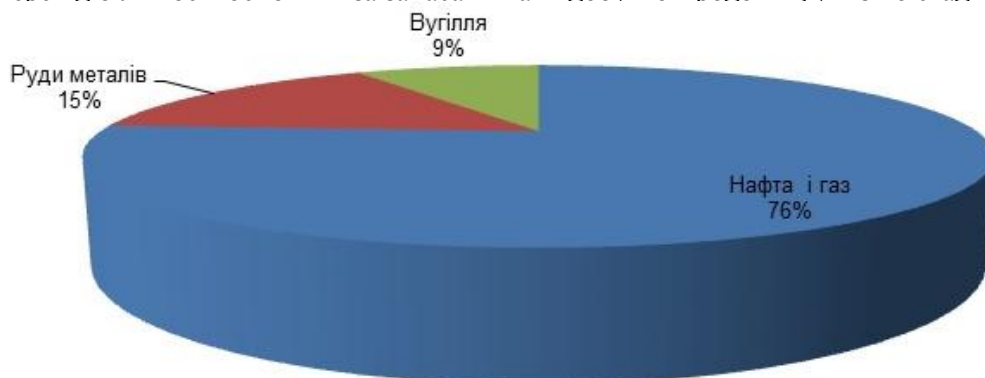


Рис. 4 – Структура податкових надходжень від усіх видобувних компаній

характеризується значним їх виснаженням. Окрім того, у структурі запасів вуглеводнів постійно збільшується частка важковидобувних запасів, освоєння яких в сучасних економічних умовах є практично нерентабельним і, обсяг яких останнім часом постійно зростає. Тому головним напрямом збільшення рівня власного видобутку вуглеводнів в Україні та досягнення високих значень коефіцієнтів нафтогазовилучення є вдосконалення існуючих систем розробки родовищ нафти і газу з використанням сучасних наукоємних технологій. Проте вирішення цих завдань потребує розв'язання низки важливих економічних проблем, основними із яких є: обґрунтування економічної доцільності застосування методів підвищення нафтогазовіддачі (МПН) та інтенсифікації видобування нафти і газу; удосконалення політики ціноутворення та оподаткування; застосування відповідного економічного механізму управління цими складними процесами.

Для збільшення об'ємів видобутку нафти і газу необхідно впроваджувати ефективні системи розробки родовищ та здійснювати оперативний контроль й управління ними. Це можна реалізувати через комплекс заходів геолого-промислового, техніко-технологічного та економічного характеру.

Одним із найбільш ефективних способів удосконалення систем розробки родовищ є використання комплексної технології розробки – поєднання системи горизонтальних свердловин з підтриманням пластового тиску (у разі потреби) та створення постійно діючих геолого-технологічних моделей родовищ. Їх необхідно використовувати для оцінки та моніторингу ефективності систем розробки родовищ та прогнозування її основних технологічних показників, оскільки це дає можливість вносити своєчасні зміни у процеси розробки та обирати раціональний варіант таких змін.

Також, у видобувній галузі важливе значення має політика держави. Для забезпечення рентабельності впровадження високоефективних технологій розробки необхідно розробити та реалізувати гнучку державну політику у законодавчій та податковій сферах, що дасть можливість не тільки додатково видобути значні обсяги вуглеводнів та отримати надходження до бюджету, а і забезпечить до того ж баланс інтересів держави та надрокористувача [9]. Адже, в нафтовому бізнесі нафтовіддача не є першочерговим пріоритетом надрокористувача. Головне тут, як і для будь-якого бізнесу задоволення економічних інтересів акціонерів компанії та інвесторів. Як правило, це суперечить досягненню максимально можливих значень нафтовіддачі. В той же час, збільшення нафтовіддачі і використання запасів – основна мета власника надр, тобто держави.

Необхідно зауважити, що до інтенсифікації видобутку нафти і газу слід відносити всі процеси, що забезпечують успішну розробку родовищ нафти і газу, і тому пропонується їх класифікація з поділом щодо об'єктів і механізмів дії та вирішенням конкретних завдань (рис. 5).

