

ЕКОНОМІКА НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ

УДК 338.45:622.323

АНАЛІЗ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦІАЛУ ТА ЕКОНОМІЧНИХ ПРОБЛЕМ НАФТОВИДОБУВАННЯ В УКРАЇНІ ІЗ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ, ЗАПАСИ ЯКИХ ВІДНОСЯТЬСЯ ДО КАТЕГОРІЇ ВАЖКОВИДОБУВНИХ

Витвицький Я. С., Пілка М. С.

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел (03422) 42308,
НДПІ ПАТ «Укрнафта», 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар 2, тел (099) 3220742,
e-mail: 89muk@ukr.net*

Анотація. Здійснено аналіз можливостей нарощування власного нафтовидобування в Україні з використання ресурсного потенціалу родовищ вуглеводнів, запаси яких відносяться до категорії важковидобувних. Подано критерії, за якими окремі поклади відносяться до важковидобувних, встановлена структура важковидобувних запасів, описані особливості розробки. Розглянуто економічні проблеми при розробці важковидобувних запасів нафти та шляхи їх подолання.

Ключові слова: ресурси, важковидобувні запаси нафти, особливості розробки, економічні проблеми, спільне інвестування.

Аннотация. Осуществлен анализ возможностей наращивания собственной нефтедобычи в Украине с использованием ресурсного потенциала месторождений углеводородов, запасы которых относятся к категории трудноизвлекаемых. Подано критерии, по которым отдельные залежи нефтяных месторождений относятся к категории трудноизвлекаемых, установлена структура трудноизвлекаемых запасов, описаны особенности их разработки. Рассмотрены экономические проблемы при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти и пути их преодоления.

Ключевые слова: ресурсы, труднодобываемые запасы нефти, особенности разработки, экономические проблемы, совместное инвестирование.

Annotation. The analysis of possibilities of increasing the recovery of oil in Ukraine by using potential resources of fields with hard-recoverable stocks has been carried out. The criteria for identifying individual deposits as hard-recoverable oil, structure of hard-recoverable stocks, development features have been presented. Economic problems in developing hardrecoverable stocks of oil and ways to overcome them have been considered.

Keywords: resources, hardrecoverable stocks of oil, feature development, economic problems, joint investment

Вступ. Нафта, газ і продукти їх переробки мають сьогодні велике значення для функціонування економіки і життя населення України і зберігатимуть його у найближчій перспективі. Тим часом, за наявності значних запасів вуглеводнів, сьогодні Україні вже не вдається навіть зберігати щорічний обсяг видобутку нафти на сталому рівні, який в останні роки поступово скорочувався від 4 млн т нафти з конденсатом в 2009 році до 2,7 млн т у 2014 році. Тому оцінка вуглеводневого потенціалу надр (ВПН) і видобуток власної вуглеводневої сировини – це для України стратегічно важливе завдання.

Аналіз досліджень і публікацій по проблемі. Проблеми дослідження ресурсного забезпечення нафтогазовидобувної галузі України присвятили свої роботи значна кількість науковців [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7]. Геологорозвідувальні роботи із пошуків родовищ нафти і газу та видобуток вуглеводневої сировини в Україні здійснюється у трьох регіонах: Східному (Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) і Донбас), Західному (Волино-Подільська плита, Передкарпаття, а також Карпати і Закарпаття) і Південному (Переддобруддя, Причорномор'я, Крим та відповідні сектори акваторій Чорного та Азовського морів) [8, 9].

Проте, у структурі запасів вуглеводнів постійно збільшується частка важковидобувних запасів, освоєння яких в сучасних економічних умовах пов'язане із значними інвестиціями. Тому розробка родовищ із важковидобувними запасами нафти здійснюється низькими темпами і, як свідчить досвід, кінцева нафтовіддача продуктивних пластів цих родовищ не перевищує 30 % від початкових балансових їх запасів [10]. Обсяг таких запасів за останній 30-річний період в Україні збільшився майже втричі та перевищив 68 % від загальних запасів [11]. В Україні це, насамперед, запаси нафти у малопрониклих колекторах, залишкові запаси вуглеводнів, які формуються на пізній стадії розробки родовища, високообводнені поклади, важка високов'язка нафта і бітуми. Усе це важливі напрями освоєння ВПН у сучасних умовах, яке сьогодні успішно реалізують у

США і Канаді. Для України освоєння таких запасів також є вкрай актуальним, хоча сьогодні їм не приділяють належної уваги.

