

НАЦІОНАЛЬНИЙ ІНСТИТУТ СТРАТЕГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ
Регіональний філіал у м. Одесі

Стратегія освоєння енергетичного потенціалу Чорного і Азовського морів

Аналітична доповідь



Одеса - 2012

НАЦІОНАЛЬНИЙ ІНСТИТУТ СТРАТЕГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ
Регіональний філіал у м. Одесі

**Стратегія освоєння енергетичного потенціалу
Чорного і Азовського морів**

Аналітична доповідь

Одеса
«Фенікс»
2012

УДК: 620.9:622.245(262.5+262.54)
ББК

*Рекомендовано до друку рішенням засідання співробітників
Регіонального філіалу НІСД у м. Одесі, Протокол № 10 від 22 жовтня 2012 року.*

Автори:

*Волович О.О. – к.і.н., провідний науковий співробітник РФ НІСД у м. Одесі
Михайлюк О.Л. – к.е.н., провідний науковий співробітник РФ НІСД у м. Одесі*

За редакцією директора РФ НІСД у м. Одесі А.О. Филипенка

Стратегія освоєння енергетичного потенціалу Чорного і Азовського морів.
Аналітична доповідь / О.О. Волович, О.Л. Михайлюк; за ред. А.О. Филипенка. –
Одеса: Фенікс, 2012. – 70 с.

ISBN

Укр. мовою

В аналітичній доповіді представлена загальна характеристика енергетичного потенціалу українського шельфу Чорного і Азовського морів, проаналізовано стан і перспективи видобутку нафти і природного газу, проведено порівняльний аналіз діяльності чорноморських країн в освоєнні енергоносіїв на чорноморському шельфі з метою дослідження набутого ними досвіду у цій сфері і його можливого застосування Україною. У представленій аналітичній доповіді також розглянуто перспективи освоєння і використання газогідратів метану і сірководня Чорного моря, зокрема досліджено передовий досвід країн світу у видобутку метану з газогідратів і використання морського сірководню, приділено увагу екологічним ризикам, пов'язаним з освоєнням цих енергоресурсів. Кожен з п'яти розділів аналітичної доповіді завершується висновками і рекомендаціями щодо шляхів і засобів активізації освоєння енергоресурсів Чорного і Азовського морів. Аналітична доповідь містить додатки у вигляді деталізованої інформації, схем, графіків і таблиць.

Електронна версія: <http://od.niss.gov.ua/content/articles/files/energy/>

*Зміст публікації відображає позицію авторів.
За повного або часткового відтворення матеріалів даної публікації
посилання на видання обов'язкове.*

ISBN

© Волович О.О., Михайлюк О.Л., 2012
© Оформлення ПП «Фенікс», 2012

ЗМІСТ

стор.

ВСТУП	
1. Видобуток енергоносіїв на українському шельфі Чорного і Азовського морів	
2. Порівняльний аналіз освоєння континентального шельфу Чорного і Азовського морів державами регіону: досвід і перспективи співпраці для України	
3. Залучення іноземних компаній до освоєння українського шельфу	
4. Перспективи видобутку метану з газогідратів в українському секторі Чорного моря	
5. Енергетичний потенціал і екологічні ризики використання сірководню Чорного моря	

ВСТУП

Енергетика була і залишається головною стратегічною передумовою розвитку економіки, основою забезпечення усіх видів життєдіяльності суспільства. Визначення та реалізація напрямів її розвитку є пріоритетним завданням національної безпеки, політичної та енергетичної незалежності, неухильного економічного зростання.

Проблема енергетичної безпеки України на даний час надзвичайно загострилась в умовах росту цін на нафту і газ, тому питання енергозабезпечення та енергозбереження є для економіки найбільш актуальними.

Україна має такі запаси корисних копалин, які могли б її зробити не тільки незалежною державою, але й одним з найбільших експортерів газу і нафти в країні Європи.

Країна має достатньо різноманітних власних енергетичних ресурсів, які поки що використовуються не ефективно: те, що видобувається або купується за завищеною ціною витрачається в умовах енергетично неефективного виробництва. Існуючі потенційні запаси ресурсів експлуатуються низькими темпами, зважаючи на нестачу інвестицій.

Морські води концентрують величезний потенціал електричної енергії. Для створення енергетичних установок можуть бути використані енергія хвиль і течій, різниця температур водних шарів, вилучення з морської води ядерного палива - урану, використання ізотопу водню – дейтерію, що виділяється з морської води для термоядерних електростанцій тощо.

Видобуток нафти і природного газу в світовій економіці вже давно перемістився на морський шельф, країни світу активно проводять наукові дослідження у сфері використання газогідратів метану та сірководня морських глибин.

Аналітична доповідь присвячена аналізу світового і українського досвіду в дослідженні і практичній реалізації цих процесів. Аналітична доповідь підготовлена під загальною редакцією к.і.н. Филипенка А.О. Автори: к.і.н. Филипенко А.О. – вступ, к.і.н. Волович О.О. – розділи 2-4; к.е.н. Михайлюк О.Л. – розділи 1, 5, додатки.

1. Видобуток енергоносіїв на українському шельфі Чорного і Азовського морів

Власними енергоресурсами Україна забезпечує себе приблизно на 47%. При цьому, за оцінками експертів, енергоємність ВВП складає 89 кг у. п. на один долар виробленої продукції, що у 3 – 5 разів перевищує цей показник для Західної Європи. У 2011 році Україна закупила близько 40 млрд. м³ газу у Росії і близько 20 млрд. м³ видобула на власній території.

За останнє десятиріччя цей показник змінювався залежно від економічної ситуації в Україні та інших чинників від 50 млрд. м³ (у 2009 р.) до 76 млрд. м³ (у 2005 р.). Таким чином, Україна залишається одним із найбільших споживачів газу в Європі.

Майже половина (29 млрд. м³) загального обсягу споживання газу витрачається на задоволення потреб населення (18 млрд. м³) і забезпечення системи централізованого теплопостачання, включаючи бюджетні установи та комунальних споживачів (11 млрд. м³). Понад 2 млрд. м³ споживає тепло- та електроенергетика. Галузі промисловості сумарно споживають менше 40% від загального обсягу споживання природного газу – 21 млрд. м³. З них на потреби металургійної галузі припадає 7 млрд. м³, хімічної промисловості – 6 млрд. м³, інші – 9 млрд. м³.¹

Зважаючи на екстенсивний тип енергетичної політики, НАК «Нафтогаз України» продовжує пошук нових джерел енергопостачання. Експерти компанії IHS CERA² створили модель видобутку газу до 2035 року, що передбачає поетапне збільшення інвестицій в цю сферу від 1 до 10 млрд. дол. на рік. Крім інвестицій, Україна потребує і суттєвих змін до законодавства як у сфері видобутку газу, так і його реалізації на ринку, а також ліквідації бар'єрів для імпорту технологій та обладнання. Згідно з прогнозом IHS CERA, Україна в перспективі може наростити власний видобуток природного газу до 46 млрд. м³ на рік, нетрадиційного газу - до 21 млрд. м³ на рік, якщо його промислова розробка розпочнеться до 2017 року. Це дозволить повністю забезпечити потреби внутрішнього ринку.

На даний час нетрадиційний газ в Україні практично не видобувається, але ідеї щодо розробки родовищ сланцевого газу і видобутку вугільного метану планується поступово реалізовувати. IHS CERA прогнозує, що при найвищому зростанні економіки попит на газ зросте до 73 млрд. м³ у 2030 році. У разі незначного зростання економіки споживання газу до 2030 року складе 55 млрд. м³ на рік.

¹ Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. // Міністерство палива та енергетики України // mre.kmu.gov.ua

² Компанія IHS CERA (Cambridge Energy Research Associates) заснована у 1983 році і є одним з лідерів в наданні консультативних послуг у сфері енергетики. Компанія спеціалізується на розробці рекомендацій і експертних висновків для урядів і приватних компаній по всьому світу відносно ринку енергоносіїв, геополітики, тенденцій і стратегій в промисловості.

Загальна характеристика енергетичного потенціалу українського шельфу Чорного і Азовського морів

Україна має достатньо різноманітних власних енергетичних ресурсів, які поки що використовуються неефективно: те, що видобувається або купується за завищеною ціною витрачається в умовах енергетично неефективного виробництва.

Існуючі потенційні запаси ресурсів експлуатуються низькими темпами, зважаючи на нестачу інвестицій (Рис. 1).



Рис. 1. Видобуток вуглеводнів у Чорному і Азовському морях у 2011 році

Джерело: ³

Початкові потенційні ресурси вуглеводнів України в перерахунку на умовне паливо оцінюються у 9 322.7 млн. т, у т. ч. нафти з газоконденсатом 1643,4 млн. т (17,6 %) і вільного газу – 7 254.3 млрд. м³ (77,8 %). Початкові розвідані запаси вуглеводнів (категорії А+В+С₁) складають 3501.1 млн. т у. п.

Значна частина ресурсів вуглеводнів (27%) зосереджена на глибинах 5 – 7 км. 7043.5 млн. т початкових потенційних ресурсів вуглеводнів, або 75,5% від їх загальної кількості, знаходяться на суходолі, а 2279.2 млн. т (24,5%) – на шельфі Чорного й Азовського морів.

Поклади метану виявлені на глибинах 300–1000 м. У центральній глибоководній частині моря запаси оцінюють у 20–30 трлн. м³, а загалом у Чорному морі, за прогнозами геологів України і Росії, міститься 60–80 трлн. м³ цього газу. Очікувані запаси тільки в осадових породах в українській частині чорноморського дна – 7-10 трлн. м³.

Орієнтовні запаси сірководня складають 10¹² – 10¹³ м³. Лише його річний приріст оцінюється у 107–108 тонн. Вміст сірководня в придонному шарі води змінюється від 0.3 до 10–12 мг/л. У осадах дна він варіює від 25 до 240 мг/л. За існуючими даними загальна кількість сірководня в басейні Чорного моря

³ 2011 рік у цифрах // www.blackseagas.com

оцінюється у 40–50 млрд. тонн ⁴. В енергетичному відношенні (за теплою згорання) 1 м³ сірководня еквівалентний 1,49 м³ побутового газу. Собівартість видобутку метану з газогідратів у Чорному морі може становити не більше ніж 54 долари за 1 тисячу м³ палива ⁵.

Ресурсна база нафтогазовидобувної промисловості України дозволяє при її ефективному використанні стабілізувати, а в перспективі - підвищити обсяги видобутку вуглеводневої сировини ⁶.

Сумарні ресурси вуглеводнів українського сектора акваторій Чорного і Азовського морів це:

- північно-західний шельф Чорного моря;
- континентальний схил і глибоководна западина Чорного моря;
- Прикерченський шельф Чорного моря;
- акваторія Азовського моря.

Єдиною українською компанією, яка здійснює увесь комплекс робіт щодо розвідки і видобутку енергоносіїв на морському шельфі, є ДАТ «Чорноморнафтогаз». (Частково геологорозвідувальні роботи з пошуку нових родовищ вуглеводнів на Прикерченському шельфі Чорного і Азовського морів спільно з ДАТ «Чорноморнафтогаз» веде також ДК «Укргазвидобування та ВАТ «Укрнафта»). На даний час на балансі ДАТ «Чорноморнафтогаз» знаходиться 17 родовищ, з яких 11 газових, 4 газоконденсатних і 2 нафтових.

Нині ДАТ «Чорноморнафтогаз» розробляє 10 родовищ вуглеводнів на шельфі Чорного і Азовського морів - Штормове, Голицинське, Архангельське, Стрілецьке, Південно-Казантипське, Північно-Булганакське, Фонтанівське, Джанкойське, Задорненське, Семенівське. Крім того, 6 родовищ знаходяться у стадії розвідки, облаштування і консервації - Одеське, Безіменне, Суботіна, Південно-Голицинське, Шмідта, Північно-Керченське ⁷.

На підприємстві «Чорноморнафтогаз» працює 3.4 тисячі осіб. Видобуток газу у 2011 р. склав 1.06 млрд. м³. Видобуток нафти – 7343 т. Видобуток газового конденсату – 55 906 т. ⁸.

До цього часу фінансування діяльності ДАТ «Чорноморнафтогаз» залишається вкрай незадовільним. Наприклад, у 2008 році воно склало 4.8 млн. грн., у 2009 році – 7.9 млн. грн., у 2010 р – 5.3 млн. грн., в той час як вартість лише однієї розвідувальної свердловини на Суботинському родовищі становить близько 140 млн. грн. Згідно з п'ятирічним планом діяльності, ДАТ «Чорноморнафтогаз» планує в період з 2012 по 2015 розпочати видобуток нафти і газу на двох ділянках з метою довести у 2015 році видобуток газу до 1.5 млрд. м³ ⁹.

⁴ Димитров П.С., Димитров Д.П., Солаков Д.П., Зиборов А.П., Куковская Т.С. К вопросу о создании Международного консорциума для разведки и добычи глубоководных органико-минеральных осадков дна Черного моря // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2007. – 1. Киев. – С. 52-56.

⁵ Леонов В.Е., Ходаковский В.Ф., Куликова Л.Б. Состояние и перспективы добычи, переработки сероводорода Черного моря в экологически чистое топливо, химические соединения, минеральные удобрения // Стан і перспективи розвитку України як морської держави: Зб. матеріалів круглого столу (Одеса, 23 листопада 2010 р.) / Регіональний філіал НІСД / За загальною редакцією О.О. Воловича. - О.: Фенікс, 2011.).

⁶ Ресурсна база України // Державна служба геології та надр України // www.dgs.kiev.ua/

⁷ Парламентські слухання «Про стан та перспективи видобутку вуглеводнів тазавпровадження державної монополії на цю діяльність», 12 січня 2011 року // <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2386-vi>

⁸ Новая эксплуатационная скважина в Черном море // www.blackseagas.com/

⁹ Жук С. Вуглеводневі ресурси Чорного моря та їх розробка в країнах регіону // <http://nomos.com.ua/content/view/334/86/> 19.12.2010

Відповідно до Програми розвитку до 2020 року ДАТ «Чорноморнафтогаз» планує довести річний видобуток газу до 8.1 млрд. м³, нафти і конденсату – до 1.9 млн. т. Планується повністю забезпечити Крим природним газом і поставляти його у південні області України¹⁰.

Підприємство здійснює пошуково-розвідувальне та експлуатаційне буріння на шельфі Чорного та Азовського морів, використовуючи самопідйомні плавучі бурові установки (СПБУ) «Сиваш» та «Таврида», виготовлені ще у 70-х рр. минулого століття. Вони здатні виконувати роботи на глибині моря до 80 м. та бурити свердловини до 5000 м. Ці бурові платформи вже відпрацювали свій ресурс і потребують заміни. Близько 20 % бурових робіт компанія здійснює за допомогою похило-спрямованих свердловин на великих глибинах - понад 3000 м з використанням сучасного обладнання – електробурів українського виробництва. Цей метод дозволяє проводити розвідку і видобуток вуглеводнів у важкодоступних місцях, а також сприяє більш ефективному розкриттю горизонтів з великим кутом падіння¹¹.

Північно-західна частина шельфу Чорного моря – регіон основної виробничої діяльності ДАТ «Чорноморнафтогазу» з видобутку природного газу і газового конденсату. У 1974 році тут було відкрито перше в Чорному морі родовище вуглеводнів – Голіцинське газоконденсатне. Сьогодні в регіоні розробляються три родовища: Архангельське газове, Голіцинське і Штормове газоконденсатні (Рис. 2). Перші два дооблаштовані у 2011 році. У стадії освоєння знаходиться Одеське і Безіменне газові родовища. Всього в регіоні відкрито 8 газових, газоконденсатних родовищ і виявлено декілька високоперспективних структур. У Каркінитському прогині – Рифтово-Осетрова, Західно-Голіцинська, Штормово-Глибинна, Гордієвіча, Міжводненська, Гамбурцева, Сільського, Штильова. У центральній частині Каламітського валу – Нахімова, Корнілова, Карбишева.

Північно-західна частина шельфу Чорного моря – переважно мілководий регіон з глибинами 30-100 м. Прикерченська ділянка шельфу Чорного моря – найменш вивчений серед трьох пріоритетних для «Чорноморнафтогазу» регіонів. Його перспективність підтвердило відкриття у 2006 році нафтового родовища Субботіна, яке «Чорноморнафтогаз» планує освоїти найближчими роками. Також виявлено декілька високоперспективних структур, серед яких: Глибока, Південно-Керченська, Абіха, Палласа, Якірна, Моряна, Личагіна, Союзна. Глибина моря на Прикерченській ділянці варіюється в межах 30-500 м.

Південна і західна частини шельфу Азовського моря. Південна і західна частини шельфу Азовського моря перспективні на відкриття і освоєння родовищ природного газу. У цьому районі «Чорноморнафтогаз» розробляє три газові родовища: Стрілецьке, Східно-Казантипське і Північно-Булганакське. Якщо перше було улаштоване ще у 1970 році, то останнє – у 2002 і 2004 роках відповідно. «Чорноморнафтогаз» планує проведення геологорозвідувальних робіт на перспективних структурах Північно-Керченській і Західно-Булганакській, групі структур блоку Бірючого.

¹⁰ Ukraine's five year plan to develop Black Sea shelf // <http://ukrainian-energy.com/news/tek/32/>

¹¹ Програма розвитку ГАО «Черноморнефтегаз» до 2020 <http://www.blackseagas.com/index.php/bez-kategorii/36-strategija2015>

Максимальна глибина Азовського моря не перевищує 12 метрів. Взимку море замерзає. Тому для облаштування родовищ були побудовані дві льодостійкі платформи, а на одному видобуток ведеться без використання гідротехнічних споруд – встановлено устаткування по підводному закінченню гирла свердловини. На 2012 рік виявлено 63, підготовлено до експлуатації 24 структури.

Придбання Україною двох нових СПБУ дозволить «Чорноморнафтогазу» вийти на глибини моря до 120 метрів та бурити свердловини до 9000 метрів. З червня цього року запрацювала нова бурова установка «Петро Годованець», початкова купівельна ціна якої становить 248.5 млн. дол., а решта коштів – 144.32 млн. дол. - витрачені на додаткове обладнання, послуги та доставку. Бурова може працювати над товщею води у 120 метрів. Графік роботи бурової в Україні розписаний на 2 роки вперед. Друга СПБУ почне працювати наприкінці року.



Рис. 2. Основні родовища енергоносіїв українського шельфу

Джерело: 2011 рік у цифрах // www.blackseagas.com

Високотехнологічна самопід'ємна плавуча бурова установка «Петро Годованець» завершила в липні 2012 р. буріння першої своєї свердловини на платформі БК-1 на Одеському родовищі і приступила до роботи на наступній. Сукупний видобуток з пробурених новою високотехнологічною СПБУ свердловин після введення їх в експлуатацію складе у 2012 році не менше 53 мільйонів м³.

В межах облаштування Одеського і Безіменного родовищ ДАТ «Чорноморнафтогаз» веде будівництво нової платформи БК-4 для установки на Безіменному родовищі. Роботи ведуться в кримському селищі Чорноморське.

Продовження облаштування Одеського і Безіменного родовищ з використанням сучасних СПБУ дозволить добути з у 2013 році вже більше 600 мільйонів м³ газу, а з 2014 року – вийти на рівень річного видобутку на промислах понад 1 мільярд м³. Облаштування Одеського і Безіменного родовищ газу після початку видобутку у четвертому кварталі 2012 року передбачає:

- будівництво і установку трьох блок-кондукторів БК (два – на Одеському, одного – на Безіменному), реконструкцію блок-кондуктора БК-1 в центральну технологічну платформу ЦТП-1 з установкою житлового блоку;

- будівництво внутрішньопромислових підводних газопроводів;

- буріння і підключення більше 20 свердловин, одна з яких (раніше планувалося три) буде розташована не на блок-кондукторі – її освоють шляхом підводного закінчення гирла свердловини (устаткування встановлюється на дні і з'єднується з блок-кондукторами газопроводом).

З двома новими платформами «Чорноморнафтогаз» пов'язує плани щодо збільшення до 2015 року річного видобутку природного газу на шельфі Чорного і Азовського морів в три рази - до 3 млрд. м³ і, відповідно, зниженню залежності України від імпорتنих енергоносіїв. Українські СПБУ будуть найсучаснішими у Чорному морі з тих, що діють як по технічних параметрах, так і щодо забезпечення екологічної безпеки, захисту охорони праці. При нинішній вартості імпортного природного газу (більше 400 доларів за одну тисячу м³) вартість однієї СПБУ дорівнює одному мільярду м³, який буде додатково видобутий завдяки збільшенню видобутку з використанням новітніх СПБУ вже у 2014 році.

(ППМБУ) за своїми функціональними особливостями не мають потреби у контакті з морським дном і здатні працювати в досить широкому діапазоні глибин (від 100 до 1000 метрів і навіть більше). Вартість таких установок досягає мільярда доларів для ППМБУ, для бурових суден - перевищує цю цифру¹².

Невпевненість відносно визначення об'ємів запасів сировини для виявлених (переважно сейсмозвідкою), але доки не підтверджених (бурінням) природних резервуарів вуглеводнів призводить до неоднозначності прогнозів ефективності інвестування в довгострокові, витратні і ризиковані проекти. Відомо, що об'єкт з доведеною продуктивністю можна віддавати для освоєння транснаціональним компаніям на значно вигідніших для країни умовах, ніж ділянку, визначену лише географічними координатами.

Тому мінімізація ризику, а також обґрунтування інвестиційних перспектив акваторій є одними з головних завдань початкового (пошукового) етапу геологорозвідувальних робіт. Чим вище перспективи, доведені на даному етапі, тим надійніше техніко-економічне обґрунтування рентабельності і фінансової ефективності подальшої розвідки і освоєння родовища. Таким чином, перш за все власник (держава) зацікавлений в достовірному доказі нафтогазоносною територій, за умови збереження своїх прав розпоряджатися ними.

¹² Горбунов В., Униговский Л. На глубокой воде // «Зеркало недели. Украина» №38, 26 октября 2012г.

Найнадійніший варіант - обстеження і оцінку запасів держава повинна здійснювати самостійно або з мінімальним використанням сторонніх коштів. Для освоєння родовища (нафтогазоносного району) необхідно залучати зовнішній капітал, оскільки прибуткове поєднання процесів розвідки і розробки нафтогазових родовищ без «залпових» інвестицій, швидше за все, неможливе.

Пошукові витрати значно нижче в порівнянні з розвідувальними і не пропорційні тому об'єму ресурсів, який відкривається (як для гігантських, так і для малих об'єктів вартість робіт до початку стадії розвідувального буріння практично еквівалентна). Меншими є витрати часу на пошук окремого об'єкту, а розвідка одиниці запасів на крупному родовищі значно дешевша, ніж розвідка на невеликому.