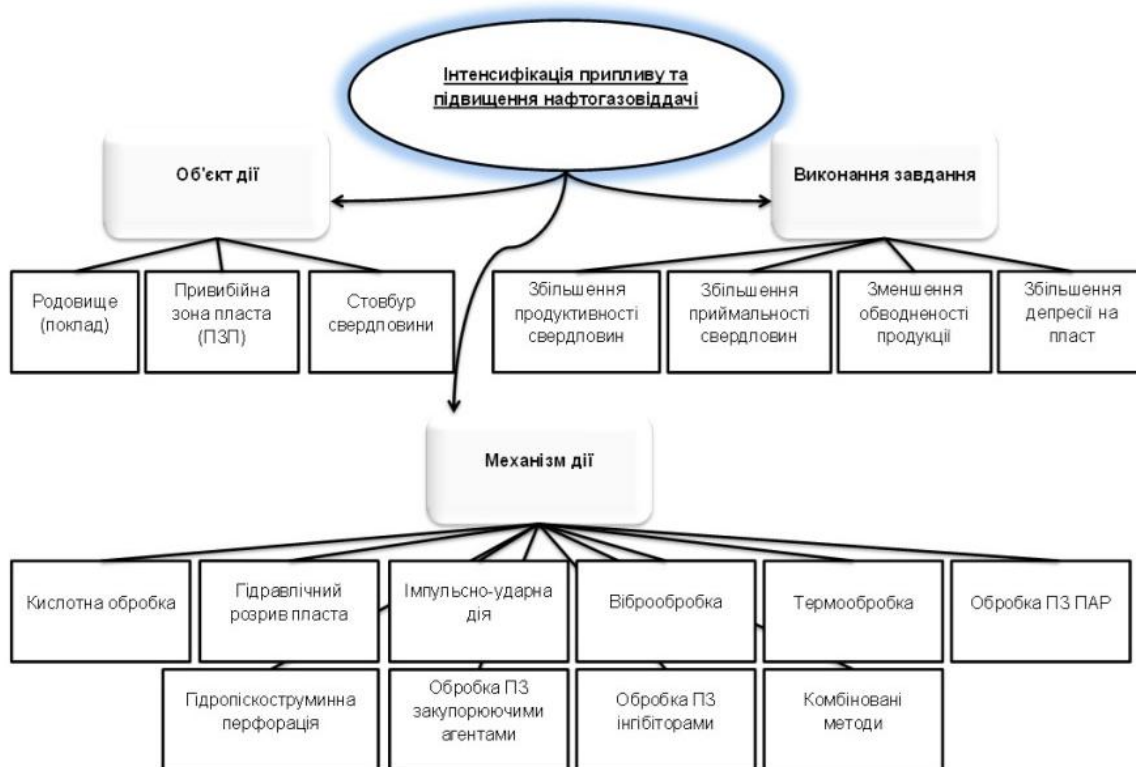


Рис. 3 – Класифікація інтенсифікаційних процесів

Саме за об'єктами дії методи інтенсифікації можна розділити на методи, де об'єктом дії є:

- родовище (поклад, ділянка);
- привибійна зона пласта;

– стовбур свердловини з підземним і наземним обладнанням.

До методів інтенсифікації, де об'єктом є родовище, поклад, ділянка відносять вторинні та третинні методи підвищення нафтовіддачі, що пов'язані із підвищенням кінцевого коефіцієнта вилучення вуглеводнів, бо тільки вони дозволяють вилучати важковидобувні запаси [4].

До методів інтенсифікації видобутку нафти шляхом дії на привибійну зону пласта у експлуатаційних свердловинах відносять всі методи дії на привибійну зону пласта (ПЗП), в тому числі і технології з обмеження водопритоку [10].

Методи інтенсифікації видобутку нафти і газу шляхом дії на свердловину з підземним та наземним обладнанням – це технологічні процеси та оптимізація роботи обладнання.

В більшості нафтовидобувних країн світу, навіть тих, які забезпечені запасами на 50 і більше років, проблема досягнення високих коефіцієнтів нафтогазовилучення із надр є пріоритетною. За умов падіння забезпеченості запасами, погіршення їх структури, збільшення частки родовищ з важковидобувними запасами, проблема застосування сучасних методів підвищення нафтогазовилучення (МПН) стає надзвичайно актуальною.

В процесі освоєння МПН і розширення масштабів їх застосування стає очевидним, що їх технологічна і економічна ефективність суттєво залежить від часу початку реалізації МПН. Якнайширше застосування сучасних МПН для розробки родовищ, особливо з важковидобувними запасами, дає можливість отримати кращі технологічні та економічні показники розробки.

Оскільки величини залишкової нафтонасиченості та властивості нафти, води і газу в покладах з різними геолого-фізичними умовами суттєво різняться, то беззаперечним є факт, що не може бути єдиного універсального методу підвищення нафтогазовіддачі, який в будь-яких умовах давав би змогу її збільшувати. Тому додатково виділяють групу комбінованих методів, у яких поєднують – гідродинамічні і теплові, гідродинамічні і фізико-хімічні, теплові і фізико-хімічні методи [11].

Велика кількість нафтогазових родовищ України, що знаходяться на пізній стадії експлуатації, характеризуються значним ступенем вироблення запасів високопродуктивних покладів і високою обводненістю. Протягом тривалого періоду експлуатації відбувається погіршення колекторських властивостей привибійної зони пластів у вигляді забруднення сольовими розчинами, відкладами асфальто-смолисто-парафінових речовин і т. п. Залишкові запаси таких родовищ також можна віднести до категорії важковидобувних. Експлуатація свердловин, що знаходяться у даних умовах, ускладнюється їх низькими дебітами і приймальністю. У зв'язку з цим підвищення ефективності розробки таких родовищ, досягнення для них проектних рівнів видобутку вуглеводнів, також має велике значення.

Залишкова нафта у вироблених покладах в основному знаходиться у такому стані, що вилучення її звичайними методами розробки неможливе. Особливістю залягання залишкової нафти є нерівномірність насичення нею колекторів, яка проявляється на різних рівнях, починаючи від окремих пор (защемлена нафта) і закінчуючи окремими ділянками покладу. Друга характерна риса залишкової нафти полягає у відмінності її фізичних властивостей від властивостей природної (первинної) нафти. При розробці покладу внаслідок взаємодії нагнітальної і пластової вод із природною нафтою і пластом-колектором відбуваються різні зміни природних властивостей нафти і пласта. Вид і розподіл залишкових запасів нафти залежать від комплексу природних і штучностворених факторів, які визначають кінцевий коефіцієнт нафтовилучення. Це – в'язкість нафти, колекторські властивості пластів, початковий стан нафти і газу, режим розробки покладу, густина сітки свердловин та ін. [12].

Стабілізації видобування нафти і газу для покладів, що знаходяться на пізній стадії розробки, можна досягнути впровадженням сучасних методів підвищення нафтовилучення та інтенсифікації видобування вуглеводнів. На нафтогазових родовищах України застосовуються різноманітні гідродинамічні, теплові та хімічні методи підвищення нафтовіддачі. Слід звернути увагу на гостру необхідність розширення номенклатури сучасних методів підвищення нафтовіддачі, адже роботи з їх впровадження ведуться на невеликій кількості родовищ України через технічні та економічні причини.