Результати дослідження. Критерії, за якими категорія запасів визначається як важковидобувні, окреслені у постанові КМ України від 7 листопада 2013 року №838 [12]. Такими визнаються ділянки, вилучення запасів вуглеводневої сировини з яких ускладнене наявністю хоча б одного із таких критеріїв:

- нафти покладів відносяться до категорії високов'язких (з динамічною в'язкістю в пластових умовах понад 30 мПа·с);
- колектори відповідних ділянок надр, у яких розміщені запаси вуглеводневої сировини, є низькопроникними (менше 0,05 мкм² для нафти і менше 0,02 мкм² для природного газу);
- запаси нафти локалізовані у нафтових облямівках і підгазових зонах нафтогазоконденсатних родовищ з висотою нафтового покладу менш як 30 метрів і шириною не більш як 200 метрів;
- ступінь вироблення початкових видобувних запасів нафти становить понад 80 %, природного газу - понад 85 %;
- середня обводненість продукції нафтових покладів становить понад 80 % за умови вилучення понад 60 % початкових видобувних запасів;
- у покладах газу з активним водонапірним режимом вилучено понад 40 % початкових балансових запасів газу;
- у газоконденсатних покладах з початковим вмістом конденсату в пластовому газі понад 200 г/куб. метр вилучено понад 40 % початкових балансових запасів газу;
- газоконденсатні поклади з початковими балансовими запасами газу становлять менше 0,5 млрд м³;
- родовища розташовані у морських акваторіях.

Якісну характеристику та структуру важковидобувних запасів нафти в Україні зображено на рис. 1 (сформовано авторами на основі даних [13]).

Важковидобувні запаси

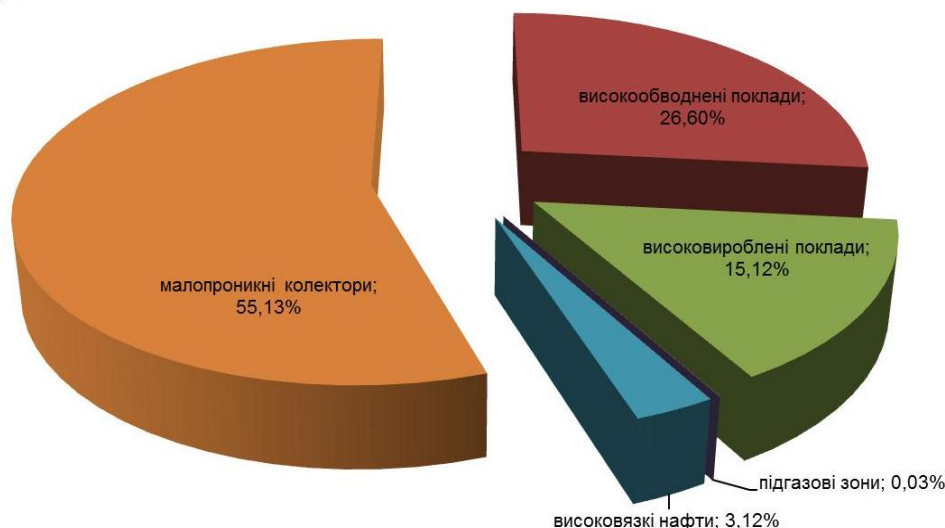


Рисунок 1 – Якісна характеристика та структура важко видобувних запасів нафти в Україні

Особливістю будови продуктивних пластів більшості родовищ нафти і газу України є значне поширення низькопроникних колекторів з підвищеним вмістом глинистої складової, які вміщують значні запаси нафти. Низькопроникні колектори характеризуються складними техногенними процесами у процесі розробки внаслідок зміни фільтраційно-емісійних властивостей (ФСВ), як по площі так і розрізу продуктивної товщі.

Розробка нафтових 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 нафти.

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 ФЄВ об'єкта розробки, ступеня їх зміни в процесі закачування кислот у свердловини та подальшого видобутку вуглеводнів. Не врахування ФЄВ 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 гідравлічні тріщини. Негативним впливом кислоти є зниження міцнісних властивостей породи. Цьому явищу необхідно приділяти особливу увагу, оскільки дія значних горизонтальних напружень, може призвести до зминання 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 [14].