Найдосконаліша напівзанурювальна установка може пробурити три глибокі свердловини на рік. Тобто дві установки здатні здійснювати пошук покладів нафти і газу на чотирьох-шести площах протягом року або вести розвідувальні роботи на одному-двох відкритих родовищах протягом 3-5-ти років. При цьому в будь-яких умовах їхньої потужності буде недостатньо для створення системи експлуатаційних свердловин (сто і більше) на крупному нафтогазовому родовищі. За рахунок використання механізму операційного лізингу устаткування ризику інвестування при створенні виробничої бази значно знижуються. Слід вивчити доцільність створення у складі НАК «Нафтогаз України» компанії-оператора по експлуатації морських бурових установок.

Висновки і пропозиції:

Видобуток вуглеводнів на морському шельфі – надзвичайно капіталоемний, тому лише власними фінансовими ресурсами України, без залучення зовнішніх інвестицій, його забезпечити неможливо. Для того, щоб інвестор міг вкладати свої кошти, йому необхідна стабільність законодавства, прогнозоване фіскальне навантаження і прозорість в оцінці запасів природних ресурсів. Проте поки що в Україні не визначена ставка вивізного мита на ресурси, немає мит на ввезення устаткування для видобутку.

Споживання газу в Україні є надлишковим і нерациональним, оскільки тарифи на газ і тепло для населення і комунального господарства істотно занижені. Внаслідок цього, кінцеві споживачі не зацікавлені у скороченні обсягів споживання газу та реалізації заходів щодо підвищення енергоефективності. Крім того, створюється можливість для здійснення арбітражних операцій (спекуляцій на різниці у ціні) шляхом нецільового використання газу, який спрямовується на потреби населення, а технологічні втрати при розподілі тепла й газу ігноруються, заходи щодо скорочення обсягів споживання газу не вживаються.

Для економіки України на перспективу існує тільки одна альтернатива: прийняти остаточне рішення про реальну диверсифікацію енергозабезпечення, а саме:

- реально, а не показово зайнятися енергозбереженням на всіх рівнях господарського комплексу;

- створити умови для внутрішніх і зовнішніх інвесторів щодо використання альтернативних енергоресурсів – шахтного метану, бурого вугілля, горючих сланців тощо;

- створити правові умови для шельфового видобутку енергоносіїв потужними іноземними компаніями;

- підтримати вітчизняну інноваційну діяльність у сфері використання нових видів енергоносіїв: газогідратів метану, сірководня, морської біомаси тощо.

Уряду України в умовах економічної кризи і зниження світового попиту на метал, важливо забезпечити внутрішній попит на метал і машинобудівну техніку, розвиваючи значні інфраструктурні проекти. Таким проектом може стати інвестування видобутку морських енергоресурсів. Поки що немає чіткого розуміння того, яку енергетику треба розвивати: зелену або традиційну.

Для впровадження заходів щодо освоєння енергетичних ресурсів українського шельфу необхідно:

- розробити і затвердити законопроект про підтримку морського нафтогазовидобування в Україні;

- створювати сприятливі фінансово-економічні умови для підприємств, які здійснюють морський видобуток вуглеводнів;

- встановити нульову ставку ренти на природний газ, газовий конденсат і нафту, видобуті на шельфі;

- забезпечити виробництво техніки, необхідної для видобутку енергоносіїв на морському шельфі.

Потрібно продовжити дослідження у сфері розробки технології видобутку газогідратів метану і сірководня, що дасть змогу в майбутньому розраховувати на видобуток цих природних ресурсів як зі дна Чорного моря, так і зі Світового океану (згідно з Міжнародними конвенціями, країни, що володіють технологіями розробки ресурсів Світового океану, мають першочергове право на їхній видобуток).

Пошук вуглеводнів на шельфі активно починають Румунія, Болгарія, Туреччина і в перспективі, Росія. Відповідно, той, хто першим створить в цьому регіоні сучасну виробничу базу (бурові судна, морські плавучі бурові установки, судна-трубоукладачі), з високою вірогідністю матиме переваги для прибуткового розвитку своєї діяльності.

Слід вивчити доцільність створення у складі НАК «Нафтогаз України» компанії-оператора по експлуатації морських бурових установок.

Необхідно розробити міжгалузеву цільову державну інвестиційну програму механізмів правового регулювання, технічних засобів і виробничих потужностей щодо створення і впровадження системи управління ресурсами вуглеводневої сировини глибоководної частини українського сектора Чорного моря. При цьому:

- закріпити за відомствами функції, зони відповідальності, організаційні і комерційні умови взаємодії (швидше за все, за сценарієм спільної виробничої діяльності і угод про розділ продукції);

- сформувати консолідовану інформаційну систему, прийнятну для використання в стосунках з інвесторами (на зразок data room потужних компаній Заходу);

- визначити механізми управління і координації спільної (міжвідомчої) діяльності і її оператора (операторів).

Для цього державі потрібно самій модернізувати систему управління ресурсами, впровадивши пріоритетність об'єктно-інвестиційних принципів в планування і управлінні виробничими процесами на базі міжгалузевої кооперації.

Почати з освоєння перспективних нафтогазоносних акваторій з високою прогнозованою рентабельністю.

Враховуючи актуальність питання виходу нафтогазовидобувної промисловості України на глибоку воду акваторій, саме розвиток корпоративних принципів в стосунках державних структур, відповідальних за продуктивне використання багатств надр, і може бути таким кроком.

Для подальшого вивчення проблеми і практичної реалізації проекту необхідно:

- надання юридичним особам податкових, кредитних та інших пільг, встановлених відповідними законами України для стимулювання розробок і впровадження новітніх технологій, обладнання, матеріалів у процесі виробництва (видобутку) альтернативних видів палива;

- стимулювання підприємств, які виготовляють машини, механізми, прилади, енергетичні установки, інші технічні засоби та пристрої, необхідні для дослідження та видобутку газогідратів;

- стимулювання інвестиційної діяльності щодо запровадження новітніх технологій у сфері альтернативних видів палива шляхом створення пільгового режиму інвестиційної та іншої господарської діяльності іноземним інвесторам;

- надання відповідно до Закону спеціальних державних гарантій захисту іноземних інвестицій, спрямованих на розвиток сфери альтернативних видів палива;

- розробка ефективних способів дослідження запасів гідрату метану, які знаходяться під морським дном на глибині від 800 до 3000 м; визначення екологічного ризику, пов'язаного із видобутком і споживанням;

- розробка технологій транспортування природного газу, отриманого з газогідрату;

- комплексна економіко-екологічна експертиза проекту і неприпустимість застосування технологій, які могли б завдати шкоди екології Чорного моря.

Не слід ігнорувати і можливість використання сірководню Чорного моря, яка з одного боку зменшує вірогідність майбутньої екологічної катастрофи, а з іншого – дає змогу отримати нові види палива. Отримання в якості супутнього продукту опрісненої води поліпшить водопостачання Півдня України. В порівнянні з пошуком родовищ і видобутком природного газу, використання сірководня не потребує значних витрат на геологорозвідку і буріння, на підготовку природного газу до транспортування, виключаються значні витрати на відчуження земель та різні природоохоронні платежі. Україні необхідно сформувати потужний колектив фахівців різного профілю з відповідним фінансуванням, що дасть можливість отримати через 10-15 років необхідну енергетичну сировину.

3. Порівняльний аналіз освоєння континентального шельфу Чорного і Азовського морів державами регіону: досвід і перспективи співпраці для України

Світовий видобуток енергоносіїв сьогодні все активніше переходить на морський і океанічний шельфи. На даний час більш як 60 % нових родовищ нафти і газу відкрито на континентальному шельфі. На думку експертів,

протягом ближчих 10-15 років близько 40 % енергоносіїв видобуватиметься на морських шельфах.

Загальна площа континентального шельфу у світі складає близько 32 млн. км², з яких перспективними є близько 8 млн. км². Найбільші площі шельфу - вздовж північного узбережжя Євразії, де його ширина сягає 1.5 тис. км. На сьогодні пошуками, розвідкою і видобутком нафти і газу на морському шельфі займаються більше 100 країн. У 2010 році питома вага світових енергоресурсів, видобутих на шельфі, вперше перевищила 50% їх загальної кількості. Тенденція до збільшення частки енергоносіїв, що видобуваються на морському шельфі, зростатиме і надалі, оскільки на суходолі практично всі запаси енергоносіїв вже розвідані, а на континентальному шельфі, особливо на великих глибинах, розвідана лише їх невелика частка. Так, на континентальному шельфі Чорного моря поклади вуглеводнів на глибині більше 200 м є маловивченими, а найперспективніші нафтогазові структури знаходяться на глибині 1.5 – 2 тис. м.

На даний час, досліджено лише 4-5 % чорноморського шельфу, зокрема українського – 3 - 5%, болгарського – 4%, румунського – 6 – 8%, турецького - 5-6%. На сьогодні Україна видобуває на чорноморському шельфі в середньому 0.7 млрд. м³ газу на рік, Болгарія – 0.36 млрд. м³, Румунія - 0.7 млрд. м³ на рік, що складає 1%, 15% і 6% відповідно. На сьогодні серед усіх чорноморських країн лише Україна має найбільш продуктивну СПБУ «Петро Годованець», яка може використовуватись на глибині моря до 150 м. і бурити одночасно до 12 свердловин на глибині ґрунту до 9000 м. Російський «Газпром» виявляє зацікавлення до цієї СПБУ і пропонує її спільну експлуатацію, хоча графік роботи бурової на українському шельфі вже розписаний на 2 роки вперед.

Друга, побудована у Сінгапурі на верфі компанії Keppel FELS СПБУ «Незалежність», почне роботу на Безіменному наприкінці 2012 року. Передбачається, що згодом Україна матиме 5 потужних СПБУ. Розвідка і видобуток нафти і газу у Чорному морі, особливо на глибині більше ніж 2000 м ускладнюється наявністю крутих схилів на дні моря, а також газогідратів і сірководню. На даний час жодна з 5-ти чорноморських країн не має достатніх технологічних і фінансових можливостей для самостійного видобутку вуглеводнів з застосуванням глибоководних СПБУ, які коштують від 400 до 600 млн. дол.¹³

Потенційні запаси енергоресурсів на українському шельфі Чорного моря оцінюються у 2,3 млрд. тонн умовного палива, що за даними Державної служби геології та надр України становить близько 40% усіх енергетичних запасів України (5 трлн. м³ газу і 760-770 млн. т нафти). При цьому запаси енергоносіїв на українській ділянці шельфу Чорного моря розвідані лише на 4-5 %¹⁴. (Рис. 3).

¹³ Natural Gas on the Black Sea Shelf: Will the EU Really Get It?
<http://www.oilandgaseurasia.com/articles/p/164/article/1872/>

¹⁴ Інтерв'ю Голови Державної служби геології та надр України Е. Ставицького тижневику «Експерт», 23 січня 2012 / <http://dgs.kiev.ua/main/174->

Рис.3. Основні родовища нафти і газу у північній частині Чорного моря



Джерело: <http://iv-g.livejournal.com/149352.html>

На шельфі Чорного і Азовського морів на даний час щорічно видобувається близько 1 млрд. м³ природного газу і 70-90 тис. т. газового конденсату або легкої нафти. За даними Державної служби геології та надр України, через 10 років наша держава зможе забезпечити себе власним природним газом на рівні 32 млрд. м³, що на той час майже повністю задовольнятиме потреби економіки¹⁵.

Новими проектами, які досягли стадії введення в промислову експлуатацію, в Чорному морі є Одеське і Безіменне газові родовища, а також Суботинське нафтове родовище. На Одеському і Безіменному родовищах вже закінчено буріння експлуатаційних свердловин. У 2012 році обсяг видобутку на них досягне 1 млрд. м³ на рік і через 3 роки - до 2 млрд. м³. За прогнозами експертів консалтингової компанії RPI, до 2020 року на Суботинському родовищі ДАТ

¹⁵ Інтерв'ю Голови державної служби геології та надр України Е. Ставицького, 2 березня 2012 / <http://dgs.kiev.ua/main/215->

«Чорноморнафтогаз» видобуватиме близько 1.4 млн. т нафти, а на Одеському і Безіменному газових родовищах - приблизно 2.6 млрд. м³. Прогнозується також, що в усій російській, українській, грузинській і абхазькій акваторіях у 2012-2020 роках пробурять приблизно 28-32 тис. м пошуково-розвідувальних і 443-450 тис. м експлуатаційних свердловин¹⁶.

З Одеського родовища газ по нещодавно побудованому газопроводу доставлятиметься в Глебівське підземне сховище газу (ПСГ), і далі - в Крим. Буріння експлуатаційних свердловин ведеться силами бурових підрозділів ДАТ «Чорноморнафтогаз». На Суботинському нафтовому родовищі ДАТ «Чорноморнафтогаз» планує видобувати близько 1 млн. т нафти на рік. Введення родовища в промислову експлуатацію вимагає буріння до 100 експлуатаційних свердловин при глибині моря в межах 90 м.

За прогнозами експертів, завдяки триразовому росту видобутку газу до 2015 року Україна стане лідером на Чорному морі у цій сфері і обійде за цим показником Румунію, яка поки що лідирує. До 2015 року співвідношення зміниться: наша країна добуватиме 3.2 млн. тонн, а Румунія – 2.5 млн. тонн.¹⁷

Переговорний процес відбувався між НАК «Нафтогаз України» і компаніями Petrobras, Korea Resources Corporation, ТНК-ВР, Royal Dutch Shell Group, Chevron, ENI S.p.a., ExxonMobil, Texaco, Regal Petroleum, Cadogan Petroleum, Hunt Oil Company, OMV, Gas de France, RWE Dea AG та іншими. І лише 15 серпня 2012 р. стало відомо про перемогу консорціуму у складі компаній ExxonMobil, Shell, OMV Petrom, а також НАК «Надра України» у конкурсі щодо освоєння Скіфської нафтогазоносної ділянки на українському шельфі Чорного моря. Згідно з умовами конкурсу, перший етап геологорозвідувальних робіт, має бути завершений впродовж п'яти років. Інвестиції в розробку Скіфської ділянки оцінюються у 10-12 млрд. дол. Прогнозований щорічний обсяг видобутку природного газу становитиме до 3-4 млрд. м³. Протягом трьох місяців, починаючи з моменту оголошення переможця конкурсу, інвестор має запропонувати свій варіант угоди про розподіл продукції, яка конкретизує взаємні зобов'язання сторін на період 50 років¹⁸.

Видобуток енергоносіїв на континентальних шельфах чорноморських країн і перспективи їх співпраці з Україною

Російська Федерація. Маючи найбільший у світі континентальний шельф (6.2 млн. км²), Росія на даний час сконцентрувалася на пошуку енергоресурсів на півночі і сході країни. В Енергетичній стратегії РФ до 2030 року пріоритетом визнано розробку континентального шельфу арктичних морів і Каспію. Але певна діяльність на чорноморському шельфі проводиться ще з радянських часів. У середині 70-х років минулого століття в російській частині акваторії Чорного моря проводилася сейсмозвідка вуглеводнів на території 22 тис. км², що складає 15% від усієї акваторії. Було виявлено 14 перспективних об'єктів, проте видобуток енергоносіїв практично не проводився. В кінці 90-х рр., у зв'язку з

¹⁶ Шельфовые проекты в Каспийском, Черном и Азовском морях: проблемы и решения.

<http://www.rogtectmagazine.com/ru-blog/problems-and-solutions/>

¹⁷ Кому достануться шельфовые сокровища Украины// http://finforum.org/page/index.html/_economics/-r45035

¹⁸ ExxonMobil and Shell won bid on Black Sea Skifska gas field
<http://www.2b1stconsulting.com/exxonmobil-and-shell-won-bid->

проблемою делімітації морських кордонів у Азовському і Чорному морях Росія відновила сейсмічне рекогносцирування в смузі передбачуваного розділу акваторій. Були відкриті нові родовища вуглеводнів в раніше невивчених частинах російської акваторії Азовського і Чорного морів. У зв'язку з незавершеністю делімітації зон морського надрокористування питання освоєння виявлених родовищ в районі Керченської протоки досі не врегульоване¹⁹.

В результаті проведених в останні роки пошукових робіт об'єм прогнозних і перспективних ресурсів в російській частині Азовського моря виріс в порівнянні з оцінками 1993 р. у 7.5 разів і склав близько 1.5 млрд. т у. п. В акваторії Чорного моря російські прогнозні ресурси збільшилися у 12 разів і складають близько 1.8 млрд. т у. п. Першою освоювати російський чорноморський шельф почала компанія ЮКОС, яка у 2001 р. отримала ліцензію на геологічне вивчення ділянки «Вал Шацького». У 2002 р. нею була підписана угода з французькою Total про проведення спільних робіт на цій ділянці. Але французька компанія полишила проект, щойно у ЮКОСа почалися проблеми. Згодом ділянки на російському шельфі Чорного і Азовського морів закріпили за собою компанії – ВАТ «Роснефть», ТОВ «Приазовнефть» і ВАТ «Чорноморнефтегаз». Ліцензії на 20 перспективних ділянок має компанія «Роснефть», яка вела переговори з французькою «Total» про створення спільного підприємства для розвідки і видобутку нафти і газу на глибинах від 500 до 2000 м.

Видобуток енергоносіїв на морському шельфі розглядається керівництвом Росії як найважливіший резерв вуглеводневих запасів, що дозволяє компенсувати падіння видобутку енергоносіїв на родовищах, що виснажуються, в традиційних нафтогазовидобувних регіонах країни, переважно у Західному Сибіру. Основними документами, що регулюють відносини у сфері освоєння континентального шельфу Росії є наступні закони РФ: «Про надра» (1992 р.); «Про внутрішні морські води, територіальне море і прилеглі зони РФ» (1998 р.); «Про виняткову економічну зону РФ» (1998 р.); «Про континентальний шельф РФ». Усі згадані нормативні документи неодноразово змінювалися і вдосконалювалися в подальші після їх прийняття роки. На думку російських дослідників, цих законодавчих актів цілком достатньо для регулювання діяльності у сфері надрокористування на шельфі і забезпечення умов для створення морської техніки та інфраструктури²⁰.

Нині російський уряд готує «Програму розвідки континентального шельфу Російської Федерації на період з 2012 по 2030 роки». Метою розробки проекту Програми є збереження конкурентної переваги Російської Федерації на світовому ринку вуглеводнів і забезпечення енергетично безпечного розвитку національної економіки. Право на розробку російського континентального шельфу нині мають лише компанії з часткою держави більше 50% і з досвідом роботи на шельфі не менше п'яти років. Фактично працювати на шельфі можуть тільки дві державні компанії - «Газпром» і «Роснефть». Передбачається, що в результаті реалізації програми приріст запасів нафти і газового конденсату складе від 850 млн. т до 1.3 млрд. т, а приріст запасів газу - 3.4-13 трлн. м³. Досягти підвищення економічної ефективності освоєння шельфу передбачається, передусім, за рахунок

¹⁹ Газ по черному: Украина обойдется своими ресурсами? // <http://izvestia.com.ua/ru/article/1464>

²⁰ О стратегии освоения континентального шельфа Российской Федерации // http://burneft.ru/docs/archived_docs/articles_tek/2

введення нового податково-митного режиму освоєння родовищ, що забезпечить стабільні умови для інвесторів²¹.

До 2030 року витрати Росії на геологорозвідувальні роботи збережуться на рівні, передбаченому програмою відтворення мінерально-сировинної бази, - 22.5 млрд. руб. Сумарний об'єм інвестицій на російському шельфі у 2012 р. складе 40 млрд. руб., а до 2017р. - не менше 500 млрд. руб., причому без урахування вартості бурових платформ, суден і берегової інфраструктури²².

Проблемами освоєння російського шельфу займається також Держдума РФ. Так, у вересні 2012 р. Думський комітет з природних ресурсів, природокористування та екології рекомендував нижній палаті парламенту ухвалити в першому читанні депутатський законопроект, спрямований на розвиток видобутку газу на континентальному шельфі. Відповідні зміни пропонується внести до Податкового кодексу і низки інших законодавчих актів РФ. Зокрема пропонується звільнити від податку на майно організації, що здійснюють розробку газового родовища на шельфі.

Законопроект передбачає можливість створення, експлуатації і використання штучних островів, установок і споруд на континентальному шельфі без необхідності отримання окремого дозволу компаніями, що виконують роботи за угодою з власником ліцензії на користування надрами. Законопроект містить також положення про те, що морські стаціонарні і плавучі платформи, плавучі бурові установки не є об'єктами капітального будівництва²³.

Ситуація, що склалася навколо освоєння офшорних родовищ в Чорному і Азовському морях, детально описана у першому томі дослідження «Видобуток нафти і газу на шельфі Росії і країн СНД: перспективи розвитку галузі до 2020 року», підготовленому консалтинговою компанією RPI навесні 2012 р. Експерти RPI представили прогноз видобутку вуглеводнів на російському і українському шельфі Чорного та Азовського морів на період 2012-2020 років та обсягу бурових робіт і потреб у бурових платформах на цей період часу. У дослідженні міститься також перелік російських і українських підприємств, які випускають необхідну номенклатуру офшорного технологічного устаткування, призначеного для використання в морських проектах²⁴.

У російському секторі Чорного моря є декілька ліцензійних ділянок, роботи на яких не вийшли зі стадії сейсмозвідних робіт. Російські компанії не мають технологій для глибоководного буріння і вимушені укладати угоди з іноземними партнерами, що мають в своєму розпорядженні відповідне устаткування і досвід роботи на значних глибинах. Так, у червні 2010 року «Роснефть» уклала угоду з американською компанією Chevron про створення спільного підприємства для розробки Західно-Чорноморської ділянки. Згідно з угодою, Chevron мала фінансувати початкову програму геологорозвідки (близько 100 млн. дол.), яка охоплювала сейсмозвідку і проведення пошукового буріння у 2011р. Лише в одну геологорозвідку планувалося інвестувати загалом близько 1 млрд. дол. У січні

²¹ Правительство обсудит программу разведки шельфа РФ до 2030 г
<http://www.oilcapital.ru/industry/170737.html>

²² Президент Путин поручил отдать Роснефти 75% шельфа // <http://www.oilcapital.ru/industry/182033.html>

²³ Думский комитет рекомендовал принять законопроект, направленный на развитие газодобычи на шельфе
// <http://www.oilcapital.ru/industry/178726.html>

²⁴ Шельфовые проекты в Каспийском, Черном и Азовском морях: проблемы и решения.
<http://www.rogtectmagazine.com/ru-blog/problems-and-solutions-/>

2011 р. Роснефть підписала також угоду з Exxon Mobil про спільну розробку чорноморського шельфу.