Завданням економічного механізму освоєння залишкових запасів вуглеводнів нафтогазовидобувними підприємствами має бути ефективне регулювання і вирішення наявних проблем зі збільшення рівнів видобутку вуглеводнів на виснажених родовищах [13]. Освоєння залишкових запасів нафтовидобувними підприємствами потребує виконання таких управлінських функцій: постійно діючий моніторинг розробки родовищ на підставі гідродинамічного моделювання; оперативна оцінка технологічної ефективності систем розробки родовищ нафти і газу та формування першочергових рекомендацій, спрямованих на їх удосконалення; довгострокове прогнозування рівнів видобутку нафти і газу; застосування технологій локалізації невироблених зон пласта та оптимального розташування ущільнюючих свердловин; економічний моніторинг експлуатації видобувних свердловин у режимі онлайн та виділення фонду нерентабельних свердловин; вибір технологій і методів підвищення продуктивності свердловин. Використання такого механізму освоєння залишкових запасів вуглеводнів, який, поєднує інституційно-організаційне, нормативно-правове, фінансове, інформаційне, кадрове, мотиваційне, матеріально-технічне забезпечення, обґрунтовану цінову політику, податкове стимулювання, контролінг, належну функціональну систему та враховує специфіку нафтогазових родовищ на

пізній стадії експлуатації, забезпечить збільшення обсягів видобутку вуглеводнів на виснажених родовищах [14].

Особливої уваги серед запасів, які відносяться до категорії важковидобувних заслуговує вивчення і освоєння родовищ важких нафт і природних бітумів. Великі запаси високов'язких нафт (ВВН) і природних бітумів (ПБ) на Яблунівському, Скоробагатівському, Решетняківському, Бугруватівському, Бехлицькому, Холмському та багатьох інших родовищах є вагомим резервом для нарощування їх видобутку. Важка високов'язка нафта і бітуми (мальти, асфальти, асфальти тощо) серед нетрадиційних (додаткових) джерел вуглеводнів займають особливе місце. Це зумовлено: по-перше, їхньою генетичною і геохімічною спорідненістю з звичайною нафтою; по-друге, колосальними ресурсами. Сумарні геологічні запаси високов'язкої нафти лише в Західній Канаді (Атабаска, Вабаска, Піс-Рівер) і бітумоносному поясі Оріноко перевищують 500 млрд т.

В Україні, також існували всі геологічні і гідрогеологічні передумови для відкриття великих промислових скупчень важкої нафти, мальт і асфальтів. Проте ступінь їхньої розвіданості, за винятком озокеритових покладів Передкарпатського прогину, дуже низький. Так, скупчення важкої високов'язкої нафти і бітумів у Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ), а також у Переддобруджі і на Керченському півострові були відкриті під час пошуків традиційних ресурсів нафти і газу. Великі поклади важкої високов'язкої нафти і мальти відкрито на Яблунівському газоконденсатному (у потужних алювіальних пісковиках башкирського і московського ярусів), Бугруватівському нафтовому (у верхньовізейських прибережно-морських пісковиках), а також низці інших родовищ. Успішний досвід розвідки важкої нафти і мальти на Яблунівському і Бугруватівському родовищах свідчить про доцільність супутнього залучення цього додаткового джерела вуглеводнів під час видобування нафти, газу і конденсату. Але найбільш цінними у такому значенні є зони обрамлення та периферійні частини різних басейнів. Це насамперед північно-західна частина ДДЗ, виділена свого часу як Деснянський бітумоносний басейн, де вже відкрито низку (Бахмацьке, Тванське та ін.) родовищ важкої нафти і бітумів [15].

Основна проблема розробки покладів ВВН і ПБ полягає в тому, що природні термобаричні умови цих покладів не забезпечують необхідну рухомість нафти під час фільтрації по пласту і припливу флюїду в свердловину. Застосування таких агентів витіснення як холодна вода, повітря, азот, вуглеводневий газ в цих умовах не дає бажаного ефекту. Через великі співвідношення в'язкості нафти і витісняючого агента відбувається прорив останнього і різко погіршується ефективність розробки покладу. Тому, виходячи із специфіки фізико-хімічних властивостей ВВН і ПБ, найбільш раціональним є застосування таких методів розробки покладу, при яких досягається максимальне зниження в'язкості пластового флюїду і забезпечується її максимальна рухомість. Серед цих методів особливе місце займають теплові і термохімічні методи.

При застосуванні теплових методів, як теплоносій в пласт переважно закачується пара, оскільки вона володіє більшою ентальпією порівняно з гарячою водою і забезпечує кращі показники по коефіцієнту витіснення і нафтовідачі. Метод закачування пари рекомендується при розробці покладів з в'язкістю нафт більше 40 – 50 мПа·с для яких метод заводнення не ефективний. Найбільше застосування процес паро-теплого впливу отримав в поєднанні з заводненням, при якому шляхом нагнітання пари в пласт в ньому створюється високотемпературна облямівка в об'ємі 20 – 30 % від загального порового об'єму покладу, яка переміщується водою, що закачується в пласт. Застосування даного методу дозволяє досягати високого коефіцієнта вилучення нафти 0,4 – 0,6, а іноді і більше. Висока ефективність методу забезпечується завдяки зниженню в'язкості пластової нафти, дистиляції нафти в зоні пари, гідрофілізації породи-колектора внаслідок розплавлення і видалення зі стінок пор породи смол і асфальтенів та іншим явищам [16].

Вибір покладів зі сприятливою для застосування цього методу геолого-промисловою характеристикою базується головним чином на необхідності створення умов для мінімальних втрат тепла при переміщенні пари по свердловині, а потім і по пласту. Глибина залягання пласта обмежується приблизно 1000 м для уникнення надмірно високих втрат тепла в породі через стовбур нагнітальної свердловини. Рекомендована нафтонасичена товщина пласта складає 10 – 40 м. При меншій товщині різко зростають втрати тепла в породах, які перекривають і підстиляють продуктивний пласт. При надмірно великій товщині продуктивного горизонту пласта, з метою запобігання низького охоплення впливом пари, доцільне його розчленування на окремі об'єкти.