Також, аналіз стану видобутку нафти на багатьох родовищах України свідчить, що однією з основних причин зниження видобутку вуглеводнів є погіршення колекторських властивостей порід у привибійній зоні в процесі розкриття пластів та їх розробки. Численні вітчизняні та зарубіжні дослідження, виробничий і промисловий досвід свідчать, що 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. Недосконалість методів освоєння та експлуатації таких свердловин призводить до занижених показників їх експлуатації, у результаті чого свердловини часто перебувають у бездії, хоча їх потенціал далеко не вичерпано [15].

Окрім цього, протягом тривалого періоду експлуатації свердловин також відбувається погіршення колекторських властивостей привибійної зони пласта у вигляді забруднення сольовими розчинами, відкладами асфальто-смолисто-парафінових речовин внаслідок термохімічних реакцій, змикання тріщин і т.п. Залишкові запаси таких пластів та покладів теж здебільшого відносяться до важковидобувних.

Практично більшість великих нафтових родовищ України знаходяться на пізній стадії експлуатації, характеризуються значним ступенем вироблення запасів високопродуктивних покладів і високою обводненістю. Запаси залишкової нафти у виснажених пластах величезні. Вони являють собою також значний резерв нафтовидобувної промисловості. Підвищення коефіцієнта нафтовіддачі пласта із середніми запасами до 0,7 – 0,8 рівносильне відкриттю нових родовищ.

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 вміщуючих 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 запомповуваної і пластової вод із природною нафтою і пластом-колектором відбуваються різні зміни природних властивостей нафти і пласта. Форма і розподіл залишкових запасів нафти залежать від комплексу природних і штучних факторів, які визначають і кінцевий коефіцієнт нафтовилучення, а саме: в'язкість нафти, колекторські властивості, початковий стан нафти і газу, режим розробки покладу, густина сітки свердловин та ін. [16].

Стабілізації видобування нафти і газу для покладів, що знаходяться на пізній стадії розробки, можна досягнути широким 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 [17].

Ще одна категорія важковидобувних запасів нафти пов'язана із запасами високов'язких нафт. Важка високов'язка нафта і бітуми (мальти, асфальти, асфальтити тощо) серед нетрадиційних (додаткових) джерел вуглеводнів займають особливе місце, що зумовлено, по-перше, їхньою генетичною і геохімічною спорідненістю з «нормальною» нафтою, а по-друге, колосальними ресурсами. Нагадаємо, що їхні сумарні геологічні запаси лише в Західній Канаді (Атабаска, Вабаска, Піс-Рівер) і бітумоносному поясі Оріноко перевищують 500 млрд т. В Україні існували всі геологічні і гідрогеологічні передумови для формування великих промислових скупчень важкої нафти, мальт і асфальтів. Але ступінь їхньої розвіданості, за винятком озокеритових покладів Передкарпатського прогину, дуже низький. Скупчення важкої високов'язкої нафти і бітумів у ДДЗ, а також у Передобруджі і на Керченському півострові були відкриті під час пошуків нафти і газу. Великі поклади важкої високов'язкої нафти і мальти відкрито на Яблунівському газоконденсатному (у потужних алювіальних пісковицях башкирського і московського ярусів), Бугруватівському нафтовому (у верхньовізейських прибережно-морських пісковицях), 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 найцікавішими з цього погляду 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 [18].

Доречно підкреслити, що завдяки особливостям генези і умовам залягання, технологія видобування важкої нафти і бітумів та отримання з них вуглеводнів – це, на відміну від інших додаткових джерел вуглеводневої сировини, не справа майбутнього. Сьогодні існує система апробованих технологічних методів, саме завдяки яким Канада вийшла на одне з провідних місць у світі за видобутком нафти. Успішне освоєння природних бітумів дозволило також суттєво переоцінити її загальний ВПН. Сьогодні за доведеними запасами нафти Канада займає друге (після Саудівської Аравії), а газу – четверте (після Росії, Ірану, США) місце у світі [2]. В останні роки і в Росії приділяють дуже велику увагу освоєнню цього джерела вуглеводнів.

Враховуючи великі прогнозні ресурси важкої нафти і природних бітумів в Україні, а також хоча й обмежений, але досить позитивний вітчизняний досвід їхнього розроблення, цей напрям освоєння ВПН треба віднести до пріоритетних. Необхідно інтенсифікувати отримання синтетичних вуглеводнів із виявлених покладів цих нафтидів на розроблюваних нафтових і газоконденсатних родовищах (Яблунівське, Бугруватівське, Скоробагатьківське, Решетняківське, Свидницько-Коханівське та ін.), запровадити розроблення родовищ важкої високов'язкої нафти і бітумів (Бахмацьке, Тванське, Холмське в північно-західній частині ДДЗ), а, головне, розпочати пошуки і розвідувальні роботи щодо покладів важкої нафти і природних бітумів у межах зазначених зон з перспективами відкриття їхніх значних запасів на невеликих глибинах [1].