Проте у червні 2011 р. ця американська компанія відмовилася від співпраці. У квітні 2012 р. «Роснефть» підписала угоду з італійською компанією ENI про стратегічну співпрацю з метою освоєння енергоносіїв на Західно-Чорноморській ділянці чорноморського шельфу Росії. Угода зокрема передбачає створення спільного підприємства і обмін технологіями. Крім компанії «Роснефть», ліцензії на пошук і видобуток енергоресурсів на шельфі отримало також створене у 1998 р. ВАТ «Чорноморнафтогаз». У 2002 р. компанія отримала дві ліцензії на розробку протягом восьми років Південно-Східної та Північно-Західної чорноморських ділянок, які є частиною газоносної структури Палласа, розташованої в українських водах²⁵.

У квітні 2012 р. «Роснефть» і ExxonMobil конкретизували умови укладеної у серпні 2011 року довгострокової угоди про стратегічну співпрацю в рамках освоєння російського континентального шельфу. Зокрема було підписано низку документів, у тому числі про створення СП для проведення робіт у Чорному морі і про купівлю «Роснефтью» частки в трьох проектах ExxonMobil в США і Канаді. ExxonMobil отримає 33.3% в СП по освоєнню Туапсинського прогину на шельфі Чорного моря, частка «Роснефти» складе 66.7%. Окрім цього, «Роснефть» отримала 30% частки у низці діючих проектів ExxonMobil у Мексиканській затоці. Попередня оцінка інвестицій обох компаній по Чорному морю складає близько 55 млрд. дол. Проте компанії можуть почати видобуток на шельфі Чорного моря лише у 2018-2020 роках. За прогнозами консалтингової компанії RPI, в російському, абхазькому та грузинському секторах Чорного моря видобуток вуглеводнів до 2020 року за будь-яких умов не почнеться²⁶.

Найбільш реалізованим в російському секторі **Азовського моря** є Темрюксько-Ахтарський проект, що виконується компаніями «Лукойл» і «Роснефть». Оператором проекту є ВАТ ПК «Приазовнефть». Вона заснована компаніями «Лукойл» (42,5%) і «Роснефть» (42,5%), а також адміністрацією Краснодарського краю (15%). У січні 2012 року адміністрація Краснодарського краю продала свій пакет акцій «Роснефти». Таким чином склад акціонерів «Приазовнефти» став наступним: «Роснефть» - 57.5% акцій, «Лукойл» - 42.5%. На даний час на Темрюксько-Ахтарській ділянці пробурено три розвідувальні свердловини і відкрито родовище Нове, на якому після 2015 року прогнозується видобувати 2.5-3 млн. т. нафти на рік²⁷.

Співпраця Росії з Україною. У 2010 році Уряд України схвалив меморандум про спільне підприємство (50% акцій - ДАТ «Чорноморнафтогаз», 50% - «Лукойл»), яке повинне займатися освоєнням Одеського, Безіменного і Суботинського родовищ. При цьому внеском «Чорноморнафтогазу» в рамках спільної діяльності має стати геолого-економічна оцінка запасів нафти,

²⁵ Eni - Rosneft Ink Deal for Development of Russian Offshore Reserves// <http://www.offshoreenergytoday.com/eni-rosneft-ink-deal->

²⁶ Роснефть и ExxonMobil начнут бурение на шельфе Черного моря в 2014 году <http://www.vz.ru/news/2012/9/6/596841.html>

²⁷ Шельфовые проекты в Каспийском, Черном и Азовском морях: проблемы и решения. <http://www.rogtectmagazine.com/ru-blog/problems-and-solutions-/>

природного газу і супутніх компонентів вказаних родовищ. На початку лютого 2012 року проект угоди про створення спільного підприємства було підготовлено у Міністерстві енергетики і вугільної промисловості України.

У січні 2012 року дочірня компанія «Газпрому» - «Gazprom International» і НАК «Нафтогаз України» прийняли рішення про створення спільного підприємства (СП) для освоєння українського шельфу Чорного моря в районі структури «Палласа», розташованої на морському кордоні України і Росії в північно-східній частині Чорного моря. За даними «Нафтогазу», запаси структури «Палласа» оцінюються у 120.7 млрд. м³ і 12.2 млн. т нафти. Інвестиції в розробку родовищ і облаштування інфраструктури мають скласти 1.5-2 млрд. дол. Для освоєння структури «Палласа» уряд України має виділити близько 48 млрд. грн. (6 млрд. дол.). Втім одна з проблем полягає в тому, що територіальна приналежність структури «Палласа» досі не визначена.

На наш погляд, не варто очікувати позитивних результатів від участі згаданих російських компаній в освоєнні українського шельфу, оскільки Росія, з одного боку, не зацікавлена у створенні для України альтернативи російським енергоносіям, а з іншого - основний видобуток вуглеводнів згідно з проектом Держпрограми з освоєння російського шельфу з 2012 до 2030 року вона планує здійснювати на шельфах своїх арктичних і далекосхідних морів^{28, 29}.

Грузія. Площа грузинського шельфу Чорного моря є найменшою і складає всього 9 тис. км². Нафтові запаси грузинського сектора Чорного моря оцінюються в досить широкому діапазоні - від 70 млн. до 1.3 млрд. барелів. Вже більше 10-ти років у сфері енергетики Грузії працює декілька невеликих фірм: Frontera Resources Corp (США), CanArgo (Канада), JKX (Велика Британія), Swiss National Petroleum (Швейцарія), GWDF (Німеччина)³⁰.

Для розвідки і видобутку вуглеводнів на шельфі АТ «Грузнефть» запросила іноземних інвесторів. Так, у 2000 році американська нафтова компанія «Anadarko Petroleum» провела розвідку шельфової частини територіальних вод Грузії. В результаті проведених досліджень на площі понад 2 тис. км² були виявлені три перспективні ділянки, потенціал яких оцінюється у 1.3 млрд. барелів нафти. Буріння однієї морської свердловини оцінюється у 35 млн. дол., що у 5-6 разів дорожче ніж на суходолі, тому Anadarko потребує більш потужного партнера, має більші фінансові ресурси.

У 2004 році компанія «Anadarko» та АТ «Грузнефть» заснували грузинсько-американську компанію «Anadarko Georgia», яка протягом 25 років займатиметься видобутком нафти на трьох геологічних блоках чорноморського шельфу Грузії загальною площею 8900 км². Американці заявили про намір вкласти в цей проект близько 1 мільярда доларів і пробурити 25 свердловин. Ця компанія вже мала досвід роботи на турецькому шельфі Чорного моря. Проте значних запасів нафти і газу біля узбережжя Грузії компанія «Anadarko Georgia» не виявила. На даний час між АТ «Грузнефть» і компанією «Anadarko» ведеться узгодження другого етапу проведення пошуково-розвідувальних і експлуатаційних бурових

²⁸ Россия вложит триллионы в освоение шельфа // <http://www.dni.ru/economy/2011/10/21/220937.html>

²⁹ О стратегии освоения континентального шельфа Российской Федерации // http://burneft.ru/docs/archived_docs/articles_tek/2

³⁰ Georgian Black Sea Sector has High Potential // http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=6295

робіт. Проте ці роботи почнуться не раніше 2014 р., коли звільниться єдина плавуча бурова платформа компанії «Anadarko» в Чорному морі³¹.

У травні 2009 року «Роснефть» і Міністерство економіки **Абхазії** підписали угоду про пошук і оцінку родовищ вуглеводневої сировини в межах Гудаутської ділянки, що знаходиться під юрисдикцією Абхазії. Його загальна площа складає 3 тис. 856 км². Оцінені ресурси складають близько 270 млн. тонн умовного палива. Загальний обсяг інвестицій в проект складе близько 15 млрд. рублів (більше 500 млн. дол.). ВАТ «Роснефть» і компанія «Абхазтоп» створили спільне підприємство ТОВ «РН – Абхазія». 51% у СП належить «Роснефти», 49% - уряду Абхазії. Уряд Грузії опротестував участь «Роснефти» в діяльності на континентальному шельфі Абхазії, вбачаючи в цьому посягання на її суверенітет. При цьому слід мати на увазі, що раніше Болгарія і Туреччина відмовили «Газпрому» в праві розробляти свої родовища на шельфі Чорного моря³².

У червні 2011 року за допомогою супутника було виявлено родовище нафти на грузинському шельфі Чорного моря поблизу Поті на глибині 1050 м. Запаси нафти у цьому районі можуть бути достатні для щорічного видобутку від 3 до 7 тис. т³³.

Співпраця Грузії з Україною. На сьогодні Україна і Грузія поки що не мають конкретних проектів співпраці на чорноморському шельфі. Водночас існує достатньо потужне підґрунтя для такої співпраці в майбутньому. Як і Туреччина, Грузія, незважаючи на її невелику територію, є важливою транзитною державою для транспортування каспійських енергоносіїв у басейн Чорного і Середземного морів і далі до Європи. На сьогодні Грузію перетинають три магістральні газо- і нафтопроводи, які починаються в Баку: нафтопровід Баку-Тбілісі-Супса, нафтопровід Баку-Тбілісі-Джейхан, газопровід Баку-Тбілісі-Ерзерум. Як транзитна держава, Грузія, в перспективі, може відігравати важливу роль в реалізації спільних з Україною енергетичних проектів для транспортування каспійських енергоносіїв нафти і газу через територію України до Європи.

На даний час розглядаються наступні стратегічні проекти за участю України і Грузії стосовно транспортування енергоносіїв до європейських країн:

- проект Євро-Азійського нафтотранспортного коридору «ЄАНТК», основним елементом якого є нафтопровід «Одеса-Броди-Плоцьк-Гданськ»;
- реалізація спільних енергетичних проектів у рамках Каспійсько-Чорноморсько-Балтійського енерготранзитного простору і зокрема його можливої складової - проекту будівництва газопроводу Грузія - Україна - ЄС «Білий потік» (GUEU);
- участь України у будівництві підземного газосховища в Грузії з постачанням вітчизняного устаткування та залученням українських спеціалістів;
- участь Грузії у проекті поставок азербайджанського ЗПГ в Україну завдяки будівництву ЗПГ-терміналу зі скраплення газу в грузинському порту Кулеві³⁴.

³¹ Georgia's Oil and Gas Potential// http://www.investmentguide.ge/files/160_158_205531

³² Жук С. Вуглеводневі ресурси Чорного моря та їх розробка в країнах регіону // <http://nomos.com.ua/content/view/334/86/19.12.2010>

³³ Satellites Discover Natural Oil Sources in Black Sea, Georgia <http://www.offshoreenergytoday.com/satellites-discover/>

³⁴ Довідка про співробітництво України та Грузії в енергетичній сфері http://www.ukrexport.gov.ua/ukr/torg_econ_vidn/geo/3443.html

Туреччина намагається залучити світові енергетичні компанії з метою повного забезпечення країни власними енергоносіями до 100-ї річниці заснування Турецької Республіки у 2023 році. На даний час Чорноморський і Середземноморський шельфи Туреччини мають певні запаси вуглеводнів, але більшість з них є або непридатними для видобутку, або малими, або ж занадто витратними.

Туреччина є відносно бідною країною за запасами природного газу (станом на 1.01.2012 р. – всього 6.173 млрд. м³) і свої потреби на 97% задовольняє за рахунок експорту із Росії, Азербайджану та Ірану (станом на 1.01.2011 р. – 43.9 млрд. м³). У 2011 році у Туреччині було видобуто всього 713 млн. м³ газу³⁵.

Останніми роками в Туреччині різко зросло споживання газу. Якщо в Україні споживання газу знизилося з 120 млрд. м³ у 1990 році до 78 млрд. м³ у 2007 році, то в Туреччині за цей період воно зросло майже у 10 разів. Зважаючи на це Туреччина докладає зусиль для розвідки і видобутку енергоносіїв на середземноморському і чорноморському шельфах і є одним з лідерів щодо залучення провідних світових компаній та інвестицій у розробку вуглеводневих покладів на шельфі³⁶.

У 2004 році державна «Турецька національна нафтова компанія» *Turkiye Petrolleri Anonim Ortakligi*, (ТРАО) оголосила про початок широкомасштабного освоєння вуглеводневих ресурсів в своєму секторі Чорного моря. Протягом 2004-2005 років фахівці компанії провели сейсмозвідувальні роботи на площі у 25 тис. км². Запаси природного газу в турецькій частині чорноморського шельфу оцінюються у 800 млрд. м³ і нафти – 1.1 млрд. т. В період з 2004 р. по 2010 р. інвестиції ТРАО в енергетичний сектор збільшились у 9 разів, що принесло позитивні результати. Станом на 2010р. в освоєння чорноморського шельфу компанією було вкладено близько 4 млрд. дол.

Дослідження, проведені компаніями *British Petroleum (BP)*, *Toreador Resources* в середині 90-х років минулого століття показали наявність значних покладів газу та нафти на турецькому шельфі Чорного моря. Поклади нафти у турецькому секторі чорноморського шельфу оцінюються у 1.35 млрд. тонн, газу – в 1.5 трлн. м³. При сучасному рівні споживання первинних енергоресурсів у Туреччині цих запасів має вистачити на 40-50 років.

Розробка турецького сектору чорноморського шельфу має певні труднощі через його геологічні особливості. Якщо у північно-західній частині Чорного моря мілководдя простягається на сотні кілометрів від берега, то на відстані близько 20 км від турецького берега йде різкий ухил до глибин 1300-1500 м і більше, що потребує буріння капіталоемних похилих свердловин під значним кутом³⁷.

Британська компанія *BP* розпочала пошукові роботи на чорноморському шельфі Туреччини ще у 90-х роках минулого століття. В результаті були виявлені структури, які могли містити декілька мільярдів барелів нафти. Вперше глибоководне буріння було проведене компанією *BP* у 2005 році неподалік від

³⁵ Turkey energy // <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/tu.html>

³⁶ Turkey Energy Data, Statistics and Analysis - Oil, Gas, Electricity, Coal, EIA – Turkey Country Energy Profile

³⁷ <http://www.allbusiness.com/environment-natural-resources/ecology-environmental/14423560-1.html>

грузинського сектору. Буріння проводилось при глибині води 1300 м до позначки 4600 м. Проте перша спроба виявилася невдалою, і компанія BP згорнула свою діяльність у цьому регіоні, зазнавши значних збитків. Після цього Туреччині знадобилось майже 3 роки, щоб підписати нові контракти з іншими компаніями світового рівня – ExxonMobil, Chevron Corp., Treador Resources Corporation, Stratic Energy Corporation та Petroleo Brasileiro SA (Petrobras).

Спільне американсько-турецьке підприємство виявило 13 перспективних структур, з яких компанія отримала ліцензії на вивчення 4-х з них. Розвідувальне буріння виявилось успішним: на всіх структурах були знайдені значні запаси газу. У 2009 році американсько-турецька компанія почала видобуток газу з родовищ Ayazli, East Ayazli і Akkaya в об'ємі 1.5 млн. м³ на добу.

Для розвідки вуглеводнів на великих глибинах (до 2000 м.) ТРАО залучила найбільші нафтогазові компанії світу: «British Petroleum», «Shevron Техасо», «Exxon Mobil» і «Petrobras». В середині січня 2010 року ТРАО підписала угоду про розвідку вуглеводнів на глибоководному турецькому шельфі Чорного моря з нафтовими компаніями «Exxon Mobil» і «Petrobras». Розвідка проводиться на ділянках Sinop, Ayancik і Carsamba. Інвестиції і видобуті енергоресурси розподілятимуться в співвідношенні по 25% «Exxon Mobil» і «Petrobras», решта 50% – ТРАО. Обсяг інвестицій в проект складе 1.5 млрд. дол.³⁸

У вересні 2010 року американська компанія Chevron Corp. підписала угоду з турецькою державною компанією ТРАО про проведення розвідки нафтових родовищ на турецькому шельфі Чорного моря. Обидві компанії розділили акції у спільному підприємстві пополам - по 50%. Площа ліцензійної ділянки складає близько 22 тис. км².³⁹

У серпні 2012 року Chevron і турецька державна компанія ТРАО підписали ще одну угоду про розвідку і видобуток енергоносіїв на ділянці Yassikheyuk-1. Обсяг інвестицій в реалізацію цього проекту складає приблизно 250 млн. дол. Незалежно від результату, витрати на розвідку цього родовища повністю бере на себе Chevron. ТРАО бере на себе витрати на оформлення документації в рамках угоди, що становитиме 50 млн. дол. У разі, якщо буде знайдена нафта у достатній для промислового видобутку кількості, доход буде поділено між компаніями 50:50. ТРАО намагалася самотужки реалізувати видобуток нафти, але це їй не вдалося, оскільки турецька компанія не має у своєму розпорядженні спеціальної техніки, щоб здійснити буріння до нафтових покладів, які на цьому родовищі залягають на глибині 4500-5000 м. Контракт з ТРАО про розвідку і видобуток енергоносіїв на турецькому шельфі буде продовжено до 2016 року.

У листопаді 2011 р. ТРАО і Shell підписали угоду про розвідку і видобуток вуглеводнів у західній глибоководній частині турецького шельфу Чорного моря, вартість буріння однієї свердловини складає близько 300 млн. дол. Вартість усього проекту - 1.5 млрд. дол. ТРАО має намір інвестувати близько 4 млрд. дол. протягом 2011-2013 рр. у розробку родовищ на чорноморському шельфі Туреччини силами ExxonMobil, Chevron, Petrobras, Shell і ТРАО. До кінця 2012р.

³⁸ Oil and gas extraction in the Black Sea countries // http://first-drilling.com.ua/news_article/news_item/860/language/ru

³⁹ Turkey's Chevron Acquires Deepwater Exploration Lease in the Black Sea <http://www.offshoreenergytoday.com/turkey-chevron/>

передбачається пробурити 5 надглибоких свердловин. Отримання першої промислової продукції на цих родовищах очікується у 2015 – 2016 рр.⁴⁰

Співпраця з Україною. Туреччина є унікальною транзитною державою через яку проходять або будуть проходити енергетичні трубопроводи з країн, розташованих на берегах Каспію, Чорного і Середземного морів та Перської затоки. До того ж, Туреччина контролює протоки Босфор і Дарданелли. Виходячи з цього, співпраця України з Туреччиною в енергетичній сфері є надзвичайно важливою.

Продовж останніх двох років співпраця України з Туреччиною у розвідці і видобутку енергоносіїв на шельфі Чорного моря розвивається досить динамічно. 15 березня 2011 року у рамках засідання українсько-турецької робочої групи з питань енергетики у Стамбулі відбулося підписання меморандуму по спільному вивченню вуглеводневих ресурсів Чорного моря. У травні 2011 р. у Києві українські і турецькі експерти розглянули можливість спільного проведення пошуково-розвідувальних робіт і видобутку вуглеводнів на глибоководному шельфі Чорного моря, а також проектування і будівництво на території Туреччини підземних сховищ природного газу і постачання зрідженого природного газу в Україну.

15 лютого 2012 р. у рамках візиту турецької делегації в Україну був підписаний протокол, що регулює механізм двохсторонньої співпраці у рамках реалізації спільних енергетичних проектів, в тому числі у видобутку енергоносіїв на чорноморському шельфі. Проте згадані документи мають переважно декларативний характер, на даний час інформація про їх реалізацію відсутня⁴¹.

У серпні 2012 р. Туреччина запропонувала Україні взяти участь у будівництві нового ЗПГ-терміналу на своїй території. Основними інвесторами цього проекту виступають турецька державна компанія Botas і приватна компанія Egagas, яка володіє одним з діючих ЗПГ-терміналів в Туреччині. Зі свого боку, Україна розраховує на участь турецьких компаній в інвестиційному конкурсі з будівництва ЗПГ-терміналу в порту «Южний».

Слід відзначити також, що країни активно співпрацюють у сфері вивчення можливостей транспортування газу з території Туреччини в Україну через Чорне море. Зокрема обговорюється питання участі України в проекті спорудження Трансанатолійського газопроводу (TANAP), який призначається для транспортування азербайджанського газу з родовища Шах-Деніз від грузинсько-турецького кордону до західних районів Туреччини і далі - до Європи. Пропускна спроможність нового газопроводу для транзиту газу до Європи через територію Туреччини становитиме 16 млрд. м³, з них 10 млрд. м³ - для Європи і 6 млрд. м³ - для західних регіонів Туреччини⁴².

В ході другого засідання Стратегічної ради високого рівня між Туреччиною і Україною 13 вересня 2012 р. у Києві прем'єр-міністр Туреччини Реджеп Тайїп Ердоган заявив, що Туреччина щомісячно пропускати через Босфор і Дарданелли вісім танкерів із скрапленням газом для України. Таке рішення було прийняте після

⁴⁰ Turkey Oil & Gas Report Q3 2012// <http://www.sbwire.com/press-releases/market-report-q3-2012-.htm>

⁴¹ Украина и Турция вместе ищут нефть и газ в море// <http://www.rosbalt.ru/ukraina/2011/03/15/828676.html>

⁴² Turkey invites Ukraine to build LNG-terminal

http://www.ukrrudprom.ua/news/Turtsiya_priglashaet_Ukrainu_stroit_SPGterminal.html

того, як була досягнута угода про проектування і будівництво українськими фахівцями підземних сховищ газу (ПСГ) на території Туреччини. Враховуючи, що стандартна місткість метановозов, які доставлятимуть зріджений газ на ЗПГ-термінал в порту «Южному» складатиме в середньому 150 тис. т, 8 метановозів щомісячно для майбутнього українського ЗПГ-терміналу буде більш ніж достатньо, щоб завантажити його на повну потужність⁴³.

Болгарія. Потенційні запаси газу на болгарському шельфі оцінюються у 100 – 200 млрд. м³, якого може вистачити Болгарії на 40-70 років, враховуючи нинішній рівень споживання - близько 3 млрд. м³ газу на рік. При цьому лише 10-15% потреб у газі забезпечуються в результаті власного видобутку. За підрахунками експертів, видобутий на болгарському шельфі газ коштуватиме 250 – 300 дол. за 1 тис. м³. Проте реальний видобуток енергоносіїв може розпочатися не раніше як через 3-5 років⁴⁴.

Оскільки Болгарія не володіє відповідними технологіями і не має власних фахівців для морського нафтогазовидобутку, ліцензії на освоєння болгарського шельфу були видані наступним іноземним компаніям: шотландській компанії Melrose Resources, австрійському нафтогазовому концерну OMV і американській компанії Vintage. Перше комерційне родовище природного газу Galata було відкрите у 2006 році. Його запаси становлять 2.5 млрд. м³, а річний видобуток - близько 400 млн. м³.