Сприятливими для застосування методу закачування пари є високі колекторські властивості порід (коефіцієнт пористості більше 20 %, проникність більше 0,5 мкм), оскільки при цьому скорочуються втрати тепла на нагрівання порід продуктивного пласта. Також цей, процес найбільш ефективний при розробці покладів з початковою високою нафтонасиченістю, так як при цьому втрати тепла на нагрів води, яка міститься в поровому просторі колектора мінімальні [17].

Термохімічні методи освоєння ВВН і ПБ ґрунтуються на здатності пластової нафти вступати в реакції з киснем (повітрям), який нагнітається в пласт. При цьому виділяється велика кількість тепла (внутрішньопластове горіння). Розрізняють прямоточне сухе горіння, при якому на вибої повітрянагнітальної свердловини відбувається підпал нафти і зона горіння переміщується повітрям, яке нагнітається, в напрямку до видобувних свердловин, і прямоточне вологе горіння, при якому в пласт нагнітаються в певних співвідношеннях повітря і вода. Для розробки покладів ВВН і ПБ більш ефективний другий процес, так як реалізуються ті ж фактори покращення

механізму витіснення нафти, що і при нагнітанні в пласт пари. Враховуючи зростання тиску нагнітання повітря зі збільшенням глибини залягання пластів, необхідність застосування компресорів високого тиску для впровадження термохімічних методів слід обирати поклади, що залягають на глибинах не більше 1500 – 2000 м [18].

Крім теплових і термохімічних методів, при видобутку ВВН і ПБ використовуються методи витіснення нафти агентами-розчинниками, які змішуються з нею. До одного з них відноситься так званий VAPEX метод - закачування розчинника в пласт в режимі гравітаційного дренажу. Цей спосіб реалізується з використанням пари у горизонтальних свердловинах. За рахунок закачування розчинника у верхню свердловину створюється камера-розчинник (вуглеводневі розчинники, в тому числі етан або пропан). Нафта розріджується за рахунок дифузії розчинника і стікає по межах камери до видобувної свердловини під дією гравітаційних сил.

Крім вищезгаданого до групи методів витіснення нафти агентами-розчинниками, які змішуються з нею, відносяться методи витіснення зрідженими нафтовими газами (переважно пропаном), збагаченим газом (метаном зі значною кількістю C_2-C_6) та ін. Кожен із цих методів ефективний при певних компонентних складах і фазових станах нафти і тисках, при яких може відбуватися процес змішування. З врахуванням цього, витіснення нафти збагаченим газом ефективно при пластовому тиску більше 10 – 20 МПа, зрідженим газом – більше 8 – 14 МПа. Відповідно, ці методи доцільно застосовувати для покладів, що залягають на глибинах більше 1000 – 1200 м. Також при відносно невеликих товщинах пластів (до 10 – 15 м). Температура пласта має обмеження тільки при витісненні зрідженим пропаном (не більше 96 – 97 °С), оскільки при більшій температурі він переходить в газоподібний стан. Застосування інших методів температурою не лімітується [19].

Значна кількість залишкових запасів відноситься до важковидобувних через низьку проникність порід. Низькопроникні колектори характеризуються складними техногенними процесами у процесі розробки внаслідок зміни фільтраційно-емісійних властивостей (ФСВ), як по площі так і розрізу продуктивної товщі. Для їх розробки доцільно застосовувати нові методи розуцільнення порід, які розроблені у вітчизняних та зарубіжних науково-дослідних організаціях. Це методи гідрохвильового розуцільнення нафтогазонасичених пластів, багатостадійного термобаричного впливу на пласт, створення нерівноважного напружено-деформованого стану в масиві привийної зони пласта. Їх застосування в декілька разів збільшує дебіт нафти і можливе у законсервованих свердловинах.

Розробка нафтогазових родовищ з низькопроникними колекторами (НПК), вимагає застосування сучасних технологій, у тому числі, з використанням горизонтальних свердловин. Низька, в ряді випадків, ефективність використовуваних технологій розробки пов'язана з недостатньо повним врахуванням геолого-промислових особливостей цих об'єктів розробки і складних техногенних процесів, що протікають в продуктивних пластах. Це призводить до істотної розбіжності фактичних і проектних показників ефективності застосовуваних технологій, вибору нерациональних режимів роботи свердловин, у тому числі значень депресії вище критичних, що, в кінцевому підсумку, викликає зниження рівнів видобутку вуглеводнів.

Для підвищення дебіту свердловин, які експлуатують низькопроникні колектори, найбільш часто застосовуються технології закачування кислот у продуктивні пласти. Хімічний склад реагентів, що використовуються при цьому різноманітний: від водних розчинів соляної кислоти різної концентрації (5 – 28%) до багатокомпонентних композицій. Технологічно виділяються методи із закачуванням кислотного складу без перевищення тиску гідророзриву пласта (ГРП) та кислотний ГРП (КГРП). Вибір конкретної технології залежить від початкових ФСВ об'єкта розробки, ступеня їх зміни в процесі закачування кислот у свердловини та подальшого видобутку вуглеводнів. Не врахування ФСВ може призвести до відсутності позитивного результату, а також псування обладнання. Технологія КГРП в низькопроникних колекторах спрямована на формування гідравлічних тріщин, на значній відстані від стовбура свердловини (або розкриття мережі природних тріщин), високої провідності і збереження їх у часі. Взаємодія компонентів кислот з породою при КГРП відбувається при їх прокачуванні через утворені тріщини. Негативним впливом кислоти є зниження міцнісних властивостей породи. Цьому явищу необхідно приділяти особливу увагу, так як дія значних горизонтальних напруг, може призвести до змінання виступів у місцях дотику двох протилежних стінок тріщин і зниженню провідності гідравлічної тріщини. У зв'язку з цим слід оцінювати провідність тріщин, створених із застосуванням різних технологій ГРП в лабораторних умовах [20].