Що стосується економічних проблем нафтовидобування, то провідною компанією нафтогазового комплексу України ПАТ "Укрнафта" (69,1 % видобутку нафти з конденсатом та 10,6 % газу) виявлено дві негативні тенденції у цій галузі. Це відставання темпів відтворення мінерально-сировинної бази від темпів видобування вуглеводнів і перехід більшості високопродуктивних родовищ у завершальну стадію розробки, яка характеризується прогресуючим виснаженням пластової енергії, обводненням свердловин та зростанням частки важковидобувних запасів.

У таких умовах одним із напрямів стабілізації та нарощування видобутку нафти є впровадження методів підвищення нафтовилучення. На даний час на родовищах України, у т. ч. й ПАТ "Укрнафта", серед великого арсеналу відомих методів [19, 20] застосовують в основному заводнення, яке поступово, із переходом переважної більшості нафтових родовищ на пізню стадію, втрачає свою ефективність [21]. Також, воно призводить до передчасного обводнення продукції видобувних свердловин, інтенсивного зниження дебіту нафти і, як наслідок, набуття ними статусу нерентабельних [22]. Особливо це притаманне для родовищ із високов'язкими нафтами (Яблунівське та Бугруватівське родовища східного нафтогазоносного регіону, Коханівське родовище західного нафтогазоносного регіону). Якщо не вживати заходів щодо призупинення розвитку цих негативних тенденцій то за існуючих темпів видобування вже до 2020 року рентабельні запаси нафти наблизяться до вичерпання і під питанням буде не тільки подальше зростання видобування, а й збереження досягнутого рівня.

Якщо для прикладу розглянути Бугруватівське родовище, то воно характеризується високою складністю геологічної будови і умов нафтонасичення продуктивних пластів. Розробка покладів нафти тут ускладнюється блоковою геологічною будовою, значною неоднорідністю колекторських властивостей продуктивних пластів із нафтою в'язкістю 19,9 – 40 мПа·с у пластових умовах і густиною 892,1 – 898,5 кг/м³. Запаси нафти цього родовища, за проектними техніко-економічними показниками, можуть бути вилучені тільки за умови використання сучасних методів підвищення нафтовилучення.

Важливою проблемою, що потребує особливої уваги є прогресуюче обводнення нафтогазоносних покладів. Для вирішення цієї проблеми у нафтовидобувній галузі все частіше застосовують розчини полімерів, які характеризуються високою в'язкістю, тиксотропністю, псевдопластичністю. Потреба в полімерах виправдана тим, що вони здатні впливати на реологічні властивості водних систем і утворювати гелі необхідної в'язкості. Полімерне заводнення полягає в додаванні полімеру у воду для зменшення її рухливості. Використання полімерів дає можливість значною мірою знизити проникність по водній фазі, вирівняти фронт витіснення нафти водою, продовжити безводний період експлуатації свердловин, що сприяє збільшенню повноти вилучення нафти [13].

В Україні зусиллями багатьох фахівців науки і виробництва з метою стабілізації і нарощування рівнів видобутку нафти розроблено наукові засади вдосконалення існуючих систем розробки родовищ нафти і газу, що спрямовані на підвищення техніко-економічної ефективності сучасних інноваційних технологій видобутку вуглеводнів та збільшення вуглеводневилучення в умовах погіршення структури запасів. Насамперед до них потрібно віднести:

- систему постійнодіючого моніторингу розробки родовищ на підставі гідродинамічного моделювання;
- методіку оперативної оцінки технологічної ефективності систем розробки родовищ нафти і газу та формування першочергових рекомендацій, спрямованих на їх удосконалення;
- методичні основи довгострокового прогнозування рівнів видобутку нафти та газу;

– методику локалізації невироблених зон пласта та оптимального розташування ущільнюючих свердловин;
– технології підвищення продуктивності свердловин, обмеження припливів пластових вод, ліквідації заколонних перетоків тощо.