У 2007 році неподалік від структури Galata було виявлено ще два нових газових родовища газу – Kavarna і Kaliakra, загальні запаси яких складають 2.1 млрд. м³. У 2010 році ці родовища введені в експлуатацію. В цьому ж районі у липні 2011 року відкрито нове родовище природного газу потужністю 10 млрд. м³. Видобута сировина транспортується на газопереробний завод компанії Melrose Resources, розташований поблизу Варни.⁴⁵

У липні 2010 р. шотландська компанія Melrose Resources оголосила про виявлення нового родовища природного газу на блоці Galata. Запаси нового родовища оцінюються у 340 млн. м³ газу. Воно розташоване між двома нещодавно відкритими родовищами - Kavarna і Kaliakra. У 2011 році компанія почала проводити сейсмічну розвідку цього району. На глибині 840 м загальна висота газового покладу становить 40 м, що співвідноситься з параметрами сусідніх родовищ блоку Galata і дає підстави вважати, що сукупні запаси газу в цьому районі є значними.⁴⁶

У серпні 2012 р. Болгарія уклала угоду з консорціумом компаній на чолі з французькою Total, до якого також увійшли австрійська OMV та іспанська Repsol, для розвідки родовищ нафти і газу на ділянці болгарського шельфу під назвою Khan Asparuh поблизу румунського шельфу. Площа ділянки Khan Asparuh становить 15 тис. км². Запаси газу на цьому родовищі оцінюються від 20 до 40 млрд. м³ і при споживанні у Болгарії 2.5 – 3 млрд. м³ газу щорічно може задовольнити потреби країни на 10 – 18 років. Крім цього, Болгарія має

⁴³ Turkey let to Ukraine to import the liquid gas // <http://izvestia.com.ua/ru/news/40735>

⁴⁴ Five states fight for Black Sea oil and gas fields
<http://bnr.bg/sites/en/Economy/Pages/2409fightforBlackSeaoilandgasfields.aspx>

⁴⁵ Bulgaria Energy Report, March 11-th 2011// http://www.eiu.com/index.asp?layout=ib3Article&article_id

⁴⁶ На шельфе Болгарии обнаружено месторождение газа
<http://fednews.ru/bulgaria/180481- html>

намір розробляти родовище Teres поблизу турецьких територіальних вод, де видобуток нафти і газу може розпочатися через 5 років.

Вже протягом досить тривалого часу Румунія і Болгарія беруть участь в процесі переговорів про розмежування територіальних вод, площі континентального шельфу і виняткових економічних зон двох країн в Чорному морі. Румунсько-болгарські переговори про розмежування морської акваторії почалися у 1994 році і до теперішнього часу було проведено 14 раундів⁴⁷.

Черговий раунд переговорів по спірним територіям на суходолі і в акваторії Чорного моря між Румунією і Болгарією має відбутися до кінця 2012 р. Якщо цей спір не буде врегульовано на основі консенсусу, то Бухарест має намір звернутися до Міжнародного суду в Гаазі, як це він зробив раніше в подібній ситуації з Україною.⁴⁸

У вересні 2012 р. російська компанія Lukoil Overseas утворила зареєстроване в Нідерландах підприємство під назвою Lukoil Overseas Bulgaria B.V. для участі в тендерах на розробку болгарського чорноморського шельфу⁴⁹.

Болгарія покладає великі надії на енергетичний потенціал свого чорноморського шельфу. Якщо там буде виявлено достатні для економіки Болгарії запаси природного газу - це дасть перевагу в майбутніх переговорах з російською державною компанією «Газпром» як про зниження ціни на російський газ, так і про газопровід «Південний потік». Нині постачання російського газу забезпечують приблизно 90% споживання газу в Болгарії. Всього Болгарія споживає близько 2.5-3 млрд. м³ газу на рік, з яких купує у Росії 2 млрд. м³.

Протягом найближчих двох-трьох років Болгарія має намір вчетверо скоротити закупівлі російського газу, відмовившись від довгострокових контрактів з «Газпромом». При цьому слід зазначити, що між Болгарією і Росією утворився цілий комплекс проблем навколо спільних енергетичних проектів. Так, у грудні 2011р. Болгарія після довгих переговорів з Росією прийняла рішення вийти з проекту по спорудженню нафтопроводу Бургас-Александруполіс протяжністю 280 км і вартістю майже 1,5 млрд. дол. Передбачалося, що цей трубопровід в обхід Туреччини дозволив би дещо розвантажити протоки Босфор і Дарданелли. Відповідно до угоди, російська нафта мала б доставлятися танкерами у болгарський Бургас і далі - по трубопроводу в грецький Александруполіс на узбережжі Егейського моря.⁵⁰

Не кращим чином розвивається і проект будівництва АЕС «Белене», яку повинна побудувати у Болгарії російська компанія «Атомстройэкспорт». До теперішнього часу сторони підписали вже більше 10-ти угод про перенесення термінів дії договору, який був підписаний ще у 2006 році. Росія поки що не йде на загострення відносин з, сподіваючись, що Болгарія виконає свої зобов'язання відносно проекту «Південний потік». Для реалізації сухопутної частини проекту

⁴⁷ Румыния планирует реализовать территориальные претензии к Болгарии "в духе добрососедства"// <http://i-news.kz/news/2012/03/22/6347881.html>

⁴⁸ Natural Gas on the Black Sea Shelf: Will the EU Really Get It? <http://www.oilandgaseurasia.com/articles/p/164/article/1872/>

⁴⁹ Lukoil sets up subsidiary for Bulgarian shelf tender// <http://www.kyivpost.com/content/business/lukoil-shelf-tender-313998.html>

⁵⁰ Болгарский удар по российской нефти <http://wwwpravda.ru/world/europe/easteurope/08-12-2011/1101368-bulgaria-0/>

вже підписані міжурядові угоди з Болгарією, Сербією, Угорщиною, Грецією, Словенією, Хорватією та Австрією.⁵¹

Враховуючи, що проект «Південний потік» є альтернативним проекту Nabucco, Болгарія має зробити вибір між двома проектами і швидше за все він не буде на користь «Південного потоку».

Співпраця між Україною і Болгарією у сфері енергетики практично відсутня, проте якщо Болгарія вийде з проекту реалізації газопроводу «Південний потік», це буде найбільша допомога Україні у справі зміцнення її енергетичної безпеки.⁵²

Румунія. У 20-му столітті Румунія посідала перше місце у видобутку і експорті нафти у Східній Європі, проте з часом запаси нафти почали виснажуватися. Якщо у 1976 р. Румунія видобувала 308 барелів нафти на добу, то у 1986 році – вже лише 227 барелів. Починаючи з кінця 70-х років минулого століття Румунія була однією з 10-ти країн у світі, які виготовляли обладнання плавучих платформ для розвідки і видобутку енергоносіїв на морському шельфі. У 1988 році 7 таких платформ розробляли родовища вуглеводнів на румунському шельфі Чорного моря.⁵³

Румунія є лідером розробки вуглеводнів на чорноморському шельфі, освоєнням якого вона займається упродовж останніх 30-ти років. Ще у 1981 році Румунія ввела в експлуатацію стаціонарну глибоководну платформу на родовищі West Lebada біля кордонів шельфу України. З 1981 по 2003 рік державна нафтогазова компанія «Petrom» пробурила на шельфі 70 свердловин. В результаті були відкриті і введені в експлуатацію два нафтові родовища - Lotus і Portita і чотири газових - Pescarus, Sinoe, Doina і Cobalcescu. Пошукові роботи тут розпочались ще у 1975 році і в результаті були відкриті два нафтових родовища – Lotus і Portita та чотири газових – Pescarus, Sinoe, Doina і Cobalcescu. Перший видобуток нафти на родовищі Lebada Est державної компанії Petrom SA розпочався ще у 1987 році.⁵⁴

У грудні 2004 року контрольний пакет акцій румунської компанії «Petrom» перейшов до австрійського концерну OMV. У 2007 році було відкрито декілька нафтогазових родовищ, до розробки яких компанія «Petrom» залучила капітали і технології, а також фахівців відомих світових корпорацій Exxon Mobil, TotalFinaElf, OMV і ENI, створивши з ними спільні підприємства. Значне нафтове родовище відкрите на блоці Пейкан XIII з геологічними запасами понад 120 млн. т нафти. Англійська компанія «Enterprise Oil» відкрила родовище Doina з промисловими запасами природного газу.

За останні кілька років введені в експлуатацію середні за масштабами шельфові родовища нафти Ochiuri, газоконденсатне Mamu, нафтогазове Abramut і родовище сухого газу Predesti. Найбільшим є родовище нафти Torcesti, розташоване у східній частині румунського чорноморського шельфу. За даними Petrom, у 2009 р. промисел Torcesti вийшов на рівень видобутку в 1.3 млн. т

⁵¹ Братушки-кидалы // http://bohn.ru/news/bratushki_kidaly/2011-07-10-863

⁵² В Госдуме говорят, что затея с «Южным потоком» бесперспективная
<http://www.unian.net/news/525384-.html>

⁵³ Romania Oil and Gas // <http://www.mongabay.com/history/.html>

⁵⁴ <http://www.cisoilgas.com/article/Black-gold-of-the-Black-Sea/>

нафти і конденсату на рік. Нещодавно були відкриті нафтогазові родовища Adjud з запасами 45 млрд. м³ газу і Delta - 4 з запасами до 30 млрд. м³. Розробка обох родовищ почалася у 2011 році. Таким чином, сучасний видобуток вуглеводнів у румунському секторі Чорного моря досягне 60 млн. тонн на рік у перерахунку на нафту.

У серпні 2011 року румунська компанія Grup Servicii Petroliere SA («GSP») уклала угоду з транснаціональною компанією АМЕС з метою розвідки і видобутку нафти і газу на румунському шельфі Чорного моря. GSP – провідна компанія у сфері надання послуг у розвідці і видобутку енергоносіїв на шельфі Чорного моря, член Upetrom Group. Компанія має у своєму розпорядженні 5 СПБУ, 10 допоміжних суден різних типів, технічну флотилію, яка включає баржу DP3 для прокладання підводних трубопроводів, найбільший у Чорноморському басейні змонтований на баржі підйомний кран та іншу сучасну техніку.⁵⁵

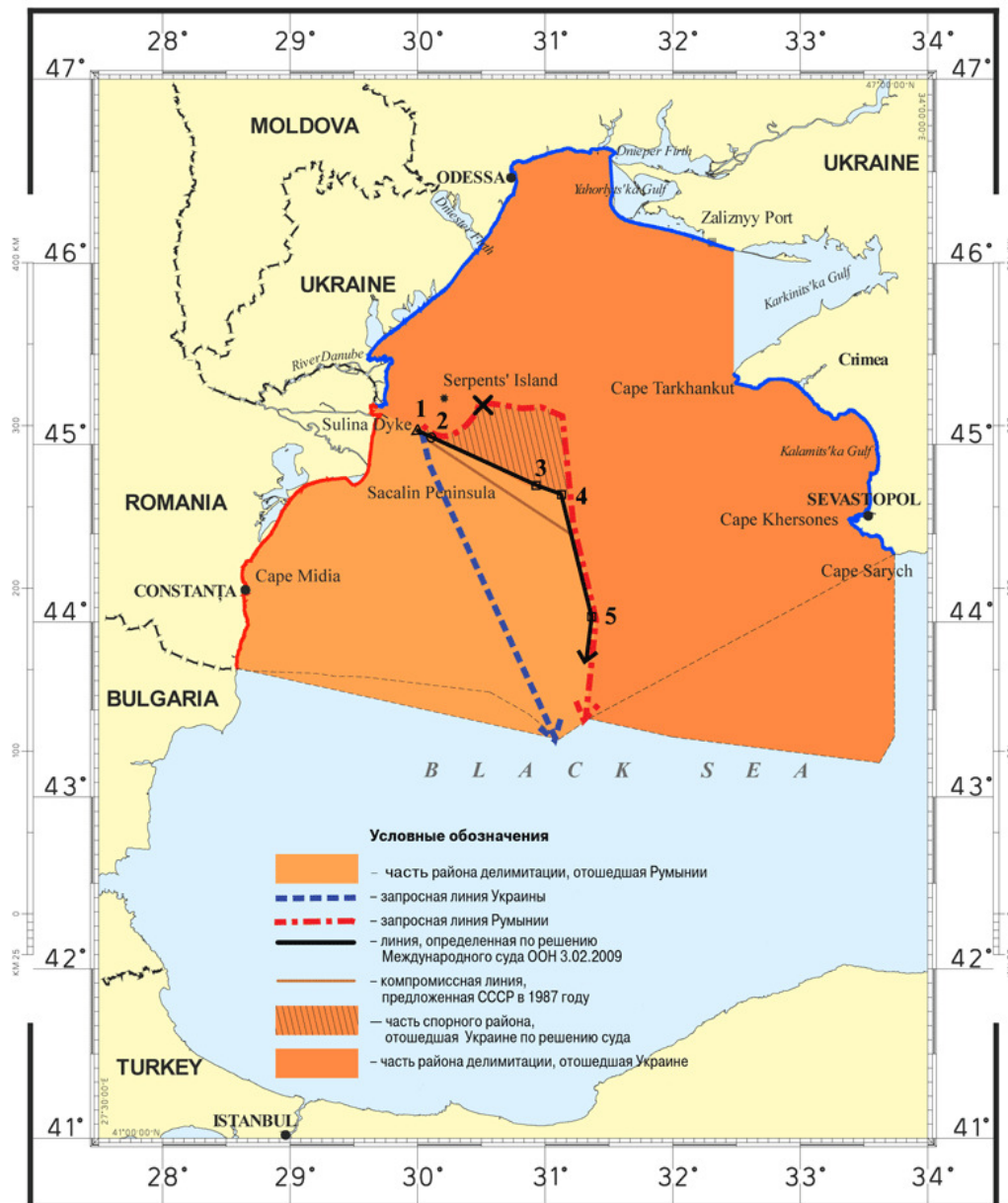
Нещодавно США надали Румунії в оренду на 3 місяці СПБУ Deerpwater Champion здатну проводити буріння на глибині моря до 3.5 км. Ця СПБУ була збудована в Південній Кореї з врахуванням обмежень протоки Босфор, зокрема висоти моста, що її перетинає.⁵⁶

У лютому 2012 р. компанії «ExxonMobil» і «OMV Petrom» оголосили про відкриття в румунській частині чорноморського континентального шельфу родовища природного газу потужністю від 40 до 84 млрд. м³. Родовище газу відкрите на глибині більше 3 тис. м при глибині моря в цьому районі 950 м. Це родовище розташоване в акваторії Чорного моря, яка до рішення Міжнародного суду в Гаазі від 3 лютого 2009 р. про розмежування виняткових економічних зон та континентального шельфу належала Україні (Рис.4).

Рис. 4. Лінія морського кордону між Україною і Румунією згідно з рішенням Міжнародного суду ООН в Гаазі від 3.02.2009 р.

⁵⁵ Romania GSP Enters into Agreement with AMEC
<http://www.offshoreenergytoday.com/romania>

⁵⁶ Sea shelf gas race/ <http://kyivweekly.com.ua/print/?20561>



Джерело: <http://iv-g.livejournal.com/151222.html>

У лютому 2009 року Міжнародний суд ООН у Гаазі ухвалив, що острів Зміїний не може вважатися частиною прибережної лінії України при визначенні серединної лінії при делімітації континентального шельфу і виняткової економічної зони. В результаті під юрисдикцію Румунії відійшло 79.34% спірної акваторії в Чорному морі площею більш як 12 тис. км² (що на 2 тис. км² більше території Лівану).⁵⁷

Враховуючи, що рівень споживання природного газу в Румунії на даний час становить близько 13 млрд. м³, одне це родовище може забезпечити потреби Румунії в газі на 3-6 років або країна може утриматись від імпорту газу

⁵⁷ На румунском шельфе Черного моря обнаружили газ // <http://www.newsland.ru/news/detail/id/895790/22.02.2012>

(2.5 млрд. м³ на рік) протягом 20–40 років. За попередніми даними, запаси нафти в цьому родовищі становлять близько 60 млн. т.⁵⁸

На початку липня 2010 року консорціум у складі LUKOIL Overseas (80%, оператор) and Vanco International (20%) переміг у тендері на розробку двох газоносних блоків на румунському шельфі Чорного моря - Rapsodia і Trident. Відповідна угода про розподіл продукції терміном на 30 років була підписана у лютому 2011 року. Проте у разі, якщо сейсмічна розвідка не підтвердить наявності покладів газу на згаданих блоках, - угода буде анульована. Загалом геологічна розвідка триватиме близько 10 років. Таким чином, вперше в історії LUKOIL працюватиме на шельфі країни-члена ЄС. При цьому слід зазначити, що LUKOIL володіє в Румунії нафтопереробним заводом Petrotel з потужністю переробки 2.4 млн. т нафти на рік, а також мережею з 300 АЗС.⁵⁹

На початку жовтня 2012 року румунська компанія GSP уклала угоду з канадською компанією Sterling Resources Ltd. про розвідку і видобуток нафти і газу на румунському шельфі Чорного моря, зокрема на блоках XV Midia та XIII Pelican.⁶⁰

У вересні 2012 р. британська компанія Melrose Resources спільно з румунською Petromar Resources приступили до дослідження з метою подальшої промислової розробки нафтогазових родовищ на ділянці шельфу Чорного моря (блоки EX - 27 Muridava і EX - 28 Est Cobalcescu), яка раніше була спірною акваторією України і Румунії. Концесійний договір між Агентством мінеральних ресурсів Румунії, Melrose Resources і Petromar Resources підписаний 8 березня 2011 року, частка Melrose в концесії складає 80%. Термін дії договору - три роки з можливістю пролонгації на такий же термін. Впродовж 2012 року планується провести 2D і 3D сейсмічних досліджень, у 2013 році пробурити одну свердловину, у 2014 році - ще дві. Компанія Melrose Resources планує витратити мінімум 60 млн. дол. на геологорозвідувальні роботи впродовж початкового терміну концесії⁶¹

Співпраця з Україною. Сьогодні Румунія виявляє ознаки зацікавленості у співпраці з Україною у сфері енергетики і зокрема пропонує програму по пільговому постачанню в Україну румунського газу. На даний час ведуться переговори з Румунією про постачання в Україну 2-3.5 млрд м³ газу щорічно. Румунія також планує залучити українських фахівців до видобутку газу на своєму шельфі. На думку румунських експертів, подібний контракт був би вигідним для Румунії і України як в економічному, так і в політичному сенсах.

В рамках проведення 16 грудня 2011 року у Чернівцях презентації підсумків проекту «Відносини Україна – Румунія: бачення, перспективи, пріоритети» один з її учасників, голова ГО «Група стратегічних та безпекових студій» С. Герасимчук зазначив, що «пріоритетами партнерства Україна-Румунія можуть стати спільні проекти з розробки чорноморських родовищ природних ресурсів». Зі свого боку, спеціальний аналітик енергетичного ринку Румунії Адріан Сирбу підкреслив, що розробка родовища в румунській акваторії на південний схід від острова Зміїний

⁵⁸ Natural Gas on the Black Sea Shelf: Will the EU Really Get It?// <http://www.oilandgaseurasia.com/articles/p/164/article/1872/>

⁵⁹ Lukoil will develop part of the Romanian Black Sea shelf// <http://topneftgaz.ru/news/view/95705>

⁶⁰ Romanias GSP starts drilling operations in Black Sea <http://wire.seenews.com/news/-307555>

⁶¹ <http://www.blackseanews.net/read/45285>

ведеться в повній відповідності з нормами міжнародного права і не суперечить інтересам України. На його думку, «Румунія і Україна зможуть зменшити залежність від постачань російського газу, а спільний видобуток газу на чорноморському шельфі об'єднає Київ і Бухарест».⁶²

24 травня 2012 року у Бухаресті відбувся Румунсько-Український економічний форум «Енергія - сфера регіонального інтересу», на якому були обговорені пропозиції щодо проведення спільних досліджень, виробництва устаткування і комплектуючих для енергетичної галузі, зокрема, для освоєння морського шельфу.⁶³

11 квітня 2012 року після семирічної перерви у Києві відбулося засідання українсько-румунської комісії з питань економічного, промислового і науково-технічного співробітництва. Серед багатьох питань економічної співпраці обговорювалися також перспективи реалізації спільних проектів у сфері енергоефективності, енергозбереження, розвитку нових джерел енергії і альтернативних видів палива. Відбувся також обмін досвідом з модернізації енергетичних систем і видобутку енергоносіїв на шельфі північно-західної акваторії Чорного моря.⁶⁴

Висновки:

Порівняльний аналіз стану і перспектив освоєння шельфу Чорного та Азовського морів Україною і чорноморськими державами дозволяє зробити наступні висновки:

1. На даний час усі чорноморські країни досить активно займаються освоєнням континентального шельфу Чорного моря. Спільним мотивом цих країн є їх бажання позбавитися залежності від Росії як монопольного постачальника енергоносіїв. При цьому практично кожна чорноморська країна має певні проблеми і непорозуміння з Росією в енергетичній сфері. Водночас, Росія, не поспішаючи налагодити видобуток енергоресурсів на своїй частині чорноморського шельфу, намагається «закріпити» за собою абхазькі, румунські та українські ділянки чорноморського шельфу шляхом створення спільних підприємств з видобутку вуглеводнів. Досить активно Росія також намагається закріпитися на енергетичному ринку Туреччини, Болгарії і Румунії.

2. Прагнення російського державного концерну «Газпром» та компанії «Лукойл» взяти участь в процесі освоєнні українського шельфу має більше політичний контекст, ніж економічний. Проте, в умовах, коли Україна протягом найближчих 10-ти років значною мірою залежатиме від російських енергоносіїв, обмежена співпраця України з концерном «Газпром» і компанією «Лукойл» видається політично вмотивованою і такою, що диктується принципами добросусідських відносин, тим більше, що освоєння шельфових родовищ вуглеводнів, які розташовані по обидва боки морського кордону, доцільно здійснювати в кооперації двох держав.

⁶² Добыча газа на черноморском шельфе объединит Киев и Бухарест.
<http://www.golosua.com/main/article/mizhnarodni-vidnosini/20120228>

⁶³ Румыно-Украинский экономический форум «Энергия – область регионального интереса»//
<http://rom-ukr.biz/?p=199>

⁶⁴ Украина – Румыния: диалог на межправительственном уровне.
<http://www.danube-river.info/?p=1479>

3. Безперечними лідерами в освоєнні континентального чорноморського шельфу є Туреччина і Румунія. Проте, за прогнозами фахівців, за умови нарощування темпів розвідки і видобутку енергоносіїв на чорноморському шельфі, Україна має шанси випередити згадані країни у цій сфері вже через 2-3 роки.

4. Спільним для усіх чорноморських країн є те, що всі вони залучають до освоєння своїх частин шельфу потужні, здебільшого транснаціональні компанії, які мають великий досвід, сучасні технології і значні фінансові ресурси для розвідки і видобутку енергоносіїв на глибоководному шельфі; можуть здійснювати транспортування і переробку ресурсів. Жодна з чорноморських країн, включаючи Росію, поки що не має в достатній кількості сучасних плавучих платформ (СПБУ) власного або іноземного виробництва для видобутку енергоносіїв на морських глибинах до 2000 м і на глибині залягання енергоресурсів до 9000 м. Водночас чорноморські країни намагаються вести освоєння мілководного шельфу (до 200 м.) із застосуванням власних ресурсів і технологій.