Гідророзрив пласта – стандартна технологія стимуляції, яка використовується для видобутку газу та нафти і дозволяє значно й швидко наростити обсяг видобутку за мінімальних витрат зі виснажених родовищ та родовищ запаси яких віднесено до категорії важковидобувних. Саме тому потрібно збільшувати заходи інтенсифікації і швидко надолужувати багаторічне відставання від більш розвинутих видобувних галузей інших країн. Наприклад, щоб наростити власний видобуток, в Росії на рік роблять 13000 операцій ГРП, в США – до 20000, в Канаді – 5000 операцій на рік. Так, протягом 2016 року найбільшій нафтовидобувній компанії України ПАТ "Укрнафта", завдяки вдало виконаним операціям кислотного гідророзриву пласта в різних нафтопромислових регіонах, вдалось додатково видобути практично 4 тис. т нафти та 3 млн м³ природного газу. При загальній вартості інтенсифікаційних робіт понад 4 млн грн, ефект від даних операцій стимулювання видобутку триватиме не один рік.

З метою збільшення видобутку газу в 2016 році та подальшому нарощуванні його видобутку у 2017 році найбільша в Україні газовидобувна компанія ПАТ "Укргазвидобування" провела тендер на виконання операцій з ГРП в Полтавському нафтогазопромисловому регіоні. Родовища де виконуються операції ГРП розташовані в східній частині України недалеко від міста Полтава, продуктивні поклади знаходяться на глибині від 2800 м до 5000 м. На цій території знаходиться велика кількість газових і газоконденсатних родовищ, і відстань між ними становить не більше 250 км.

Враховуючи значну кількість інтенсифікаційних робіт, а саме сто операцій, загальна вартість даного проекту склала понад 373 млн грн. За результатами аукціону виконавцями робіт стали дві організації, це румунська компанія "Tascom Services S.R.L." та державна білоруська компанія "Белоруснефть". Як стверджує голова правління ПАТ "Укргазвидобування" Олег Прохоренко, завдяки ефекту масштабу вдалось значно зменшити (понад 31 %) вартість інтенсифікаційних робіт. Якщо раніше в Україні закуповували одиничні операції, й супутні витрати на ввезення-вивезення техніки були високими, тому й ціна, відповідно, не могла бути низькою. Відтепер же в Україні постійно буде присутнім сучасний техніко-технологічний комплекс для проведення ГРП з кваліфікованою командою фахівців, а тому користь від даної організації інтенсифікаційних робіт відчує не лише саме "Укргазвидобування", а й інші українські видобувники. Це однозначно позитивно відобразиться на загальних обсягах видобутку вуглеводнів в Україні, що буде ще одним кроком до енергонезалежності нашої держави.

На залученні обладнання та компетенцій світових технологічних лідерів, таких як "Tascom Services", "Белоруснефть", "Halliburton", "Weatherford" та інших, компанія ПАТ "Укргазвидобування" не зупинилась. Так, протягом останніх років було успішно проведено модернізацію та реанімацію обладнання для стимуляції і проведення ГРП, успішно проведено перші операції гідророзриву пласта. Так звана «суха» свердловина, що після буріння не давала газу, в результаті проведення операції стимуляції, дала обсяг газу 48 тис м³ на добу. Комплектом обладнання, який зараз компанія використовує для цих ГРП, в 2000-х роках було проведено біля ста операцій, але через низьку кваліфікацію спеціалістів та низьку якість робочих матеріалів, коефіцієнт успішності тоді склав біля 30%, при існуючих в індустрії 70%. Після 3 років повного простою, "Укргазвидобування" відремонтувала та доукомплектувала комплекс ГРП сучасним обладнанням. Також, компанія застосувала сучасні матеріали, впровадила передові методи підготовки (вода очищалася до нижнього рівня, було протестовано більше 500 рецептур розчину) та залучила кращу у Східній Європі команду кваліфікованих іноземних фахівців з сумарною кількістю проведених операцій стимуляції більше семи тисяч, що в комплексі, дозволило досягти успіху на рівні не гірше ніж у міжнародних спеціалізованих компаній.

Проблеми видобутку газу в Україні пов'язані з тим, що більше 15 % запасів газу за критеріями рівня виснаження запасів, колекторських характеристик порід, також належать до категорії важковидобувних. Вони приурочені до низькопроникних колекторів, багатопластових покладів з високою літологічною неоднорідністю, як за площею, так і за товщиною продуктивних розривів. З цієї точки зору практично всі запаси родовищ природного газу Прикарпаття є важковидобувні, їх розробка потребує застосування специфічних, наукоємних і високовитратних технологій та обладнання [21].

У роботі [22] зазначається, що ситуацію із значним збільшенням видобування газу в Україні може суттєво змінити лише відкриття одного – трьох середніх або крупних родовищ із значними запасами газу, понад 30 – 50 млрд м³. Тобто кількість відкриття малих родовищ має перейти у якість (відкриття крупного родовища), враховуючи, що ресурси газу в надрах України становлять 6700 млрд м³.