Як вже зазначалось, нафтова промисловість України, як і більшості нафтовидобувних країн світу, пройшла період максимального обсягу видобутку, за яким неминуче настає спад. Максимальний рівень видобутку нафти з конденсатом (14,4 млн т, 1972 р.) забезпечувався введенням у розробку ряду крупних родовищ нафти і газу, розташованих у Дніпровсько-Донецькій западині. Незмінною залишилася їх роль і тепер, коли близько 20 % родовищ забезпечують 80 % видобутку вуглеводнів, а решта 80 % – лише 20 % видобутку. Спроби зменшити темпи падіння видобутку, які здійснювали насамперед шляхом збільшення обсягів експлуатаційного буріння, а також виявлення раніше пропущених інтервалів та прошарків, мали епізодичний характер і за різних причин не змогли на більш-менш значний період змінити загальний тренд кривої видобутку нафти з конденсатом. Отже, для збереження досягнутого рівня видобутку та його нарощування, саме на родовищах ДДЗ необхідно удосконалювати існуючі системи розробки. Відповідно до виконаних прогнозів, вирішення такого завдання є технічно і технологічно можливим [11].

Також, значною проблемою нафтогазової галузі України є недостатній рівень фінансування для проведення геологорозвідувальних робіт. Однак подолати хронічне недофінансування геологорозвідувальних робіт в умовах фінансової кризи найближчим часом навряд чи вдасться. Необхідно докорінно змінювати фінансування геологічної галузі за цільовим призначенням.

У таких умовах необхідно сконцентрувати обмежені ресурси на здійсненні комплексу геолого-економічних досліджень по переінтерпретації результатів геологорозвідувальних робіт нетрадиційними методами, економічній оцінці запасів і ресурсів вуглеводнів у надрах із застосуванням концепції дисконтування, теорії реальних опціонів [23], економічній оцінці проектів і варіантів розробки із застосуванням буріння похилоспрямованих свердловин з боковими стовбурами, інших сучасних технічних і технологічних рішень і, на цій основі, здійснити обґрунтування черговості введення в розробку найбільш перспективних малих родовищ. Також треба зазначити, що малі родовища можуть бути освоєні на місцевому рівні, шляхом залучення приватних інвестицій, і це буде значним резервом і допомогою в нарощуванні власного видобутку вуглеводнів.

Сьогодні, одним із напрямків залучення інвестицій є співпраця приватних компаній з державними, які володіють значною кількістю ліцензійних ділянок. Така співпраця може бути у вигляді спільної діяльності на нафтовому родовищі, яка може бути пов'язана, як з розбурюванням покладів певних горизонтів, де залягають важковидобувні запаси нафти, так і з бурінням додаткових свердловин на інші, наприклад, глибоко-залягаючі поклади. Також, програмою спільної діяльності може передбачатись буріння горизонтальних свердловин.

Внаслідок реалізації договору про спільну діяльність державна компанія отримує ряд позитивних результатів, серед яких основними є: висока економічна ефективність інвестиційної діяльності, яка досягається за рахунок використання податкових преференцій, встановлених законодавством з метою стимулювання додаткового видобутку вуглеводнів при реалізації інвестиційних проектів на родовищах з важковидобувними запасами, а також мінімізація фінансових ризиків, які лягають на приватних інвесторів.

З метою оцінки перспектив ведення робіт по розбурюванню покладів, де залягають важковидобувні запаси нафти та оцінки можливості їх виконання в межах договору про спільну діяльність необхідно особливу увагу звернути на техніко-економічні обґрунтування з використанням сучасних методів проектного аналізу.

Не менш важливим завданням, є розроблення гнучкого та зрозумілого механізму рентного оподаткування галузі з досягненням максимального балансу інтересів держави і надкористувачів та збереження економічної мотивації для них. Адже, саме рентні платежі становлять найбільшу частку податкових зобов'язань нафтогазовидобувних підприємств.

Висновки. 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 щодо збільшення поточного видобування вуглеводнів, шляхом залучення до розробки запасів родовищ вуглеводнів, які відносяться до категорії важковидобувних можуть забезпечити суттєве зростання власного нафтовидобування в Україні. Це зменшить залежність України від імпортних поставок і створить передумови для енергетичної незалежності держави та зміцнення засад вітчизняної економіки.

Нарощування власного видобутку не може бути досягнуто без вирішення низки економічних проблем, пов'язаних з оптимізацією фінансування, збільшенням обсягів та ефективності геолого-пошукових робіт, удосконаленням податкової політики та законодавчої бази в галузі, трансформації форм власності і на цій основі залучення як вітчизняних, так і зарубіжних приватних інвестицій.