5. Аналіз досвіду взаємодії чорноморських держав та окремих іноземних компаній, що залучаються для розвідки і видобутку енергоносіїв на морському шельфі, свідчить, що з метою запобігання монополізації на базі кількох найбільш потужних і досвідчених компаній, як правило, створюється тимчасова (на термін дії угоди) транснаціональна оперативна група компаній (консорціум), до складу якої в якості координатора входить провідна національна компанія тієї або іншої чорноморської країни. Як правило, національна компанія також контролює виконання іноземними компаніями своїх зобов'язань відповідно до національного законодавства, угод і контрактів, зокрема відносно сплати податків, відповідності робіт екологічним вимогам, недопущення монополізації з боку окремих компаній - учасниць оперативної групи.

6. На наш погляд, ДАТ «Чорноморнафтогаз» має достатній досвід для видобутку енергоносіїв на морському шельфі і за належної фінансової підтримки могло б почати самостійне освоєння і його глибоководного сектору. Проте, економічно необґрунтована ціна на видобуті вуглеводні, постійне зростання податкового навантаження, в першу чергу, рентних платежів, вкрай недостатнє бюджетне фінансування геологорозвідувальних робіт і висока вартість спеціальних дозволів на користування надрами не залишають ДАТ «Чорноморнафтогаз» достатніх власних інвестиційних ресурсів для розвитку.

7. Лише комплексний підхід до виконання завдань освоєння і розвитку континентального шельфу України дозволить забезпечити потужне джерело енергетичної стабільності і сталого розвитку нашої держави. До найбільших проблем, які перешкоджають освоєнню і розвитку українського морського шельфу можна віднести наступні:

- недостатній обсяг інвестицій для освоєння глибоководного континентального шельфу України;
- відсутність в достатній кількості потужних СПБУ для розвідки і видобутку енергоресурсів на глибоководному морському шельфі;
- обмежена кількість спеціальних суден і платформ для супроводу буріння та експлуатації свердловин, а також для прокладання морських трубопроводів;
- невідповідність «Програми освоєння вуглеводних ресурсів українського сектора Чорного та Азовського морів» (Постанова КМУ від 17 вересня 1996 року

№ 1141) сучасним економічно-правовим відносинам у сфері освоєння морського шельфу;

- невиконання до цього часу рішення РНБОУ від 16 травня 2008 р. «Про розробку Комплексної програми видобутку вуглеводнів на шельфі Чорного і Азовського морів»;

- часта зміна порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами, процедура отримання яких надто складна і у фінансовому плані надто висока;

- непрозорість процесу розвідки і експлуатації родовищ нафти і газу на українському шельфі: дані про поклади, їх розробку, собівартість, кількість свердловин і їх власників, обсяги видобутих енергоресурсів і ціну їх реалізації здебільшого залишаються таємницею для суспільства і громадськості;

- недостатнє врахування високої капіталоємності розвитку морського нафтогазовидобування при формуванні державної політики у сфері ціноутворення, оподаткування і формування дозвільної системи.

Рекомендації:

1. З метою створення конкурентного середовища в процесі освоєння українського шельфу Чорного і Азовського морів і недопущення монополії певних компаній, Уряд України має залучати якомога більше іноземних компаній до участі в прозорих тендерах. Водночас слід нарощувати науково-технічний, фінансовий і виробничий потенціал ДАТ «Чорноморнафтогаз» з метою посилення його спроможні реалізувати проекти з розвідки і видобутку вуглеводнів на українському шельфі у співпраці з провідними світовими нафтогазовими компаніями.

2. Зважаючи на ту обставину, що нафтогазовидобувна галузь є однією з небагатьох галузей України, де й дотепер домінує державний сектор (частка недержавних компаній в обсязі видобутку вуглеводнів складає менше ніж 10 %), що практично виключає розвиток конкурентного середовища в цій сфері, слід передбачити залучення як вітчизняних, так і іноземних компаній в розвідку та експлуатацію родовищ вуглеводнів, як на суходолі, так і на шельфі.

3. Оскільки серед усіх чорноморських країн Туреччина відіграє найважливішу роль в енергетичних проектах у Чорноморсько-Каспійському регіоні і протягом останніх двох років Україна підписала з цією державою низку документів про співпрацю в освоєнні чорноморського шельфу, взаємодія України з Туреччиною в енергетичній галузі має бути пріоритетною. Водночас ближчим часом слід провести ревізію стану виконання підписаних українсько-турецьких документів у сфері енергетики.

4. На нашу думку, Україні бажано також співпрацювати з Румунією у розвідці і видобутку енергоносіїв на румунському шельфі, особливо на родовищах, розташованих поблизу лінії делімітації морської акваторії за умови поставки частки видобутих вуглеводнів в Україну. Така співпраця мала б і політичний аспект у плані зміцнення двосторонніх відносин через спільні економічні інтереси.

5. Освоєння вуглеводних ресурсів на українському шельфі Чорного і Азовського морів із залученням іноземних інвестицій буде більш ефективним за умови, якщо інвестування буде проводитися одним інвестором - від пошуково-розвідувальних робіт до промислової розробки цих родовищ.

6. З метою активізації освоєння енергетичних ресурсів українського шельфу Чорного та Азовського морів Уряд України має забезпечити виконання наступних заходів:

- ближчим часом розробити і затвердити Національну програму освоєння вуглеводних ресурсів українського сектора Чорного та Азовського морів до 2020 р., а також Закон про державну підтримку морського нафтогазовидобутку в Україні, які б визначали головні пріоритети та стратегічні завдання щодо освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектора Чорного і Азовського морів, ефективні засади державної політики та важелі регулювання, застосування яких сприяло б суттєвому нарощуванню темпів освоєння українського шельфу Чорного і Азовського морів;

- з метою уникнення суперечливого тлумачення норм законодавства та удосконалення регулювання механізму діяльності у нафтогазовому секторі прийняти нову редакцію «Кодексу про надра», чинна редакція якого застаріла і не узгоджується з іншими ключовими законами, зокрема «Про нафту і газ» та «Про угоди про розподіл продукції»;

- створити сприятливі фінансово-економічні умови для підприємств, які здійснюють видобуток вуглеводнів на морському шельфі;

- стимулювати інвестиційну діяльність щодо запровадження новітніх інноваційних технологій у сфері освоєння енергоресурсів на морському шельфі шляхом створення пільгового режиму інвестиційної та іншої господарської діяльності іноземним інвесторам;

- НАК «Нафтогаз» підготувати і якомога швидше провести наступний раунд міжнародних тендерів, до участі в яких запросити провідні нафтогазовидобувні компанії світу;

- надати державного сприяння (розробити спеціальну програму) розвитку вітчизняного машинобудування з метою виробництва необхідної техніки, передусім СПБУ, для розвідки і видобутку нафти і газу на глибоководному морському шельфі.

3. Залучення іноземних компаній до освоєння українського шельфу

Впродовж усіх років незалежності уряди України не дуже успішно намагалися залучити іноземних інвесторів до видобутку енергоносіїв на українському шельфі Чорного та Азовського морів. Як відомо, остання така спроба, яка стосується американської компанії «Vanco Prykerchenska Ltd.», виявилася невдалою. Протягом останніх років переговори щодо співпраці в освоєнні енергоресурсів українського шельфу Чорного моря велися з багатьма іноземними компаніями, зокрема з російськими Gazprom International, Lukoil Overseas Holding Ltd. та ТНК-ВР, італійською ENI S.p.A., бразильською Petrobras, корейською Korea Resources Corp., британсько-нідерландською Royal Dutch Shell, американськими Chevron, Exxon Mobil, Hunt Oil Company, британськими Regal Petroleum, Cadogan Petroleum PLC, австрійською OMV, французькою Gas de France, німецькою RWE Dea AG, турецькою Turkiye Petrolleri Anonim Ortakligi – (ТРАО) та іншими. Проте до недавнього часу ці переговори не мали суттєвих позитивних наслідків. І лише у серпні 2012 р. було оголошено, що консорціум у складі американської компанії ExxonMobil Exploration and Production Ukraine

В.В. (частка акцій – 40%), британсько-нідерландської компанії Shell (35%), румунської компанії OMV Petrom S.A. (15%) і НАК «Надра України» (10%) став переможцем конкурсу на укладання угоди про розподіл продукції (УРП) щодо Скіфської нафтогазоносної ділянки на українському шельфі Чорного моря.

На думку президента Київського міжнародного енергетичного клубу, колишнього Спеціального уповноваженого з питань Євразійського нафтотранспортного коридору і колишнього президента ВАТ «Укртранснафта» О.Тодійчука, підписання Україною угоди з іноземними компаніями про розробку Скіфської нафтогазоносної ділянки на шельфі Чорного моря є правильним кроком з метою отримання достатніх інвестицій і необхідних технологій.⁶⁵

Історія процесу. За всі роки незалежності було проведено всього три конкурси на освоєння енергоносіїв на українському шельфі Чорного моря. Перший тендер на право розробки нафти й газу на ділянці чорноморського шельфу площею 1000 км² ще у 1995 році виграла дочірня компанія Shell. Проте, посилаючись на відсутність закону про УРП, компанія відмовилась від реалізації проекту. Закон «Про угоди про розподіл продукції», який було прийнято в Україні лише 1999 року, передбачає, що держава (замовник) доручає інвестору за його власний рахунок виконати конкретні роботи щодо розвідки та організації промислового видобутку енергоносіїв. Держава розплачується з інвестором шляхом передачі йому частини видобутої продукції протягом певного періоду, проте надра залишаються у власності держави. Закон дає інвестору низку гарантій, і одна з них - автоматичне отримання єдиної «наскрізної» ліцензії на весь термін дії угоди - до 50 років, що охоплює етапи розвідки і видобутку.

Перші спроби детального вивчення запасів і розробки нафтогазоносних ділянок на шельфах Чорного й Азовського морів почали проводитися ще на початку 1990-х років. Зокрема, у 1995 році з допомогою спеціального судна компанія Western Geophysics провела двовимірну сейсмічну розвідку чорноморського шельфу України. Проте й досі глибоководний шельф українського сектору Чорного моря вивчений досить поверхово.

На другому конкурсі, проведеному у 2006 році, переможцем стала Vanco International Ltd. (Бермуди), дочірня компанія Vanco Energy Company (штат Делавер, США), яка у свою чергу створила нову дочірню компанію «Vanco Prykerchenska Ltd.» для операцій в Україні. Vanco International Ltd. була створена у 1997 році для здійснення операцій за межами США, насамперед - на глибоководному шельфі Західної Африки, де вона взяла участь у восьми проектах на основі укладання угод про розподіл продукції, при цьому в семи проектах компанія зобов'язалася профінансувати від 75 до 95% від загального обсягу заявлених інвестиційних програм. На час початку діяльності в Україні Vanco International Ltd. мала досвід оператора, тобто організатора й загального координатора робіт з буріння глибоководних свердловин на глибинах більше 2000 м.⁶⁶

⁶⁵ О.Тодійчук: розробка Скіфської ділянки - перший крок у правильному напрямку// <http://www.qclub.org.ua/comments-experts/o-todijchuk>

⁶⁶ Єрмоєнко А. Україна вчиться залучати інвесторів на морський шельф: перший досвід // <http://www.dt.ua/2000/2200/53313/?printpreview>

У 2007 компанія отримала від уряду В. Януковича право на розробку перспективної Прикерченської ділянки (площа 12.9 тис. км²) глибоководного шельфу Чорного моря, але у травні 2008 року уряд Ю. Тимошенко анулював ліцензію на розробку шельфу, звинувачуючи компанію в порушенні українського законодавства під час проведення конкурсу на право укладання угоди про розподіл продукції. Компанія «Vanco Prykerchenska Ltd.» подала позов на Уряд України до Арбітражного суду Торгової палати Стокгольму, який до теперішнього часу остаточного рішення ще не прийняв, оскільки сторони неодноразово призупиняли розгляд справи, намагаючись укласти мирову угоду, що станом на жовтень 2012 року поки що не вдалося зробити.

Умовою української сторони щодо підписання мирової угоди є вимога отримати гарантію від акціонерів «Vanco Prykerchenska Ltd.» про те, що вони відмовляються від претензій до Уряду України про відшкодування матеріальних збитків у розмірі 100 млн. дол., яких компанія зазнала внаслідок розриву угоди у травні 2008 р. З іншого боку, сторони поки що не змогли узгодити юридичне закріплення довгострокових гарантій захисту інвестицій «Vanco Prykerchenska Ltd.» у розмірі 20 млрд. дол.

До недавнього часу власниками «Vanco Prykerchenska Ltd.» з рівною пайовою часткою (по 25%) були Vanco International, DTEK Holdings Ltd.

Р. Ахметова, компанія Shadowlight Investments Ltd. російського бізнесмена

Є. Новицького, а також австрійська компанія Integrum Technologies Ltd. Проте зміна власників, яка останнім часом відбувається в компанії «Vanco Prykerchenska Ltd.», певним чином ускладнює досягнення мирової угоди, оскільки практично зникає первісний суб'єкт судового процесу, початого ще у 2008 році. Так, у вересні 2011 року компанія «Лукойл» придбала 50% акцій компанії «Vanco International Ltd.», якій належало 25% акцій в компанії «Vanco Prykerchenska Ltd.». Як стало відомо, «Лукойл» також має намір придбати австрійську компанію «Integrum Technologies Ltd.», яка теж мала 25% в компанії «Vanco Prykerchenska Ltd.», що кардинально послабить позиції компанії ДТЕК Р. Ахметова в «Vanco Prykerchenska Ltd.». Якщо «Лукойлу» вдасться здійснити цю оборудку, то компанія «Vanco Prykerchenska Ltd.» на 75 % буде контролюватися російським капіталом і лише на 25% - українським.⁶⁷

Умови конкурсу 2012 року. Конкурс на освоєння Скіфської і Фороської ділянок українського шельфу Чорного моря було оголошено на початку червня 2012р. Згідно з постановами № 454 і № 455 від 23 травня 2012 р. Кабінет міністрів затвердив умови конкурсу на укладення УРП по Скіфській ділянці площею 16.6 тис. км² і Фороській ділянці площею 13.6 тис. км². Розмір спеціального платежу по кожній ділянці шельфу складає по 2.4 млрд. грн. Мінімальний об'єм інвестицій на першому етапі геологорозвідувальних робіт має становити не менше 1.6 млрд. грн. Об'єм інвестицій на другому етапі, в тому числі для дослідно-промислової експлуатації, визначається за умовами конкурсу. Конкурс відбувся лише по Скіфській ділянці. Іноземні інвестори поки що не виявили бажання до освоєння Фороської ділянки. Повторний тендер по цій ділянці буде проведено в кінці 2012 р.

⁶⁷ Украинские лоббисты ЛУКОЙЛа и Газпрома соперничают за шельф Черного моря// <http://www.rosbalt.ru/ukraine/2011/02/11/818427.html>

Перший етап геологорозвідувальних робіт, згідно з умовами конкурсу, має бути завершений впродовж п'яти років. Попередньо сумарні інвестиції в Скіфську ділянку оцінювалися у 10-12 млрд. дол., прогнозований щорічний об'єм видобутку природного газу - до 3-4 млрд. м³, надходження до бюджету - 80-90 млрд. грн. Загальні інвестиції у Фороську ділянку - 8-10 млрд. дол., прогнозований щорічний об'єм видобутку газу - до 2-3 млрд. м³, надходження до бюджету - 70-80 млрд. грн.

На прийом заявок для участі у конкурсі відводилося до двох місяців, а на підведення підсумків - до місяця. За участь у конкурсі стягувався внесок у розмірі 1 млн. грн. з компанії. Відповідно до постанов Кабміну, вартість документації по Фороській ділянці складає 10 млн. грн., по Скіфській - 12 млн. грн. Учасником конкурсу можуть бути як іноземні, так і національні компанії з відповідними фінансовими і технічними можливостями, а також необхідною кваліфікацією для користування надрами.

Крім того, консорціум компаній після укладання УРП має внести до держбюджету України спеціальний платіж (премію) у розмірі 325 млн. дол. Переможець конкурсу взяв на себе зобов'язання інвестувати в геологічну розвідку на Скіфській ділянці більш як 400 млн. дол., хоча умови конкурсу передбачали вкладення в перший етап розробки в сумі 200 млн. дол. Згідно з інформацією Мінекології, частка НАК «Надра України» у пулі становитиме 10%. При цьому компанії ExxonMobil, Shell і OMV Petrom S.A. повністю беруть на себе фінансову складову участі НАК «Надра України». Оператором угоди про розподіл продукції Кабмін визначив компанію ExxonMobil.

Протягом трьох місяців (90 днів), починаючи з моменту оголошення переможця конкурсу, інвестор має запропонувати свій варіант угоди про розподіл продукції, яка конкретизує взаємні зобов'язання сторін на період 50 років. Після цього замовник (Уряд України) та інвестор мають визначитися зі структурою витрат, які будуть відшкодовуватися інвестору компенсаційною продукцією. Поданий інвестором проект угоди реєструється в Мінекономіки, потім Міжвідомча комісія організує проведення передбачених законом про УРП державних експертиз і відпрацьовує проект угоди для досягнення консенсусу з інвестором. Далі остаточний варіант угоди про розподіл вуглеводнів підлягає затвердженню Кабінетом міністрів і лише потім підписується сторонами. Отже, процес узгодження прийнятної для замовника і інвестора варіанту угоди про розподіл продукції триватиме щонайменше від кількох місяців до року.

Згідно із затвердженими умовами конкурсу, максимальна частина компенсаційної продукції, за рахунок якої інвесторові будуть компенсовані його витрати, встановлена на рівні 70%, а частка держави в прибутковій продукції має складати не менше 20%. Як відомо, світова практика з укладення угод про розподіл продукції передбачає два етапи: перший - пільговий і другий - після закінчення пільг. На пільговому етапі інвестор фінансує розвідку та початок видобутку енергоносіїв. На цьому етапі інвестор продає більшу частину видобутої сировини, щоб компенсувати свої витрати. Держава-замовник в цей час має незначний зиск. На другому етапі інвестор і держава зазвичай міняються ролями - держава отримує більшу частку видобутої сировини, інвестор - меншу. Стосовно проекту освоєння Скіфської ділянки українського шельфу Чорного моря, то на даний час немає достовірної інформації про те, як буде розподілятися продукція, коли настане повне відшкодування витрат інвесторів.

Для оцінки учасників конкурсу застосовуються технічні критерії: оптимальна програма геолого-розвідувальних робіт, найкращі технологічні рішення, найкраща програма захисту навколишнього середовища, а також фінансово-економічні критерії: найпривабливіші умови інвестування, найбільш вигідний для держави розподіл продукції між державою та інвестором, розмір премії для держави за підписання УРП, належне фінансове забезпечення виконання програми робіт тощо. Рішення про переможця конкурсу приймає Міжвідомча комісія з організації укладання та виконання угод про розподіл продукції (сформована у 2000 році), до складу якої входять 20 представників центральних органів виконавчої влади, а також народних депутатів, у тому числі від опозиційних фракцій.

У звіті Держгеології за 2011 рік відзначалося, що прогнозований максимальний видобуток газу по Скіфській ділянці складе 3-4 млрд. м³ на рік, по Фороській - 2-3 млрд. м³. Реально проект втілюватиметься в життя не так швидко, як хотілося б. Технологічний процес має певні етапи, які не можна пришвидшити. Після підписання договору про розподіл продукції протягом 3-5 років необхідно здійснити комплекс пошуково-розвідувальних робіт на Скіфській ділянці, і у разі підтвердження наявності комерційних запасів енергоносіїв почнеться видобуток газу. Якщо ж запаси газу виявляться незначними і їх видобуток буде нерентабельним, - компанії не будуть фінансувати збитковий проект.⁶⁸

Учасники консорціуму і їх можливості. ExxonMobil Corporation є найбільшою нафтогазовою корпорацією у світі (згідно з нормативами Forbes Global 2000 за 2012 рік), яка була утворена у 1999 р. шляхом злиття двох найбільших американських нафтових компаній Exxon і Mobil. Обидві компанії були спадкоємицями тресту Standard Oil Джона Рокфеллера після його примусового поділу у 1911р. Центральна штаб-квартира компанії розташована у місті Ірвінг, передмісті Далласа, штат Техас. Основні власники компанії - інвестиційні фонди, інституційні та приватні інвестори. Голова ради директорів і головний управляючий директор - Рекс В. Тіллерсон.

Компанія здійснює видобуток нафти в різних регіонах світу, включаючи США, Канаду, Близький Схід, Африку, Азербайджан, Казахстан та інші країни. ExxonMobil має частку у 45 нафтопереробних заводах 25-ти країн, а також володіє мережею АЗС більш ніж у 100 країнах. У 2008 р. щоденний видобуток ExxonMobil становив в еквіваленті 3.9 млн. барелів нафти, що складало 3% світового видобутку.

Загальна чисельність персоналу становить 84 тис. осіб. Станом на 2011 р. виручка становила 486.4 млрд. дол., операційний прибуток - 73.2 млрд. дол., чистий прибуток - 41.0 млрд. дол., сумарні активи - 349.0 млрд. дол., сумарний акціонерний капітал - 154.3 млрд. дол.

Разом з американськими компаніями Chevron Corp. і ConocoPhillips компанія ExxonMobil у квітні і травні 2012 року брала також участь у двох конкурсах на укладення угоди про розподіл продукції по Юзівській (Харківська та

⁶⁸ Кабмін виставить на конкурс два газові родовища на шельфі//
http://ukr.lb.ua/news/2012/05/29/153615_kabmin_vistavit_konkurs_dva.html

Донецька області) і Олеській (Львівська та Івано-Франківська області) площах сланцевого газу. Переможцями цих конкурсів визнані компанії Shell і Chevron. Державна служба геології та надр України оцінює ресурси Юзівської площі від 4 до 10 трлн. м³ газу, Олеської – близько 2,5 трлн. м³ газу.

Royal Dutch Shell - нідерландсько-британська нафтогазова компанія згідно з рейтингом Fortune Global 500 (за 2010 рік) є другою за розмірами капіталізації компанією у світі. Центральна штаб-квартира компанії знаходиться у Гаазі (Нідерланди). Компанія була створена у 1907 році шляхом об'єднання Royal Dutch Petroleum Company і The Shell Transport and Trading Company Ltd. Голова ради директорів компанії - Йорма Олліла (*Jorma Ollila*). Головний управляючий директор з червня 2009 р. - Петер Возер (*Peter Voser*).

Shell веде геологічну розвідку і видобуток нафти і газу у більш ніж 40 країнах світу. Shell повністю або частково володіє більш ніж 50 нафтопереробними заводами у багатьох країнах світу. Компанії належить найбільша у світі мережа АЗС, яка налічує більш ніж 55 тис. станцій. Видобуток нафти компанією у 2009 році склав близько 80 млн. т (1.5 млн. барелів на добу), природного газу - близько 88 млрд. м³.