Беручи до уваги, що геологорозвідувальні роботи на нафту і газ в Україні сьогодні мають низькі темпи розвитку, рівень видобутку газу з нових родовищ, що відкриваються і вводяться в експлуатацію, не встигає компенсувати природне падіння видобутку з діючих старих та виснажених родовищ. За останні роки відкрито ряд нових газових та газоконденсатних родовищ і покладів, проте як правило, з невеликими запасами. За результатами пошуково-розвідувальних робіт за останні декілька років відкрито 2 нових родовища: Ольшичне газове родовище в Луганській області та Малокринківське газове родовище в Харківській області, також було відкрито 4 нові продуктивні поклади на 4 родовищах, що знаходяться в розвідці або розробці [23].

Як для нафтових так і для газових родовищ окремою актуальною проблемою є економічно обґрунтований вибір свердловин для проведення інтенсифікаційних робіт. Аналіз стану видобутку нафти і газу на багатьох родовищах свідчить, що однією з основних причин зниження видобутку вуглеводнів є погіршення колекторських властивостей порід у привибійній зоні в процесі розкриття пластів та їх розробки [24]. В процесі буріння та освоєння свердловин погіршується фільтраційна характеристика привибійної зони пласта, що обумовлено проникненням у пласт фільтрату і твердої фази промивальної рідини. Залежно від конкретних умов буріння фільтрати бурових розчинів можуть проникати в продуктивні пласти на глибину в середньому до 1,5 м, а інколи і більше. При цьому вода або фільтрат бурового розчину відтісняють нафту з привибійної зони вглиб пласта, зумовлюючи зниження проникності колектора на 50 % і більше відсотків. Недосконалість методів освоєння та експлуатації свердловин призводить до занижених показників їх експлуатації, у результаті чого свердловини часто перебувають у бездії, хоча їх потенціал далеко не вичерпано [25].

Рациональне використання видобувних свердловин роками регламентувалось технологічними показниками – встановленням відповідних нормативних значень коефіцієнтів використання і експлуатації фонду свердловин, часом перебування свердловин в експлуатації, облаштуванні, бездії, консервації і все це здійснювалось без належного зв'язку з економічними показниками. У ринкових умовах господарювання тільки цих нормативів явно недостатньо. Необхідно постійно проводити моніторинг роботи кожної свердловини, визначати групи нерентабельних свердловин по родовищу та їхній вплив на фінансовий стан підприємства. Все це необхідне для прийняття обґрунтованих рішень, як з точки зору ефективного використання фонду свердловин, так і управління нафтогазовидобувними підприємствами загалом.

В останні роки експлуатаційний фонд свердловин нафтогазовидобувних підприємств України має тенденцію до зменшення, наприклад, по ПАТ «Укрнафта» у 2016 р. відбулося зменшення фонду свердловин на 17 % відносно рівня 2008 р. Основними причинами такої тенденції є перевід частини діючих свердловин в інші категорії і консервацію через їх нерентабельність. В той же час зупинка значної частини фонду свердловин порушує вимоги і принципи раціональної розробки покладів і призводить до невироблення частини запасів вуглеводневої сировини. У таких умовах особливо важливою є економічна оцінка результатів експлуатації свердловин, адже рентабельність експлуатації свердловин може змінюватись впродовж одного-двох місяців у зв'язку із коливанням цін на нафту, збільшенням цін на матеріально-технічні ресурси, що використовуються у процесах розробки родовищ, погіршенням умов експлуатації свердловин тощо. Тому одним із важливих завдань є визначення рівня рентабельності та економічної доцільності продовження експлуатації конкретних видобувних свердловин.

На сьогоднішній день в Україні знаходиться на низькому рівні використання створених українською нафтогазовою наукою технологій й технічні засоби для розвідки й розробки родовищ, максимального вилучення сировини з малодебітних свердловин, підвищення нафто- і газовіддачі пластів. Також, Україна суттєво відстає від інших європейських країн за показниками інноваційної діяльності. За умов безпрецедентної кризи, завищеного й непередбачуваного оподаткування суб'єкти господарювання майже не вкладають кошти в розвиток. Наслідком цього інвестиції в основний капітал на тонну видобутої нафти в Україні в 2 – 4 рази менші, аніж у країнах Європи. Щоб стабілізувати, а в майбутньому — збільшити видобуток вуглеводнів, українській владі слід створити максимально сприятливі умови для залучення інвестицій у розвідку, розробку й промисловий видобуток вуглеводнів, які б виключали постійне змінення "правил гри", забезпечували прозорість встановлених правил і процедур, надійно гарантували повернення вкладених коштів та отримання прибутку. Для цього необхідно:

- лібералізувати внутрішній ринок, має бути скасовано субсидування окремих його учасників. Видобувним компаніям не повинні висувати вимоги щодо постачання енергоносіїв тим чи іншим категоріям споживачів або за неринковою ціною;
- змінити існуючу базу оподаткування (сьогодні — це вартість видобутих вуглеводнів, яка визначається за спеціальними правилами), що перешкоджає конкуренції та робить нерентабельною діяльність суб'єктів господарювання, що розробляють менш цінні запаси (важковидобувні);
- переглянути державну політику у сфері освоєння родовищ у напрямку створення прозорих, зрозумілих та однакових для всіх "правил гри", зняття бюрократичних бар'єрів, реалізації ліцензій на відкритих аукціонах, захисту прав власності на видобуті ресурси, забезпечення державного контролю над використанням ліцензійних ділянок інвесторами;
- диференціювати рентні платежі залежно від складності умов видобутку й виснаженості родовищ, чітко встановити терміни й визначення в цій сфері, конкретизувати податковий механізм стимулювання розробки важковидобувних вуглеводнів, затвердивши Порядок визначення додаткових обсягів вуглеводневої сировини;
- стимулювати інтенсифікацію геологорозвідувальних робіт (ГРР), шляхом забезпечення можливості отримання доходів від таких робіт через продаж прав на розвідані родовища без додаткових погоджень; надати можливість списання затрат на ГРР, що не дали результатів, на зменшення прибутку, надати право на інвестиційні податкові кредити компаніям, що ведуть ГРР на свій ризик;
- забезпечити рівний і недискримінаційний доступ видобувних підприємств до трубопровідних систем і сховищ, забезпечити поділ функцій розподілу й постачання газу в регіональних підприємствах із газопостачання та газифікації;
- визначити основними напрямками діяльності видобувних підприємств, а саме:
- підвищення ефективності буріння свердловин та вдосконалення систем розробки родовищ шляхом оновлення парку бурових верстатів, міжнародної сертифікації обладнання та персоналу;
- інтенсифікувати видобуток вуглеводнів завдяки впровадженню сучасних технологій гідророзриву, використання колтубінгових технологій, розроблення родовищ похило-спрямованими й горизонтальними свердловинами;
- прискорити освоєння покладів шляхом дотримання такого порядку робіт – об'ємна сейсмічна розвідка, створення та постійне коригування геолого-технологічної моделі родовища, інтенсивне розбурювання із застосуванням методів підвищення нафтогазовіддачі;
- будівництво нових і реконструкція існуючих дотискних компресорних станцій;
- створити сприятливі фінансово-економічні умови для підприємств, що планують