Література

1. Закон України від 21 квітня 2011 року №3268-VI “Про затвердження Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року”: [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/3268-17>.

2. Лукін О.Є. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрямки його освоєння [Текст] / О.Є. Лукін // Вісник Національної Академії Наук України. – 2008. – №4. – С. 56-67.
3. Парламентські слухання: “Про стан та перспективи видобутку вуглеводнів в Україні та запровадження державної монополії на цю діяльність” [Електронний ресурс]. Офіційний сайт Верховної Ради України. – Режим доступу: http://portal.rada.gov.ua/rada/control/uk/publish/article/news_left?art_id=234771&cat_id=46666.
4. Євдошук М. І. Стан та перспективи формування ресурсної бази нафтогазовидобутку в Україні. / М. І. Євдошук // Науково-популярний журнал «Колега». – 2011. – № 1. – С. 14-18.
5. Нафта і газ України / Гол. редактор М.П. Ковалко. – К.: Наукова думка, 1997. – 363 с.
6. Вуль М.А. Сучасний стан ресурсної бази вуглеводнів у нафтогазоносних регіонах України / М.А. Вуль, В.М. Гаврилко, Б.М. Полухтович // Газ і нафта. – 2006. – №11. – С. 32-36.
7. Зейкан О. Перспективи нарощування геологорозвідувальних робіт Національною акціонерною компанією “Нафтогаз України” до 2015 року / О. Зейкан, В. Гладун, П. Чепіль, П. Максимчук // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2011. – №1-2. – С.59-61.
8. Атлас родовищ нафти і газу України // гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів: Центр Європи, 1998. – Т. II. – 924 с.
9. Атлас родовищ нафти і газу України // гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів: Центр Європи, 1999. – Т. VI. – 223 с.
10. Гнип М.П. Принципы стабилизации уровня добычи нефти на поздней стадии разработки месторождений / М.П. Гнип, В.И. Прокопів, В.М. Дорошенко // Problemy techniczne i technologiczne pozukiwania węgłowodorow a zrownowazony rozwój gospodarki. - Prace Instytutu Nafty I Gazu. - 2006. - № 137. - С. 801-808.
11. Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О., Гришаненко В.П., Прокопів В.Й., Швидкий О.А. // Основні напрями вдосконалення систем розробки родовищ та потенціал нарощування видобутку нафти в Україні / Нафтогазова галузь України. – 2013. – №2. – С. 27-30.
12. 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. – Режим доступу: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/838-2013-p>
13. Дорошенко В.М., Прокопів В.Й., Рудий М.І., Щербій Р.Б. Щодо впровадження полімерного заводнення на нафтових родовищах України // Нафтова і газова промисловість. – 2013. – №3. – С.29-32.
14. 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. – Выпуск 1105. – 2015. – С. 90-92.
15. Гринберг П.Б. Большие резервы малодебитных скважин. Как экономно извлечь их [Текст] / И. Гринберг, В. Совпель // Нефть и газ Сибири. – 2010. – №1. – С.36-37.
16. Бойко В.С., Драган І.М. Причини залишення нафти і способи збільшення коефіцієнтів нафто вилучення // Мир науки и инноваций. – Выпуск 1(1). Том 4. – Иваново: Научный мир. – 2015. – С. 27-29.
17. Іванченко І.М. Резерви видобування нафти за рахунок низькодебітних свердловин у західному регіоні України // Науковий вісник ІФНТУНГ №4(30). – 2011. – С. 51-54.
18. Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. — К.: Наук. думка, 1997. — 225 с.
19. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. д-рів техн. наук В.С.Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
20. Оганов К.О. Нові методи підвищення нафтовилучення пластів / К.О. Оганов, В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін, М.П. Ковалко. – К : Наукова думка, 2005. – 352 с.
21. Дорошенко В.М. Напрямки вирішення проблеми розробки виснажених родовищ нафти і газу / В.М. Дорошенко, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін, Р.М. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. – 2007. – № 4. – С. 108-110.
22. Дорошенко В.М. До проблеми експлуатації "нерентабельних" свердловин / В.М. Дорошенко, М.П. Гнип, В.И. Прокопів // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць. - К.: ДП «Науканафтогаз», – 2009. – С. 125-129.
23. Витвицький Я.С. Економічна оцінка гірничого капіталу нафтогазових компаній // Наукова монографія. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – 431 с.

Стаття надійшла до редакції 20.01.2016 р.
Рекомендовано до друку д.е.н., проф. **Данилюком М.О.**