Загальна чисельність персоналу компанії на 2010 р. - близько 101 тис. осіб. Станом на 2011 р. виручка становила 470.1 млрд. дол., операційний прибуток - 55.6 млрд. дол., чистий прибуток - 31.1 млрд. дол., сумарні активи - 345.2 млрд. дол., сумарний акціонерний капітал - 169.5 млрд. дол.

Основні проекти Shell розташовані в США, Канаді, Ірландії, скандинавських країнах, Нідерландах, Мексиканській затоці, Бразилії, на Філіппінах, в Океанії, Австралії, на Сахаліні, в Катарі, Іраку, Нігерії, Китаї, Казахстані та в інших країнах світу. Shell працює в Україні вже більше 20 років. По всій території України з'явилися заправки з логотипом Shell. У квітні 2012 року Shell виграла тендер на розробку Юзівської нафтогазоносної площі, де планує добувати сланцевий газ, якщо він буде там у промислових обсягах.

Shell також відповідальна за найбільший у світі розлив нафти у прісних водах. Так, 15 січня 1999 року танкер Shell в озері Магдалена (Аргентина) зіткнувся з іншим танкером, що призвело до виливання усього його вмісту нафти в озеро. Всесвітня організація «Друзі Землі» (Friends of the Earth) звинувачувала також Shell в забрудненні довкілля на узбережжі острова Сахалін і в Ірландії. За підрахунками організації, у 2007 році збитки, завданні забрудненням довкілля в цих регіонах, становили близько 20 млрд. дол.⁶⁹

OMV Petrom S.A. – найбільша нафтогазова корпорація в Румунії і Східній Європі, дочірня компанія австрійської компанії OMV (нім. Österreichische Mineralölverwaltung AG), заснованої у 1956 році. В кінці 2004 року румунська компанія Petrom (заснована у 1991 році) була приватизована румунським урядом і продана австрійській компанії OMV. У січня 2006 року Petrom викупила операції OMV в Румунії, Болгарії, Сербії і Чорногорії. Крім зазначених країн, OMV Petrom S.A. задіяна в енергетичних проектах в Угорщині, Молдові, Казахстані, Ірані і Росії. Центральна штаб-квартира OMV Petrom S.A. розташована в Бухаресті. Головний управляючий директор – Маріанна Джордж (*Marianna Gheorge*). З придбанням контрольного пакету акцій румунської компанії Petrom,

⁶⁹ Royal Dutch Shell // http://en.wikipedia.org/wiki/Royal_Dutch_Shell

концерн OMV став найбільшою нафтогазовою групою в Центральній Європі, об'єм нафтогазових резервів якої перевищує 1.4 млрд. барелів. Загальна чисельність персоналу у 2010 році становила 24.6 тис. осіб. Станом на 2010 р. виручка компанії становила 3.5 млрд. євро, сумарні активи - 13.1 млрд. євро.

Де-факто Petrom має монополію на видобуток нафти в Румунії. Оскільки у приватизаційному контракті були відсутні положення щодо регулювання ціни на нафту з боку румунського уряду, то нафта, яку видобуває у Румунії, продається на внутрішньому ринку за ціною імпортованої нафти. Petrom давно намагається працювати на українському нафтогазовому ринку, зокрема на чорноморському шельфі України, але поки що не досить успішно, однак не з вини самої компанії, а переважно через труднощі додання бюрократичних бар'єрів в Україні.⁷⁰

НАК «Надра України». Згідно з Указом Президента України № 802 від 14 червня 2000р. «Про заходи для підвищення ефективності управління підприємствами в сфері геології» та Постановою Кабінету Міністрів України № 1128 від 14 липня 2000 р. була створена Національна Акціонерна Компанія (НАК) «Надра України» з метою покращення забезпеченості потреб України в корисних копалинах, збереження та нарощування потенціалу геологічних підприємств. Рішенням Уряду України до складу компанії передано 13 геологорозвідувальних та спеціалізованих підприємств. У державній власності знаходяться 100% акцій НАК.

У Статуті Компанії визначені її основні завдання:

- проведення пошукових та розвідувальних робіт на родовищах корисних копалин в Україні та поза її межами;
- сприяння залученню інвестицій у розвідку та промислову експлуатацію родовищ корисних копалин;
- забезпечення нарощування мінерально-сировинної бази держави як основи розвитку видобувних та переробних галузей національної економіки;
- геологічне, гідрогеологічне, інженерно-геологічне та еколого-геологічне вивчення геологічного середовища;
- залучення інвестицій в обсязі 2-3 млрд. дол. протягом 2-3 років для проведення робіт з освоєння мінерально-сировинної бази на шельфі Чорного та Азовського морів.

Технічне оснащення компанії дозволяє проводити повний комплекс геологорозвідувальних, експлуатаційних та дослідницьких робіт. Спеціалістами компанії розроблено та впроваджено цілу низку новітніх технологічних рішень, що дозволяє ефективно вести геолого пошукові та бурові роботи на глибині до 6 тис. м. Компанія виконує державні замовлення з пошуку і розвідки родовищ нафти, газу та інших корисних копалин; співпрацює з індивідуальними замовниками. НАК «Надра України» зацікавлена як в оновленні власного бурового устаткування для буріння на суходолі і на шельфі, так і в просуванні на ринку України і країн СНД устаткування провідних світових виробників.⁷¹

⁷⁰ OMV Petrom S.A. // <http://en.wikipedia.org/wiki/Petrom>

⁷¹ НАК «Надра України» // http://www.nadrukrayny.com.ua/about_ukr.htm

Українські партнери НАК «Надра України»

У лютому 2012 року фірма «СПК – ГеоСервіс» стала переможцем конкурсу, проведеного Державною службою геології і надр України з метою створення двох спільних підприємств (ТОВ «Надра Юзівська» і ТОВ «Надра Олеська»), які стануть сторонами в угодах про розподіл продукції по Юзівській і Олеській нафтогазоносним ділянкам.⁷²

Як з'ясувалося, крім НАК «Надра України» в схему взаємодії з іноземними інвесторами вводиться створена у 2008 році приватна консалтингова фірма ТОВ «СПК-ГеоСервіс», яка надає послуги в проведенні геологорозвідувальних робіт в межах нафтогазоносних регіонів України (Чорного моря і Кримського півострову, Дніпровсько-Донецького басейну, Волинсько-Подольського басейну і Карпат), а також деяких іноземних держав. Зокрема компанія здійснює інтерпретацію і аналіз геологічних і геофізичних даних, оцінку нафтогазоносних об'єктів і вуглеводневих ресурсів. На сьогодні компанія «СПК – ГеоСервіс» успішно виконала кілька проектів для низки компаній: Shell, AngloUkrEnergy, Total, ION та інші. Статутний капітал фірми «СПК-ГеоСервіс» - 53 тис. грн. У 2011 році фірма отримала 648 000 грн. чистого прибутку.⁷³

17 квітня 2012 року створене також третє СП під назвою «Геосервіс Чауда», яке обслуговуватиме Скіфську ділянку чорноморського шельфу. Згодом НАК «Надра України» і «Геосервіс Чауда» створили ще одну фірму - ТОВ «Надра Шельф».⁷⁴ Пояснюючи необхідність залучення і створення фірм-посередників, глава Мінекології Е. Ставицький зазначив, що Міжвідомча комісія вказала на те, що НАК «Надра України» не має необхідного досвіду, фінансових позабюджетних ресурсів і фахівців у сфері пошуку енергоносіїв і тому члени комісії рекомендували залучити фірму з приватного сектора (в даному випадку «СПК-ГеоСервіс») на основі тендеру і вже спільно з нею створити проектні компанії, які мають представляти українську сторону в УРП з іноземними компаніями – ExxonMobil, Shell, Petrom і Chevron. Як поінформував керівник філії компанії Shell в Україні Грехем Тайлі, його компанія вже кілька років співпрацює з компанією «СПК-ГеоСервіс» і в її штаті є знані і досвідчені українські геологи.⁷⁵

Мотиви участі «Лукойл» у конкурсі. Загально відомо, що Росія посідає перше місце у світі за запасами нафти і газу, значна частина яких знаходиться на шельфах багатьох російських морів. При цьому видобуток нафти і газу в Росії останнім часом падає, що потребує від російського керівництва відповідних дій щодо стабілізації ситуації. Російські компанії «Лукойл» і «Газпром» намагаються взяти участь в розробці родовищ енергоносіїв на українському шельфі Чорного моря, в той час, як на російському шельфі такої активності вони не проявляють.

На участь у конкурсі щодо освоєння Скіфської нафтогазоносною ділянки українського шельфу Чорного моря надійшло дві заявки - від консорціуму на чолі

⁷² АМКУ разрешил «Надрам Украины» и «СПК-ГеоСервис» создать компании «Надра Юзовская» и «Надра Олесская»//<http://www.rbc.ua/rus/newsline/show/>

⁷³ ТОВ «СПК- ГеоСервіс» //<http://spkgeoservice.com.ua/index.php/homerus>

⁷⁴ АМКУ дозволив «Надрам України» створити «Надра Шельф»
//<http://www.epravda.com.ua/news/2012/08/6/331443/>

⁷⁵ <http://www.epravda.com.ua/publications/2012/09/5/334125/>

з ExxonMobil і від російської компанії Lukoil Overseas Ukraine B.V. Зокрема компанія «Лукойл» має досвід розвідки і видобутку енергоносіїв у Каспійському і Балтійському морях, а також на шельфах Румунії, Гани і Кот-д'Івуара, де вона співпрацює з компанією «Vanco Energy». Проте «Лукойл» не є світовим лідером в шельфовому видобутку енергоносіїв і аж ніяк не може конкурувати з компаніями ExxonMobil і Shell.

Участь «Лукойлу» у конкурсі на освоєння Скіфської ділянки українського шельфу Чорного моря не є випадковим. На початку 2011 року Уряд України погодив укладення угоди про спільну діяльність між ДАТ «Чорноморнафтогазом» і російською компанією Lukoil Overseas Ukraine B.V. для спільного освоєння трьох родовищ - Одеського, Безіменного і структури Суботіна. На освоєння цих родовищ Уряд України планував виділити 16 млрд. грн. (\$ 2 млрд.). Проте інформації про підписання такої угоди наразі немає.

Слід зазначити, що «Лукойл» - не єдина російська компанія, яка має домовленості з Урядом України про спільне освоєння українського шельфу Чорного моря. Так, у січні 2012 року «Gazprom International» і НАК «Нафтогаз України» прийняли рішення про створення спільного підприємства для освоєння шельфу Чорного моря в районі структури Паласа, розташованої на морському кордоні України і Росії в північно-східній частині Чорного моря. За даними НАК «Нафтогаз України», загальні ресурси структури Паласа можуть складати близько 12.2 млн. т нафти і 120.7 млрд м³ газу. «Gazprom International» має необхідні технічні засоби і фінансові ресурси для реалізації цього проекту і досвід розробки шельфу на Сахаліні і у Баренцовому морі. Згідно з попередніми домовленостями для освоєння структури Паласа уряд України має виділити близько 48 млрд. грн. (\$ 6 млрд.) Але чи створили в дійсності на сьогодні «Gazprom International» і НАК «Нафтогаз України» спільне підприємство для освоєння структури Паласа - також не відомо.⁷⁶

На перший погляд, рішення Уряду України залучити російські компанії до розробки українського шельфу на Чорному морі виглядає не зовсім логічно: Україна намагається диверсифікувати джерела отримання вуглеводнів, щоб зменшити енергетичну залежність від Росії і в той же час збирається досягти цієї мети за допомогою російських компаній «Лукойл» і «Газпром». Проте, на наш погляд, пропозиція української сторони про спільну розробку українського шельфу виглядає тактично вмотивованою і такою, що має певні підстави.

По-перше, здійснювати освоєння шельфових родовищ, особливо розташованих на кордоні українського і російського секторів Чорного моря, доцільніше спільними зусиллями. По-друге, в умовах, коли Україна повністю залежить від постачань російського газу (до промислового видобутку енергоносіїв у великих масштабах на українському шельфі в Чорному і Азовському морях пройде ще як мінімум 7-10 років), відмова від співпраці з російськими компаніями Lukoil Overseas Ukraine B.V. і «Gazprom International» виглядала б щонайменше недалекою, тим більше, що НАК «Нафтогаз України» володітиме 50% акцій у спільних підприємствах, якщо вони будуть створені.

Деякі експерти вважають, що проведення останнього конкурсу, в якому переміг консорціум у складі компаній ExxonMobil, Shell і Petrom має на меті лише здійснення «тиску» на «Газпром» з метою спонукати його знизити ціну

⁷⁶ Жук С. Вуглеводневі ресурси Чорного моря та їх розробка в країнах регіону// <http://nomos.com.ua/content/view/334/86/>

на газ для України.⁷⁷ Проте, підсумки проведеного у серпні 2012 р. конкурсу свідчать про те, що у сфері видобутку енергоносіїв на морському шельфі і суходолі України українське керівництво більше орієнтується на потужні західні компанії, які мають відповідний досвід і достатні фінансові ресурси.

Сьогодні перспектива забезпечення України власними енергетичними ресурсами видається цілком реальною. Так, згідно з прогнозами експертів IHS CERA (Кембриджська група з енергетичних досліджень), використання сучасних технологій і зростання надходження іноземних інвестицій з нинішніх 1 млрд. дол. до 10 млрд. дол. на рік дозволить Україні до 2035 р. видобувати мінімум 60-70 млрд. куб. м газу на рік.⁷⁸

Співпраця російських компаній з ExxonMobil

Слід зазначити, що такі російські компанії як «Лукойл», «Газпром» та «Роснефть» хоча й намагаються взяти участь у розробці українського шельфу, проте самі прагнуть співпрацювати з потужними західними нафтогазовидобувними компаніями в освоєнні енергоресурсів російського сектора Чорного моря. В результаті проведених в останні роки пошукових робіт об'єм прогнозних і перспективних ресурсів в порівнянні з оцінками 1993 р. збільшився в кілька разів і склав в Азовському морі близько 1.5 млрд. т у. п. і в Чорному морі - близько 1.8 млрд. т у. п. На даний момент початкові сумарні ресурси вуглеводнів українського сектора акваторій Чорного та Азовського морів оцінені Міжвідомчою експертною комісією в 1.5 млрд. млн. т у. п. Таким чином, об'єм прогнозованих енергоресурсів Росії на шельфі Азовського і Чорного морів майже вдвічі перевищує об'єм українських прогнозних шельфових енергоресурсів.

Хоча ExxonMobil і була конкурентом «Лукойлу» на конкурсі щодо освоєння Скіфської ділянки українського шельфу Чорного моря, проте співпраця ExxonMobil з російськими нафтогазовими компаніями почалася раніше ніж з українськими і має значно більші масштаби. Так, ExxonMobil (Exxon Neftegas) є учасником проекту УРП «Сахалін-1», в якому володіє 30% акцій. В рамках проекту «Сахалін-1» на родовищі Одопту Exxon Neftegas пробурила свердловину глибиною 12.3 кілометрів, що стала найглибшою у світі свердловиною станом на кінець січня 2011 р.⁷⁹

У січні 2011 року ExxonMobil підписала з російською компанією «Роснефть» угоду про спільне освоєння вуглеводневих запасів на шельфі Чорного моря. Першочерговою ділянкою, на якій здійснюється розвідка і видобуток в рамках даної угоди, є Туапсинський прогин. За словами глави Exxon Mobil Рекса Тіллерсона, компанія має намір інвестувати в освоєння Туапсинського прогину близько 1 млрд. дол. Очікується, що у російської компанії буде 66,7% акцій у спільному підприємстві, а в американської - 33,3%.

Крім цього проекту, «Роснефть» уклала з ExxonMobil угоду про стратегічне партнерство в освоєнні величезних нафтогазових родовищ Арктики в районі Карського моря і Нової Землі, що потребуватиме сотень мільярдів доларів інвестицій. Угода зокрема передбачає організацію спільного Арктичного центру

⁷⁷ Чому відмовили ЛУКОЙЛу? // <http://www.day.kiev.ua/233432>

⁷⁸ IHS CERA: Україна может быть энергетически независимой//

http://www.bbc.co.uk/ukrainian/ukraine_in_russian/2012/05/120526

⁷⁹ ExxonMobil Corporation// <http://en.wikipedia.org/wiki/ExxonMobil>

досліджень в Санкт-Петербурзі. У свою чергу, «Роснефть» отримає можливість увійти в проекти ExxonMobil в Мексиканській затоці і Техасі. При цьому росіяни не зупинив невдалий досвід роботи ExxonMobil в арктичних морях, зокрема, вилиття нафти з танкера Ексон Вальдез у 1989 році біля берегів Аляски, що стало однією з найбільших у світі екологічних катастроф з вини нафтовиків. Тоді нафтова пляма вкрила територію моря, яка дорівнює площі Одеської області.

Одним з мотивів «Роснефти» в її прагненні співпрацювати з ExxonMobil є не лише і не стільки залучення іноземних інвестицій, скільки отримання доступу до технологій підводного глибоководного буріння, особливо в екстремальних умовах Арктики, відсутнього на сьогодні в Російській Федерації. Зокрема, у компанії ExxonMobil є досвід розробки родовища Хайбернія, розташованого на схід від острова Ньюфаундленд в Канаді. Цей проект є канадським аналогом російського проекту в Карському морі. Отже, український проект з ExxonMobil в порівнянні з кількома російсько-американськими енергетичними проектами виглядає досить скромним. Тому російський напрямок для ExxonMobil є набагато важливішим. Таким чином, російські нафтогазові компанії і ExxonMobil є настільки близькими партнерами, що говорити про їх серйозну конкуренцію не доводиться.⁸⁰

Факт присутності державної компанії НАК «Надра України» серед іноземних компаній, які виграли конкурс, певною мірою свідчить про те, що українська сторона має серйозні наміри щодо реалізації проекту. Однак ризики все ж є. І ситуація з компанією «Vanco Prykerchenska Ltd.» свідчить про це. Основний ризик – це можлива зміна правил гри після підписання угоди після можливої зміни уряду в Україні, як це часто бувало раніше. Будь-який довгостроковий проект в Україні, де немає спадковості влади, і щоразу зі зміною влади запроваджуються нові правила гри з метою переформатувати вже підписані угоди на користь інших компаній, містить в собі певні ризики.

За словами керівника філії компанії Shell в Україні Грехема Тайлі, Скіфська ділянка поки що знаходиться на стадії розвідки. Тому наразі немає жодних гарантій, що цей проект буде успішним. З іншого боку, між тендером і повномасштабним видобутком газу пройде не менш як 7 років. За цей час можуть з'явитися нові технології видобутку енергоносіїв на шельфі. Все це очевидно потребуватиме корегування підписаних угод.

Ризики проекту. На наш погляд, одним із ризиків реалізації проекту освоєння Скіфської ділянки українського шельфу Чорного моря є те, що навколо НАК «Надра України» вже створено кілька приватних фірм-посередників, що, по-перше, розпорошує відповідальність української сторони і ускладнює її взаємодію з іноземними інвесторами, а, по-друге, робить її діяльність непрозорою і заплутаною.

Зважаючи на те, що економічна і політична незалежність України значною мірою залежить від розвитку національної нафтогазової галузі, таке доленосне питання як енергетична безпека держави не можна віддавати на відкуп чиновникам, діяльність або бездіяльність яких має перебувати під жорстким контролем громадянського суспільства, тим більше, що закон України «Про інформацію» зобов'язує органи державної влади дотримуватись принципу забезпечення прозорості та інформувати громадськість про свою діяльність.

⁸⁰ ExxonMobil Corporation// <http://en.wikipedia.org/wiki/ExxonMobil>

Висновки та рекомендації:

1. Перші конкурси серед іноземних нафтогазових компаній, що відбулися у 1995, 2006 і 2012 роках з метою освоєння енергоресурсів українського шельфу Чорного моря, були проведені з великим запізненням і на сьогодні їх мало б бути значно більше, а їх результати - більш ефективними, а не таким як з «Vanco Prykerchenska Ltd.».

На даний час нарощування видобутку енергоносіїв на шельфі Чорного і Азовського морів є найбільш реальним для забезпечення енергетичної безпеки України. Реалізація угоди з консорціумом компаній на чолі з ExxonMobil має надзвичайно велике значення для перспектив забезпечення енергетичної самодостатності України. У разі успіху проекту з розвідки і видобутку газу на Скіфській ділянці чорноморського шельфу, цей проект стане пілотним і відкриє нові можливості залучення іноземних інвестицій з метою диверсифікації джерел енергоносіїв для економіки держави.

Починаючи з 90-х років минулого століття російський капітал традиційно мав в Україні значно більші преференції і пільги в порівнянні із західним капіталом, що дозволяє йому сьогодні контролювати 60-70% промислового виробництва в Україні. Намагаючись взяти участь в освоєнні чорноморського шельфу України, російські компанії «Лукойл» і «Газпром» вочевидь мають стратегічне завдання не допустити іноземні компанії на український шельф, оскільки це не відповідає їх інтересам. Конкурс щодо розробки Скіфської ділянки чорноморського шельфу України свідчить про те, що українська влада більше не має наміру як раніше йти на поступки російським фінансово-промисловим групам, які прагнуть взяти під свій контроль енергетику України, і не тільки енергетику. Однак залучення українським урядом компаній світового рівня ExxonMobil і Shell до освоєння Скіфської ділянки чорноморського шельфу свідчать про те, що ці наміри російських компаній виявилися марними.

Переговорний процес між Україною і Росією щодо ціни на російський газ триває і не виключено, що він може завершитись підписанням нової угоди, яка передбачатиме зменшення ціни на газ за певних умов, які може висунути російська сторона. Проте, на наш погляд, за будь-яких умов і якою б не була ціна на російський газ, Україна має продовжити нарощування зусиль для освоєння енергетичних ресурсів свого чорноморського шельфу із залученням потужних світових нафтогазових компаній.

2. НАК «Нафтогаз України» проаналізувати причини неготовності іноземних компаній інвестувати освоєння Фороської та інших ділянок чорноморського і азовського шельфів України, розробити чітку, прозору та передбачувану нормативно-правову базу для розвідки та видобування нафти і газу, включаючи прозорі процедури тендерів та аукціонів, умови ліцензування, оподаткування та регуляторні вимоги.

З метою забезпечення прозорості відносин у нафтогазовій галузі та регулярного інформування суспільства про рівень ефективності використання ресурсів національних надр, розпоряджатись якими суспільство уповноважує державні органи, Уряду України необхідно сприяти створенню мережі

громадського контролю за діяльністю державних органів влади та суб'єктів господарювання в нафтогазовій сфері.