видобуток нетрадиційних вуглеводнів (важковидобувних запасів) – врахувати особливості робіт, необхідних для ефективного й безпечного освоєння нетрадиційних вуглеводнів, у Правилах розробки родовищ нафти й газу [26].

Протягом багатьох років видобування мінеральної сировини здійснювалося з багатих і доступних родовищ. Всезростаючий дефіцит корисних копалин вже сьогодні змушує вводити у розробку родовища зі складними гірничо-геологічними умовами. Традиційні способи видобування корисних копалин вже найближчим часом не зможуть забезпечити мінеральними і паливними ресурсами необхідний рівень промислового розвитку держави. У такій ситуації збільшення обсягу видобутку мінеральної сировини з одночасним підвищенням ефективності розробки та вирішенням екологічних проблем вимагає пошуку принципово нових шляхів розвитку технологій.

Висновки. Отже, сьогодні можна стверджувати, що світові потреби в енергії мають тенденцію до зростання, збільшуючись щорічно в середньому на 1,4 %. Основними ж чинниками, які впливають на величину енергетичних потреб є зростання чисельності і добробуту населення. Домінуючу роль в паливно-енергетичному балансі відіграватимуть викопні види палива, які сягатимуть 80 % від світового обсягу споживання енергії в майбутньому. Тому, за сучасних умов завдання стабілізації і нарощування видобування нафти і газу та забезпечення на цій основі потреб української держави в енергоносіях є надзвичайно важливим. Науково-технічні рішення по збільшенню поточного видобування вуглеводнів в Україні, шляхом залучення до розробки родовищ вуглеводнів, запаси яких відносяться до категорії важковидобувних можуть забезпечити суттєве зростання власного нафтогазовидобування.

Загалом, головними напрямками зростання видобутку вуглеводнів в Україні, поряд із збільшенням обсягів геологорозвідувального і експлуатаційного буріння, відкриттям і введенням у розробку нових родовищ, розширенням буріння на шельфі Чорного та Азовського морів, є удосконалення існуючих систем розробки наявних родовищ шляхом активного впровадження методів інтенсифікації та підвищення нафтогазовилучення із продуктивних пластів.

Також, одним із важливих факторів збільшення видобутку вуглеводнів в Україні є регулююча роль держави, тобто реалізація гнучкої державної політики у законодавчій, виконавчій та податковій сферах, що дозволить зберегти баланс інтересів держави та надрокористувача, оскільки не раціональна робота Державної служби надр та геології, створення бюрократичних бар'єрів для отримання ліцензій та спецдозволів здатна заблокувати діяльність видобувних компаній. Існуюча реалізація регуляторної функції держави може призвести до примусової зупинки видобувних свердловин, внаслідок чого втрати вуглеводнів будуть безповоротними, а враховуючи втрати державного бюджету у зв'язку з недоотриманням рентних платежів, наслідком такої діяльності це буде крок назад на шляху до енергонезалежності України.

Сьогодні питання національної енергетичної безпеки стоїть дуже гостро, тому використання найсучасніших технологій, залучення обладнання та компетенції світових технологічних лідерів, лібералізація внутрішнього енергоринку, диференціація рентних платежів, стимулювання геологорозвідувальних робіт, ринковий механізм доступу видобувних компаній до трубопровідних систем та сховищ – все це в комплексі дасть змогу наростити власний видобуток вуглеводнів в Україні.

Література

1. Крижанівський Є. І. Вектори незалежності [Текст] / Є. І. Крижанівський. – Галичина. – № 163-164 від 31 жовтня 2013 р. – С. 1 – 9.
2. Ганущак О.М. Визначення граничних меж можливості та доцільності подальшої експлуатації свердловин [Текст] / О.М. Ганущак, Т.А. Бабій // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – №2. – С.24-26.
3. Фінансові аспекти інноваційного розвитку нафтогазового комплексу України [Текст]: монографія / Л. Т. Гораль, І. Г. Фадєєва та ін. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2016. – 325 с.
4. Гилязов Т.Ф. Методологические подходы к решению организационно-экономических проблем повышения нефтеотдачи пластов на предприятиях нефтедобывающего комплекса [Текст]: дис. канд. экон. наук: 08.00.05 / Гилязов Тимур Филаритович. – Москва, 2010. – 153 с.
5. Оцінка ефективності інвестицій у розвідку і розробку нафтових родовищ [Текст]: монографія / Я.С. Витвицький, У.Я. Витвицька, І.М. Метошоп, І.Р. Михайлів. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2006. – 248 с.
6. Іванченко І.М. Аналіз ефективності методів інтенсифікації видобутку нафти на нафтових родовищах України [Текст] / І.М. Іванченко // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2012. – №4. – С.71-77.
7. British Petroleum: Fossil fuels to remain 'dominant form of energy' through 2035 / by Oil&Gas Journal editors // Oil&Gas Journal. – 2016. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.ogj.com/articles/2016/02/bp-fossil-fuels-remain-dominant-form-of-energy-through-2035.html> (Дата звернення 03.04.2017 р.)
8. Розвиток газового сектору України в контексті Євроінтерації // Центр Разумкова. – 2014. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.razumkov.org.ua/upload/1392037862_file.pdf
9. Гришаненко В. П. Наукові основи вдосконалення систем розробки родовищ нафти і газу / В. П. Гришаненко, Ю. О. Зарубін, В. М. Дорошенко, М. В. Гунда, В. Й. Прокопів та ін. – К. : ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України", 2014. – 456 с.