Паралельно із залученням потужних іноземних компаній до освоєння енергоресурсів українського шельфу Чорного і Азовського морів, Уряду України необхідно максимально сприяти зміцненню потенціалу ДАТ «Чорноморнафтогаз» з метою нарощуванню ним масштабів проведення самостійної розвідки і видобутку нафти та газу на шельфах морів.

Було б доцільно розділити Скіфську ділянку на окремі блоки (500-1000 км), які будуть прив'язані до заздалегідь виявлених геологічних нафтогазоносних структур, що дасть можливість вимагати від інвестора реалізації конкретних програм розвідки й видобутку енергоносіїв по кожній структурі і відповідно вимагати кращих умов розподілу продукції.

Наразі достеменно невідомо яким буде остаточний варіант угоди про розподіл продукції, але вкрай бажано, щоб у ній були зафіксовані два важливі моменти: по-перше, компанії-переможці конкурсу мають безоплатно передати Уряду України не тільки дані двовимірних і тривимірних сейсмічних досліджень, а й результати розвідувального буріння під час проведення геолого-розвідувальних робіт. По-друге, інвестор має взяти на себе зобов'язання продавати видобуті енергоносії, виключно на території України і за світовими цінами.

4. Щодо перспективи видобутку метану з газогідратів в українському секторі Чорного моря

Проблема диверсифікації джерел постачання вуглеводнів для нашої країни все ще залишається невирішеною. З огляду на постійне зростання цін на імпорتنі традиційні енергоносії, необхідність забезпечення енергетичної безпеки України, дедалі більш актуальним стає питання отримання природного газу із різних нетрадиційних джерел: вугілля, горючих сланців та газогідратів. За попередніми оцінками, загальні об'єми метану в природних гідратах у світовому океані оцінюються величезними цифрами - від 3000 до 7000 трлн. м³. Для порівняння: оцінка світових запасів традиційного природного газу, що залишилися і невідкритих, складає всього майже 370 трлн. м³. При нинішньому рівні споживання газу у світі запасів метану в газогідратах вистачить приблизно на 1000 років. І навіть якщо ним замінити абсолютно усі види традиційного викопного палива, його вистачить щонайменше на одне століття⁸¹.

Протягом останніх років інтерес до проблеми газових гідратів у всьому світі значно посилюється і їх дослідно-промислове освоєння в деяких країнах вже розпочалося. Сьогодні морські газогідрати визнані фахівцями найперспективнішим альтернативним паливом у багатьох країнах. Над їх розвідкою і освоєнням активно працюють у Франції, Німеччині, США, Канаді, Росії, Індії та Японії.

⁸¹ Gas hydrates - big potential with uncertain future// <http://www.cisoilgas.com/article/Gas-hydrates-big-potential-with-uncertain-future/>

Загальна характеристика проблеми

У листопаді 1993 році Урядом України було прийнято постанову № 938 про виконання програми «Газогідрати Чорного моря», розробленої Академією наук, Державним комітетом з геології і використання надр та Асоціацією АСО УНІТІ, в якій був передбачений значний обсяг геологічної розвідки і робіт щодо створення технологій і газовидобувних комплексів (ГВК) для видобутку метану із газогідратів Чорного моря. Зокрема у постанові зазначалося, що «виконання програми здійснюватиметься без залучення бюджетних коштів». Оскільки позабюджетних коштів на реалізацію програми до цього часу так і не знайдено, то відповідно не було проведено значних робіт, крім лабораторних досліджень завдяки особистим зусиллям та ініціативі українських вчених Ю. Балакірева, Ю. Денисова, І. Карпа, Ю. Макогона, Є. Шнюкова, Л. Смірнова, І. Карпа, С. Гуліна та інших.

21 квітня 2011 року Законом України № 3268-VI була затверджена «Загальнодержавна програма розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року», проте в ній питання про видобуток метану із газогідратів не розглядається. На даний час дослідження можливостей видобутку метану з газогідратів в українському секторі Чорного моря здійснюються вченими Морського гідрофізичного інституту НАН України, Інституту фізичної хімії НАН України, Інституту геологічних наук НАН України, Інституту біології південних морів, Одеської державної академії холоду, Міжнародного науково-технічного університету (м. Київ), Інституту проблем матеріалознавства ім. І.М. Францевича НАН України. Так, в результаті досліджень, проведених в Інституті геологічних наук НАН України, на підставі геофізичних та сейсмічних досліджень було виявлено три зони гідратоутворення в північній частині Чорного моря з ймовірними сумарними запасами в обсязі 50- 60 трлн м³ газу.⁸²

Фізико-хімічна морфологія газогідратів

Газогідрати (гідрати природних газів або клатрати) - це молекулярні сполуки газу з водою. Гідратоутворюючими газами можуть бути метан, етан, пропан, ізобутан, азот, аргон, діоксид вуглеводню, кисень, криптон, ксенон, озон, сірководень і хлор. Найчастіше зустрічаються газогідрати, які містять метан. Навколо молекули метану утворюється оболонка з молекул води (криги). Газогідрати представлені переважно кригоподібною масою у вигляді пластин завдовжки до 7 см, дрібними сірими кристалами розміром до 1-3 см.

Газогідрат утворюється при температурі 0° за Цельсієм і при тиску 25 атмосфер. Такий тиск має місце на глибині океану близько 250 м. Якщо температура води вища, то для утворення газогідрату потрібне збільшення тиску води. Саме тому газогідрати зустрічаються в основному в океанах і морях на глибинах від 300 до 1200 метрів. Газогідрати залягають як на дні, так і під дном моря кількома прошарками завтовшки від 0,5 до 500 м. При цьому 98 % світових запасів газогідратів зосереджено в морях і океанах і тільки 2% - на суходолі в зоні

⁸² Сокур О. М. Гідратоутворення в Чорному морі.// http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/znpign/2009_2/LGN_2009_2_26.pdf

вічної мерзлоти. При атмосферному тиску гідрат метану зберігає стійкість при температурі до 80 °С.

При підвищенні температури і зменшенні тиску газогідрати розкладаються на газ і воду з поглинанням великої кількості тепла. Метан та інші гази накопичуються в газогідратах як в результаті витоків крізь розщілини з глибин земної кори, так і в результаті життєдіяльності бактерій на дні морів, що практично є відновлюваним джерелом вуглеводнів.⁸³

Обсяги газогідратних ресурсів в басейні Чорного моря

За оцінками фахівців, світових ресурсів вуглеводнів в газогідратах у 2.4 рази більше, ніж у вільному газі, нафті та вугіллі разом узятих. Станом на 2006 рік у всьому світі було відкрито близько 220 морських газогідратних покладів, кількість метану в яких становила близько 85 % від усіх традиційних світових ресурсів газу.

Точної гідрогеологічної карти Чорного моря досі немає, тому українські вчені за основу своїх розрахунків беруть дані про газогідратні поклади, отримані ще за радянських часів в північній частині акваторії Чорного моря. Так, у 1988-1989 рр. експедиціями Міністерства геології і Академії наук СРСР були виявлені поклади газогідрату метану на шельфі Чорного моря, об'єм метану в яких оцінювався у 100 трлн. м³ як мінімум, з яких частка українських запасів складає близько 25 трлн. м³ метану в газогідратних пластах, розташованих вздовж Південного берега Криму, зокрема у западині Сорокіна глибиною 2 км.⁸⁴

Якщо прийняти потреби України в обсязі 50 млрд. м³ газу на рік, то 25 трлн. м³ метану вистачить на 500 років. На дні Чорного моря газогідратні поклади розташовані на глибинах 300 - 1000 м., а під його дном в середньому на глибині 400-500 м (максимально 800-1000 м). За даними українського дослідника Є.Ф. Шнюкова, в басейні Чорного моря виявлено понад 300 газовиділень різної інтенсивності, що дає йому підставу стверджувати, що з дна Чорного моря у водну товщу виділяється 1.640×10⁹ м³ метану на рік. Це свідчить про величезний енергетичний ресурс, зосереджений в газогідратних покладах, незважаючи на те, що газовіддача Чорного моря продовжується вже як мінімум 30 тис. років⁸⁵

Технології видобутку метану з газогідратів

На даний час відомі наступні технології видобутку метану з газогідратів:

- **депресивний спосіб** полягає у штучному зниженні тиску або розгерметизації пласту газогідрату нижче рівноважного за допомогою відкачування води із свердловини. На це доводиться витратити багато енергії, через що значна частина газу, що добувається, використовується на місці, а сам газ виходить досить дорогим. (Метод зниження тиску придатний для гідратних

⁸³ Газогидрат - что это такое? / «Эхо России», общественно-политический журнал, 19.02.2010 г. // <http://ehorussia.com/new/node/219>

⁸⁴ Спасокукоцький І. Море газу // <http://noos.com.ua/ua/post/947>

⁸⁵ Шнюков Е.Ф., Пасынков А.А., Клещенко С.А. и др. Газовые факелы на дне Черного моря. - Киев, 1999.- 133 с.

пластів, де насиченість гідратами невелика. Інший недолік методу зниження тиску пов'язаний з утворенням гідратів у призабійній зоні, що ускладнює процес видобутку газу);

- **тепловий метод** полягає в нагріванні газогідратного пласту за допомогою закачування пари або гарячої води, але витрата енергії в цьому випадку порівняна з енергоємністю отриманого газу-метану. (Застосування теплових методів виправдане лише в тому випадку, якщо сумарні витрати енергії на розкладання гідратів у пласті не перевищують кількості енергії, яка може бути отримана з добутого газу. Тепловий метод розробки газогідратних родовищ може бути застосований для пластів, що мають високий вміст гідратів);

- **технологія заміщення** полягає у витісненні метану з «клітин»-кларатів шляхом заповнення їх іншим газом, наприклад, вуглекислим. Проте ця технологія поки що знаходиться на стадії лабораторних досліджень і в промислових масштабах буде реалізована ще не скоро.

Інші методи вилучення метану з газогідратів, зокрема електромагнітний і акустичний, поки що мало вивчені. Норвежці пропонують вирізати газогідратні брили з дна, транспортувати їх морем до берега, і вже там розплавляти, отримуючи метан. Проте цей метод також ще не опрацьований в достатній мірі.⁸⁶

Оскільки на сьогодні єдиною запатентованою в Україні технологією видобутку метану з газогідратів є технологія розроблена колективом вчених Одеської державної академії холоду під керівництвом д.т.н., професора, директора Науково-дослідної і Впроваджувальної фірми «Лід-Газогідрат» Л. Ф. Смірнова, який захистив докторську дисертацію по газогідратах, спробуємо більш детально викласти її основні параметри.

За технологією Л. Смірнова, розчинення газогідратів із вивільненням метану здійснюється шляхом закачування під тиском в газогідратні пласти концентрованого соляного розчину або теплої морської води в літній час. Вчений пропонує встановити над розвіданими газогідратними покладами напівзанурену плавучу платформу, з якої буряться дві свердловини в газогідратному ґрунті. В одну з них, нагнітальну, подається концентрат морської води, а з іншої, витяжної, - виходить метан. В теплу пору року в газогідратні поклади Л. Смірнов пропонує закачувати не соляний концентрат, а теплу морську воду. Щоб соляний концентрат почав діяти, газогідратні поклади необхідно заздалегідь «розпушити», подаючи в них вуглекислий газ або воду під високим тиском. Звільнений метан спрямовується в газозбірний ковпак біля поверхні моря або прямо зі свердловини потрапляє в резервуар на плавучій платформі, де він зріджується і переливається в низькотемпературні ємкості.

Для забезпечення роботи плавучої платформи пропонується використати газотурбінну установку потужністю 6 МВт і теплосилову установку, яка виробляє енергію за рахунок термобаричної різниці температур і тиску морської води на глибині моря і на його поверхні. Влітку термобаричної різниці морської води буде достатньо, щоб забезпечувати теплосилову установку платформи електроенергією. У холодні місяці року для забезпечення роботи газотурбінної установки буде спалюватися близько 1.5% видобутого газу. Передбачається, що баржі

⁸⁶ Смирнов Л.Ф., Чумак И.Г., Денисов Ю.П. Стартует инновационный проект «Метан из газогидратов Черного моря, этап I»// Холодильна техніка і технологія, 2006, № 8, С. 50-55.

доставлятимуть метан на берег вже в зрідженому стані. За розрахунками одеських вчених, найвигідніше поставляти зріджений метан на автозаправні станції, де його можна продавати після регазифікації до тиску 20 МПа за ціною 400 дол. за тисячу кубометрів для заправки газобалонних автомобілів.

Багато експертів вважають, що розроблена фірмою «Лід-Газогідрат» технологія - тільки початковий етап, від якого ще дуже далеко до рентабельного промислового видобутку природного газу з газогідратів. При цьому зазначається, що подання великої теплової потужності (що досить мало ймовірно) в газогідратний пласт може викликати раптове підвищення тиску в ньому і викликати локальний вибух або відрив значної частини газогідратного пласту від дна, що може пошкодити плавучу платформу.

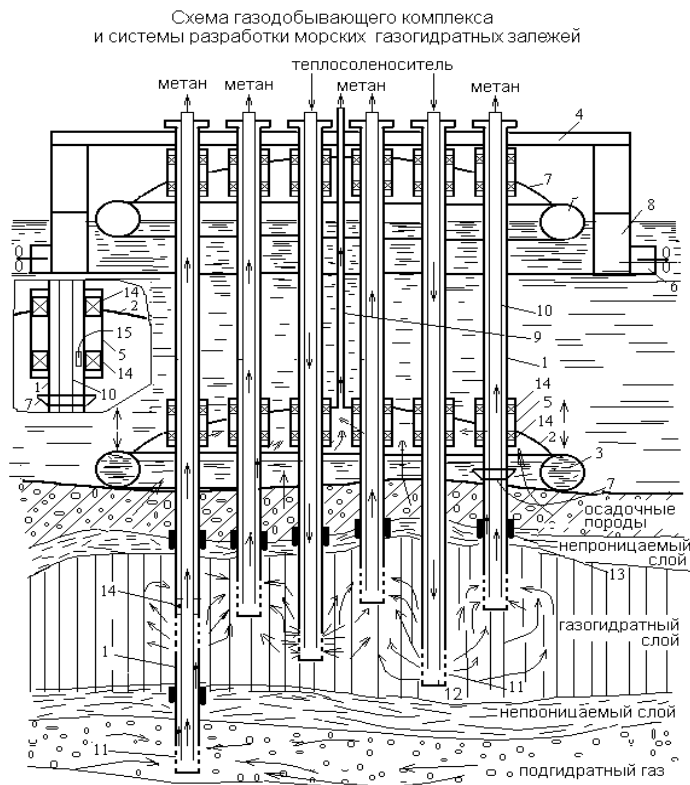
Для того, щоб змоделювати процес видобутку метану з газогідратів потрібно 200-300 тис. дол., проте таких коштів у розробників проекту на даний момент немає. Відповідно до бізнес-плану, розробка, проектування і монтаж газовидобувного комплексу потребуватиме 4 роки. Для повномасштабного запуску процесу видобутку метану з газогідратів потрібно близько 500 млн. дол. інвестицій.

Вже на першому етапі реалізації проекту (перші 5 років) передбачається видобувати до 1 млрд. т метану щорічно. На п'ятому році експлуатації газовидобувного комплексу передбачається отримувати прибуток у розмірі близько 800 млн. дол. на рік (за рахунок реалізації 90% метану і 35.9% талої води в Криму). На другому етапі (подальші 10 років) передбачається збільшити видобуток газу до 40 млрд. м³ на рік, але це потребуватиме додаткових інвестицій на суму близько 3 млрд. дол.

Згідно з попередніми розрахунками, промислове виробництво зрідженого метану з газогідратів шляхом запровадження технології розчинення газогідратів соляним розчином дозволить:

- забезпечити енергетичну незалежність України;
- забезпечити населення Криму і причорноморських областей високоякісною чистою питною талою водою;
- виробляти важку воду, сірководень і харчові продукти марікультури, електроенергію (за рахунок термобаричної різниці морської води на різних глибинах моря);
- освоїти нові технології швидкісного транспортування природного газу і нафти;
- розробити технологію отримання водню і кисню з морської води у великих масштабах для використання у якості енергоносіїв.

На наш погляд, вразливим місцем технології Л. Смірнова є відсутність до цього часу дослідного зразка газовидобувного комплексу, що не дозволяє підтвердити теоретичні розробки шляхом проведення повномасштабних випробувань. Найбільш ефективним є комбінований метод, який полягає в одночасному зниженні тиску і підведенні тепла до свердловини. При застосуванні цього методу основне розкладання гідрату відбувається за рахунок зниження тиску, а тепла солеконцентратна суспензія морської води, що підводиться до родовища газогідратів, дозволяє скоротити зону вторинного гідратоутворення, що позитивно позначається на дебіті (Рис. 5).



**Рис. 5. Схема видобутку метану із газогідратів
за технологією Л. Ф. Смірнова**

Схема отримання метану із газогідратів.

1 – обсадні труби; 2 – ковпак; 3 – понтони; 4 – платформа; 5 – кондуктор; 6 – підрулюючий привід; 7 – муфта; 8 – понтон несучий; 9 – труба виведення газу; 10 – насосно-компресорна труба; 11 – перфорація; 12 – фільтр; 13 – гідратоцемент; 14 – пакери; 15 – вікно.

Джерело: Смирнов Л.Ф., Чумак И.Г., Денисов Ю.П. Стартует инновационный проект «Метан – из газогидратов Черного моря, этап I» // Холодильна техніка і технологія, 2006, № 8, С. 50-55.

Досвід країн світу у видобутку метану з газогідратів

На даний час в Росії, США, Канаді, Німеччині, Норвегії, Японії, Індії та інших країнах запроваджуються різноманітні технології видобутку метану з газогідратів. У Росії дослідження газових гідратів проводяться у ВАТ «Газпром», в інститутах Російської академії наук та університетах. На сьогодні газ із гідратів на планеті добувають лише в двох місцях - в Західному Сибіру і на Алясці. Але це суходільні, а не морські родовища. Так, Мессояхське родовище газогідратів на півострові Таймир вже впродовж 30 років частково забезпечує газом Норильськ і його численні промислові підприємства.

Російська компанія «ИНЭКОТЕХ» запатентувала два способи розкладу газогідратів у місці його залягання з отриманням метану і прісної води. Перший спосіб - дія на газогідрати поверхневою морською водою, теплішою, ніж придонна; і другий - зниження гідростатичного тиску на газогідрати.⁸⁷ У 2006 р. російський

⁸⁷ Технологии добычи метана и пресной воды из морских газогидратов// http://inecotech.ucoz.com/11_gas-hydrate.htm

дослідник О. В. Ніфонтов захистив кандидатську дисертацію на тему «Створення методики математичного моделювання розробки газогідратних родовищ термічними методами».⁸⁸

У 1998-2008 рр. японсько-канадська група вчених за участю фахівців із США, Німеччини та Індії в результаті пробного буріння виявила шар газогідратів на глибині близько 1000-1200 м. неподалік від гирла річки Маккензі на північному заході Канади. На початку 2012 р. в Японії розпочато перший у світі експеримент з видобутку метаногідратів під дном океану. Японія вже витратила декілька сотень мільйонів доларів на розвиток технології з видобутку метанових гідратів способом розгерметизації. Процес розгерметизації (зниження тиску) був визнаний японцями ефективнішим для перетворення гідратів на газ, ніж його нагрівання морською водою. Початок пробного видобутку намічено на лютий-березень 2013 року. Промислову розробку родовища метаногідратів поблизу міста Нагоя почнуть у 2018 році. За оцінками експертів, покладів метаногідратів під океанським дном в прилеглих районах Японії вистачить приблизно на 100 років.⁸⁹

На сьогодні лідерами освоєння газогідратів є: Японія, Корея та Індія. В усіх трьох країнах проекти в цій сфері активізувалися у 2007-2008 рр., під час найвищого зростання цін на нафту і зріджений природний газ. В індійських водах прогнозні запаси газогідратного газу оцінюються більш ніж у 55 трлн. м³. З метою проведення досліджень у сфері освоєння газогідратних покладів у 1997р. була заснована державна компанія National Gas Hydrate Program. Почати комерційний видобуток метану з газогідратів компанія планує у 2014-2015рр.

У Республіці Корея освоєнням газогідратних покладів займається державна компанія Korea National Oil Corp, яка з метою набуття досвіду бере участь в дослідженнях процесу видобутку газу з газогідратів на Алясці за участі низки американських компаній. Потужність газогідратів на корейському шельфі Японського моря оцінюються у 1 трлн. м³ метану. Газогідратний проект включено до державної програми розвитку нафтогазовидобувної галузі Кореї. Початок видобутку метану з газогідратів запланований на 2015 р.⁹⁰

У США дослідження газогідратів підкріплено ухваленням Конгресом 1999 р. «Акту про широкомасштабні пошуки і освоєння газогідратів на суходолі і в морі». Вже у 2001 році Сенат США виділив на ці дослідження 42 млн. дол. У США дослідження у сфері газогідратного газу переважно проводяться на Алясці, де його запаси за попередніми оцінками складають близько 16 трлн. м³. Цей проект реалізують Міністерство енергетики США і низка компаній. У 2010 р. було проведено тестовий видобуток метану за технологією його заміщення вуглекислим газом. Окрім цього, з 2009 р. Міненерго США і приватна фірма Chevron проводять дослідження в Мексиканській затоці. За оцінками американської компанії Mineral Management Service, запаси газогідратного газу в Мексиканській затоці можуть досягати астрономічного значення - 600 трлн. м³. Проте великі

⁸⁸ Создание методики математического моделирования разработки газогидратных месторождений термическими методами // <http://www.dissercat.com/content/sozdanie-metodiki-matematicheskogo-modelirovaniya-razrabotki-gazogidratnykh-mestorozhdenii-t>

⁸⁹ Бородин К. В Японии начат первый в мире эксперимент по добыче метаногидратов. // <http://energo-news.ru/archives/90046/16.02.2012>

⁹⁰ Шнюков Е.Ф. Газогидраты метана в Черном море./ Геология и полезные ископаемые Черного моря // http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/gpimo/2005_2/41-52.pdf

нафтогазові компанії доки не квапляться освоювати ці невичерпні ресурси через занадто високі витрати і ризики.⁹¹

Потенціал депресивного методу був підтверджений канадськими спеціалістами у березні 2008 року, коли при застосуванні цієї технології було видобуто понад 20000 м³ метану впродовж шести днів з родовища, розташованого на глибині 1 км поблизу острова Маллік в канадській Арктиці. До цього аналогічним способом у 2007 році Південна Корея використала зниження тиску для видобутку метану з газогідратів в Японському морі. На думку корейських експертів, наявні там поклади газогідратів можуть задовольнити потреби країни в газі на 30 років. Південна Корея планує розпочати промисловий видобуток метану з газогідратів до 2015 року.⁹²

Співпраця України з німецькими вченими

Спільні експедиції українських та німецьких науковців з метою визначення перспектив видобутку природного газу з газогідратів на українському шельфі Чорного моря було започатковано у травні 2010 р. Протягом двох місяців на борту сучасного німецького наукового судна Maria S. Merian перспективи видобутку газогідратів досліджували вчені Інституту біології південних морів НАН України (м. Севастополь) та спеціалісти бременського науково-дослідницького Центру екології моря MARUM. У 2010 р. німецько-українська експедиція виявила запаси газогідратів неподалік від Севастополя.