10. Єгер Д. О. Підвищення вуглеводневилучення із покладів упорядкованою дією на привибійну зону пласта [Текст]: дис. докт. техн. наук: 05.15.06 / Єгер Дмитро Олександрович. – Івано-Франківськ, 2003. – 350 с.
11. Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи [Текст] / За заг. ред. д.т.н В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
12. Причини залишення нафти і способи збільшення коефіцієнтів нафтовилучення / В. С. Бойко, І. М. Драган // Мир науки и инноваций. – Івано-Франківськ: Научний мир. – 2015. – Випуск 1. Том 4. – С. 27 – 29.
13. Дорошенко В.М. Напрямки вирішення проблем розробки виснажених родовищ нафти і газу / В.М. Дорошенко, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін, Р.М. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 4 (25). – С. 17 – 19.
14. Петрунчак І.М. Організаційно-економічний механізм освоєння залишкових запасів вуглеводнів нафтогазовидобувними підприємствами / І.М. Петрунчак, О.М. Ганущак // Нафтогазова галузь України. – 2015. – №5. – С. 10 – 12.
15. Лукин А.Е. Литодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах / А. Е. Лукин. – К.: Наук. думка, 1997. – 225 с.
16. Куудинов В.И. Совершенствование тепловых методов месторождений высоковязких нефтей / В.И. Куудинов – М.: Нефть и газ, 1996. – 284 с.
17. Малофеев В.В. Зависимость размещения горизонтальных и вертикальных скважин от геолого-физических особенностей месторождения при разработке высоковязких нефтей методом SAGD / В.В. Малофеев // Учение записки АГНИ. – Альметьевск: АГНИ, 2010. – Том VII. – С. 73 – 76.
18. Бурже Ж.П. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж.П. Бурже, М. Сурио, М. Комбарну. – М.: Недра, 1988. – 424 с.
19. Современные технологи добычи природных битумов и високов'язких нефтей: Учебнок пособие / Ю.А. Гуторов, И.Х. Гимаев. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 92 с.
20. Чертенков М. В. Физическое моделирование процессов интенсификации добычи из низкопроницаемых карбонатных коллекторов / М. В. Чертенков, А. А. Алероев, И. Б. Иванишин, И. В. Язынина, Е. В. Шеляго // Нефтяное хозяйство. – Випуск 1105. – 2015. – С. 90 – 92.
21. Енергетична стратегія України на період до 2030 року [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/signal/kr06145a.doc> (Дата звернення 03.04.2017 р.)
22. Рибчич І. І. Стан видобутку газу, конденсату і нафти на родовищах ДК "Укргазвидобування" і перспективи його нарощування в майбутньому / І. І. Рибчич, В. М. Бенько, В. І. Олексюк, А. В. Лизанець, І. І. Борисовець // Нафта і газ України: Зб. наук. пр. / Матеріали 6-ї Міжнар. наук.-практ. конф. "Нафта і газ України – 2000". – Івано-Франківськ, 2000. – Т. 1. – С. 29–38.
23. Купер І. М. Деякі напрямки стабілізації видобутку нафти в Україні // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – №3(56). – С. 7-10.
24. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам [Текст] / С.И. Иванов. – М.: Недра, 2006. – 565 с.
25. Гринберг П.Б. Большие резервы малодобитных скважин. Как экономно извлечь их [Текст] / П. Гринберг, В. Совпель // Нефть и газ Сибири. – 2010. – №1. – С.36-37.
26. Рябцев Г. Л. Державна політика у сфері нафтогазовидобутку в Україні: основні проблеми та шляхи їхнього вирішення / Г. Л. Рябцев // Інвестиції: практика та досвід. – 2015. – №9. – С.83-86.

Стаття надійшла до редакції 25.04.17р.

Рекомендовано до друку д.е.н., проф. **Витвицьким Я. С.**

УДК 338.27:622.691.4

ОПТИМІЗАЦІЯ ФАКТОРІВ ВНУТРІШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА ГАЗОТРАНСПОРТНИХ ПІДПРИЄМСТВ НА ОСНОВІ МОДЕЛІ MCKINSEY 7S ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ МЕТОДУ НЕЧІТКИХ МНОЖИН

І. Б. Запхляк

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.,
e-mail: boyko.ivanna@rambler.ru*

Анотація. В статті здійснено комплексне наукове обґрунтування застосування моделі McKinsey 7S в процесі структуризації внутрішнього середовища газотранспортних підприємств з врахуванням техніко-технологічних та організаційно-економічних особливостей їх функціонування. Сформовано етапи оцінювання елементів внутрішнього середовища підприємств з позиції їх готовності до змін. Обґрунтовано доцільність та необхідність використання теорії нечіткої логіки в процесі оптимізації факторів внутрішнього середовища газотранспортних