У жовтні 2011 року була досягнута домовленість між спеціалістами Інституту екології Балтійського моря (міста Варнемюнде) та Інституту біології південних морів НАНУ продовжити дослідження проблематики, пов'язаної із видобутком газогідратів. Згідно з укладеною угодою, у 2012 році відбудеться 3 спільні експедиції, які планується здійснити на борту науково-дослідницького судна «Професор Водяницький». Ще одна українсько-німецька експедиція запланована на 2013 рік.⁹³

Екологічні ризики видобутку метану з газогідратів

В процесі видобутку метану з морського дна існує реальна небезпека підняття газогідратних мас на поверхню, що може призвести до вибухового виділення газу. По одній з вірогідних версій, саме такий підйом газогідратного пласту став причиною вибуху і руйнування платформи Deepwater Horizon у квітні 2011 р. Деякі фахівці взагалі радять не чіпати газогідрати, оскільки це може призвести до значних викидів в атмосферу метану, який є у 20 разів сильнішим парниковим газом, ніж діоксид вуглецю. Якщо метан з газогідратів з-під води потрапить у великій кількості до атмосфери, процес парникового ефекту та руйнування озонового шару піде швидше у 20 разів.

Вченими широко обговорюється гіпотеза про можливе вивільнення гідрату метану при підвищенні температури через глобальне потепління – так звана

⁹¹ Газовые гидраты - неосвоенное богатство Черного моря// <http://ehorussia.com/new/node/2136>

⁹² The Mallik Methane Hydrate Site// http://en.wikipedia.org/wiki/Mallik_gas_hydrate_site

⁹³ Україна та Німеччина дослідять поклади газогідратів Чорного моря// <http://ua-energy.org/post/13107>

гіпотеза «клатратної рушниці». Метан є парниковим газом, і виділення його викличе подальше потепління та ще більше вивільнення метану. Зупинити цей процес буде неможливо, і в результаті глобальне потепління може викликати глобальну екологічну катастрофу.

Буріння розвідувальних і експлуатаційних свердловин на родовищах природних газогідратів, як правило, супроводжується підвищеними газопроявами, викликаними плавленням гідратів і їх розпадом на газ і воду. Навіть невеликі зміни тиску і температури ведуть до швидкої трансформації водно-газової суміші, що викликає різке підвищення тиску в пласті газогідратів з накопиченням великої кількості газу, об'єм якого може в десятки разів перевищувати первинний об'єм газових гідратів.⁹⁴

Проходка нафтових і газових свердловин через гідратовмісні шари під морським дном може викликати відтаювання гідратів і деформацію стволів свердловин, що підвищує ризик аварійних ситуацій на платформах. На небезпеку розвитку зсувів морського дна значний вплив спричиняють різні геологічні процеси: землетруси, вулканічна діяльність, пониження рівня Світового океану, підвищення температури і, нарешті, діяльність людини. Все це відбувається одночасно з вивільненням газів при розкладанні скупчення гідратів в морських донних відкладеннях і може спровокувати виникнення і розвиток зсувів в шельфовій зоні.

Прикладом негативних наслідків втручання людини в газогідрати слугують найбільші аварії під час науково-дослідних експедицій. Так, наприклад, у 1989 році компанія «Сага петролеум АС» при бурінні свердловини на півночі Норвезького моря з цієї причини зазнала збитків у розмірі 90 млн. дол. Саме вивільнення великої кількості газу із скупчення газогідратів в морських донних осадах, на думку низки дослідників, призвело свого часу до руйнування видобувних платформ у Північному і Каспійському морях. Ціла низка аномальних явищ на кшталт «Бермудського трикутника» також може бути пов'язана з дестабілізацією морських газогідратів.

Висновки:

1. На думку багатьох українських експертів, незважаючи на те, що в Україні накопичено цінний науковий матеріал за результатами досліджень газогідратів у Чорному морі, тим не менше дедалі більше наша країна відстає від передових країн світу у розробці і впровадженні новітніх технологій розвідки та видобутку метану з газогідратів. Основною причиною такого стану є відсутність будь-якого прогресу у виконанні програми «Газогідрати Чорного моря» від 1993 р. через брак фінансування навіть на рівні проведення дослідницько-пошукових робіт.

2. Наявні теоретичні розробки українських вчених і фактичні дані, отримані ними в ході вивчення газогідратів Чорного моря, потребують проведення комплексних експериментальних досліджень з метою запровадження в перспективі технологій промислового видобутку метану з газогідратів Чорного моря для потреб народного господарства України.

⁹⁴ Михайлюк О. Л. Екологічні аспекти видобутку газогідратів метану".
<http://od.niss.gov.ua/articles/483/>

3. На даний час серед експертів немає однозначної думки щодо вартості видобутку метану з газогідратів. Одні експерти вважають, що вона буде нижчою за нинішню ринкову ціну за природний газ, інші вважають - вищою. Проте оскільки за прогнозами спеціалістів через 20-30 років газогідрати будуть основним енергетичним ресурсом у світі, слід очікувати що процес видобутку метану з газогідратів буде неухильно вдосконалюватися і ставати дедалі більш рентабельним.

4. При розробці газогідратних родовищ і зміні термодинамічних умов, близьких до межі фазової стійкості газогідратів, можуть виникнути серйозні екологічні проблеми. Тому освоєння газогідратів Чорного моря слід здійснювати лише за умови вибору ефективного та екологічно безпечного методу їх видобутку.

Рекомендації:

1. Кабінету міністрів України потрібно проаналізувати причини невиконання програми «Газогідрати Чорного моря» і розглянути питання про внесення доповнення до «Загальнодержавної програма розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року» щодо освоєння ресурсів газогідратів в українському секторі Чорного моря.

2. Кабінету міністрів України доцільно доручити НАК «Надра України» організувати проведення експертної оцінки вітчизняних і зарубіжних новітніх технологій розвідки та видобутку метану з газогідратів, здійснювати координацію геологорозвідувальних досліджень із залученням відповідних спеціалістів з метою складання детальної карти газогідратних покладів для проведення подальшого розвідувального буріння газогідратів і визначення доцільності їх промислового освоєння.

3. З метою попередження екологічних катастроф в процесі освоєння газогідратів відповідним державним структурам і науково-дослідним інституціям дотримуватись правил екологічної безпеки газорозвідки й видобутку газогідратів, зокрема шляхом запровадження газоаналізаційних і акустичних методів екологічного контролю, які б дозволяли вчасно визначати кількість газу, що може потрапити в атмосферу.

4. З метою вивчення передового світового досвіду у сфері освоєння газогідратів активізувати відповідну співпрацю з науково-дослідними інституціями США, Росії, Канади, Японії, Кореї, Індії та інших країн.

5. Енергетичний і екологічний потенціал використання сірководню Чорного моря

На початку 90-х років ПАР пропонувала Україні інвестиції і технології видобутку метану на нерентабельних шахтах Донбасу. Україна тоді проігнорувала ці начебто нерентабельні технології, а досвід США в цьому напрямку за останні 10 років засвідчив високу ефективність подібних нових розробок.

Одним з таких енергетичних ресурсів недалекого (5-10 років) майбутнього стане сірководень, технологія розробки якого, з одного боку, суттєво вирішує проблему енергозабезпечення України, зменшує вірогідність екологічної

катастрофи можливого виходу сірководня на поверхню, а з іншого – піднімає питання екологічного ризику нової діяльності і співпраці країн регіону (Додаток 1).

За останні 100 років пласт сірчановодневого шару піднявся з глибини Чорного моря 100 м до 30-50 м від поверхні. Існує небезпека прориву товщі морської води сірководнем, що може спричинити можливі катастрофічні наслідки:

1. Спалах сірководня при контакті з повітрям з утворенням високотоксичного сірчистого ангідриду (SO_2) – основного компонента «кислотних» дощів.

2. Вибух суміші сірководня і повітря, що призведе до механічних руйнувань будівель, споруд, цивільних, муніципальних і військових об'єктів.

3. Отруєння сірководнем біосфери, людини.

За розробками українських і російських вчених водень вже використовується в світі як екологічно чисте паливо:

1. Додавання 5 – 10 % домішок водню до бензину призводить до значного підвищення повноти згорання палива і збільшення ККД двигуна на 40-45%. Крім того, більш ніж у 100 разів знижується токсичність вихлопних газів (зменшується вміст в них окислу вуглецю).

2. Водень відкриває нові перспективи в металургії. Він може слугувати не лише джерелом тепла, але і як речовина - замітник вугілля і коксу, в процесі відновлення заліза. При цьому зникнуть шкідливі гази, які викидаються металургійними підприємствами, що суттєво знизить шкідливі викиди в атмосферу. Поетапно можливо енергоємні підприємства перевести на водневе паливо.

3. Сірка використовується в багатьох країнах Європи і Північної Америки для будівництва автомобільних доріг - є досвід використання сірки як домішки або заміни бітуму. Найбільш широке використання асфальтобетону з додаванням сірки у США. Там сіркобітумну в'язку речовину застосовують як при новому будівництві, так і при реконструкції шляхів і ремонті дорожніх покриттів.

4. Можна буде отримувати до тонни в день важкої води, вартість якої від 200 до 250 доларів за літр. У грошовому еквіваленті це 200 000 – 250 000 доларів щодня. Вона використовується в будь-якому атомному реакторі, на атомних електростанціях, атомних підводних і надводних суднах тощо.

5. Додатковим продуктом також буде опріснена вода і рідкоземельні метали: лантан, церій, неодим, лютецій, скандій, ітрій та інші (*rus.vimism.com*).

Україна не може стояти осторонь цих досліджень, якщо ними цікавляться усі, без виключення, країни Чорноморського регіону.

Досвід країн Чорноморського регіону

На Самміті Організації чорноморського економічного співробітництва 12 червня 2009 року була озвучена інформація, згідно якої запаси сірководня у водах Чорного моря складають майже п'ять мільярдів тонн ⁹⁵.

Сірководень присутній у водах Червоного моря, біля берегів Перу, Намібії, в деяких глибоких фьордах Норвегії. Причому, води Червоного моря мають одну з найбільших концентрацій цього газу, а Чорне море утримує першість серед вищеперелічених регіонів за масою розчиненого в його водах сірководня.

⁹⁵ <http://www.capitalul.ro/macroeconomie/rezervorul-de-hidrogen-sulfurat>.

Чорне море в тонкому приповерхневому шарі завтовшки 100 – 150 м, при максимальній глибині басейну майже двох кілометрах, не містить сірководня. Із зростанням глибини, починаючи зі 100 – 150м, його концентрація зростає, досягаючи біля дна моря максимальної ~ 10 мг/л^{96, 97}.

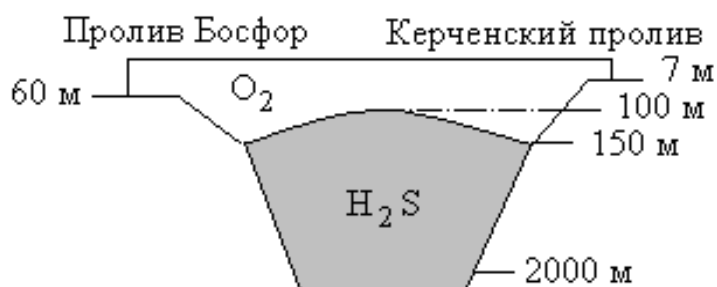


Рис 6. Розподіл сірководню по глибині Чорного моря

Джерело: <http://www.capitalul.ro/macroconomie/rezervorul-de-hidrogen-sulfurat>.

Про наявність великих запасів сірководня в Чорному морі стало відомо ще у двадцятих роках минулого століття. У сімдесятих роках Ж.І. Кусто провів тут дослідження і прийшов до висновку, що концентрація сірководня складає сорок два кубічні сантиметри на літр води. На початку дев'яностих років ці дані підтвердили американські фахівці. У 2007 році аналогічну роботу в українських і румунських водах провели фахівці Інституту океанічних досліджень (США) і прийшли до аналогічних результатів⁹⁸.

Активізація діяльності на даному напрямі пояснюється не лише потребою в додаткових енергоресурсах, але й загрозою детонації сірководня. В результаті землетрусу або антропогенного впливу сірководень може вирватися на поверхню і вибухнути від контакту з повітрям. Особливо загострилася проблема після землетрусу силою п'ять балів за шкалою Ріхтера, яке було зафіксовано в Чорному морі у вересні 2009 року.

Підводне життя може зникнути в Чорному морі вже через 30 років. Державний департамент США також звернув увагу міжнародної громадськості на проблему високої концентрації газів в Чорному морі і заявив про готовність видобувати сірководень як сировину.

⁹⁶ Неклюдов И.М., Борц Б.В., Полевич О.В., Ткаченко В.И., Шилиев Б.А. Альтернативная сероводородная энергетика Черного моря. Состояние, проблемы и перспективы. Часть I. // Альтернативная энергетика и экология. - 2006, -Т. 12, -С. 48-55.

⁹⁷ Борц Б.В., Полевич О.В., Ткаченко В.И., Шилиев Б.А. Радиационные технологии в сероводородной энергетике. // Сб. тезисов докл. XVII Международн. конф. по физике радиационных явлений и радиационному материаловедению, г. Алушта, Крым, б/о "Эврика", 4-9 сентября, 2006.- С. 219.

⁹⁸ <http://www.urbanian.ro/2009/08/05>

Проблема вилучення сірководня з Чорного моря вивчається давно, проте поки що не має прийнятного рішення. Разом з тим, низка країн вже близькі до початку промислової розробки цих запасів (Додаток 2).

У 80-ті роки **Румунія** була готова почати будівництво теплоелектростанції, яка працювала б на водні. Об'єкт передбачалося розмістити в місцевості Неводарь, а сірководень доставляти з моря через трубопровід на відстані 250 кілометрів. Проте проект був визнаний недостатньо рентабельним і будівництво було відкладене⁹⁹.

За існуючими оцінками, в румунській економічній зоні міститься близько 800 мільйонів тонн сірководня. Ще у 1981 році в країні був представлений повний комплект документації з видобутку і промислового використання сірководня. Технічна концепція полягала в тому, що вода під тиском 200 атмосфер прокачується на поверхню і перевозиться суднами на електростанцію потужністю 4000 MW. У 2006 році документація знову пройшла експертизу в Національному інституті морської геології і геоекології. У висновку говориться про готовність проведення комплексних досліджень, але при цьому наголошується, що в процесі експлуатації необхідний рівень рентабельності не буде досягнутий зважаючи на надмірні фінансові витрати.

Ще один проект, розроблений в Національному дослідницькому інституті криогенних і ізотопних технологій, передбачає впровадження нової технології видобутку електроенергії шляхом дезінтеграції сірководня. При цьому доквілля не забруднюється, а покращується, оскільки токсичні відходи використовуються як паливо.

Інші переваги:

- паливо на поверхню не піднімається, не транспортується, не складується, що запобігає загрози вибуху в результаті контакту сірководня з повітрям;
- скорочення запасів сірководня дозволить уникнути прогнозованого перетворення Чорного моря на друге Мертве море;
- унаслідок використання сірководня продукується побічний продукт – колоїдна сірка, яку намічається використовувати у фармацевтичній промисловості;
- технологія також передбачає виготовлення важкої води в кількостях, достатніх для забезпечення власної атомної енергетики.

Попередні розрахунки свідчать, що об'єкт доцільно розташувати в морі на відстані 250 км від берега. Денне споживання сірководня дорівнюватиме його щоденному приросту – 10 тисяч тонн, що забезпечить роботу енергетичної системи, потужністю 1200 MGW/h. Передбачуваний об'єм інвестицій оцінюється у 1,2 мільярда євро, які окупляться впродовж трьох років. Така висока віддача капіталу є обов'язковою умовою, оскільки об'єкт експлуатуватиметься в агресивному середовищі і зможе ефективно функціонувати не більше 20 років. Само будівництво системи займе не більше трьох років¹⁰⁰.

Від зарубіжних інвесторів вже поступають пропозиції на предмет участі в проекті, проте, Румунія тут вважає за краще обходитися власними силами. Усім компаніям, зайнятим експлуатацією покладів нафти і газу на шельфі Чорного моря

⁹⁹ Гостюк М.Т. О перспективах промышленного использования черноморских запасов сероводорода //www.rusnauka.com/5_PNW_2010/.../59445

¹⁰⁰ <http://www.ecomagazin.ro/consiliul-europei-marea-neagra-in-pragul>

влада рекомендує взяти участь в освоєнні запасів сірководня. Першою відгукнулася фірма Marine Resources International SRDL, яка взяла в оренду 9000 км² континентального шельфу і має намір виділити 20 мільйонів євро на дослідницькі роботи.

На даному напрямі поки що можна констатувати, з одного боку – підвищену активність зацікавлених держав і мінімальну віддачу – з іншого.

Гостро постає питання міжнародної кооперації, оскільки вирішення проблеми вимагає об'єднання зусиль. Закономірним є також припущення, що з появою перших позитивних результатів виникне проблема розділу вод Чорного моря між країнами регіону.

Росія. У 1979 році Л.А. Юткін розробив проект видобутку сірководня, який ґрунтувався на способах розділення і збагачення газів.

З Чорного моря, без збитку для його екології, а також знижуючи шанси “вибуху” Чорного моря, можна щороку виділяти близько 250 мільйонів тонн сірководня енергоємністю майже 1012 кВт/годин (згораючи, один кілограм сірководня дає приблизно 4000 ккал).

Для цього Л. Юткін запропонував придонні шари морської води з районів аномально високого вмісту сірководня піднімати на технологічну висоту, де їх піддавати дії електрогідролітичних ударів, що забезпечують виділення сірководня, а потім повертати назад в море (електрогідролітичний ефект). Отриманий газ треба зріджувати і спалювати, а двоокис сірки, що з'явився, окислювати в сірчану кислоту. При спалюванні 1 кг сірководня можна отримати до двох кілограмів двоокису сірки і 4x10³ ккал утилізованого тепла. При окисленні двоокису сірки до сірчаної кислоти також виділяється енергія. Кожна тонна сірководня, згораючи, дає 2,9 т сірчаної кислоти. Додаткова енергія, що виникає при її синтезі, складе до 5x10⁵ ккал на кожну тонну отриманої кислоти.

Розрахунки показують, що для задоволення всіх потреб країн СНД в електроенергії, без порушення екологічної рівноваги моря, треба щороку виділяти і спалювати 7400 км³ морської води. Спалювання 2x5x10⁸ т сірководня дозволить отримати 7x3x10⁸ т сірчаної кислоти, при синтезі якої вийде додатково 3x6x10¹⁴ ккал тепла або 4x1x10¹¹ квт/ч додаткової енергії. Ця енергія забезпечить всі роботи технологічного циклу – перекачування води, електрогідролітичну її обробку, стискування і зріджування отриманого газу.

Єдиним “відходом” роботи таких електростанцій буде сірчана кислота – коштозна сировина для багатьох інших галузей промисловості. Нещодавно вчені Інституту каталізу ім. Бореськова продовжили дослідження і розробили новий процес “Пряме каталітичне окислення Н₂ S в елементарну сірку”¹⁰¹.

Перший експериментальний досвід видобутку сірководня з глибин моря проведений в акваторії Чорного моря в Новоросійську. Запаси сірководня в Чорному морі складають близько 3 млрд. тонн, в перерахунку на традиційні енергоносії це еквівалентно 600 млрд. л бензину¹⁰².

¹⁰¹ Электричество из ...Черного моря// rus.vimism.com/?page_id=54

¹⁰² Энергетический голод утолят сероводородом // Коммерсантъ (Ростов), №187 (4242), 08.10.2009

У **Туреччині** Дослідницький центр TUBITAK спільно з компанією COWI SNS Ltd. представили проект відповідного каталізатора і сонячної електростанції для відділення сірки від водню ¹⁰³.

Болгарія може розраховувати на виробництво 9 млрд. мегават-годин електроенергії з сірководня Чорного моря. Це може повністю задовольнити потреби населення на 200 років. Щороку в водах Чорного моря генерується 75 млн. т сірководня.

Фахівці мають намір перетворити сірководень на електроенергію за допомогою нового типу «паливної клітки» (установки, в якій відбувається реакція з'єднання водню з киснем або окислом вуглецю, при цьому утворюється електричний струм). Цей метод виробництва електричної енергії може поліпшити екологічний стан Чорного моря, води якого очищатимуться від накопиченого сірководня.

Для робіт над цим проектом болгарські вчені отримують кошти за європейською програмою ega.net, яка є частиною 7-ї рамкової програми Європейського Союзу ¹⁰⁴.

Досвід України

Технології використання енергетичного потенціалу сірководня Чорного моря розроблені у Кримському науковому центрі Національної Академії України (м. Севастополь) і Херсонському державному морському університеті.

Перспектива майбутнього – воднева енергетика, яка передбачає використання водню як основного енергоносія і паливних елементів як генераторів електроенергії. При цьому різко скорочується споживання викопних палив, тому що водень можна отримувати з води, розкладаючи її на водень і кисень. Енергію для цього даватимуть ядерна енергетика і поновлювані джерела. Перехід на водневу енергетику означає великомасштабне виробництво водню, його зберігання, розподіл і транспортування. Зважаючи на сучасні темпи і масштаби розвитку водневої енергетики у світі, світова економіка найближчим часом повинна перейти до водневої економіки.

Орієнтовні запаси сірководня Чорного моря складають майже $10^{12} - 10^{13} \text{ м}^3$. На даний час сірководень з'являється на глибинах 50-200 м. Концентрація його ближче до поверхні складає близько 0,04-0,16 мл на 1 л, а нижче 1000 м - досягає 6 мл/л. В енергетичному відношенні (по теплоті згорання) 1 м^3 сірководня еквівалентний $1,49 \text{ м}^3$ побутового газу.

При розкладанні сірководня і подальшому спалюванні водню виходить 14-кратний енергетичний вигравш в порівнянні з процесом безпосереднього спалювання сірководня. Технологія зниження сірчановодневого забруднення вод Чорного моря і подальшої повної і безпечної утилізації отримуваних компонентів передбачає створення інтегрального виробничого комплексу.

За розробками Кримського наукового центру Національної Академії України (м. Севастополь) ¹⁰⁵ вказаний комплекс включає взаємозв'язані виробничі

¹⁰³ <http://unda-verde.blogspot.com/2009/03>.

¹⁰⁴ В Болгарии работают над производством электричества из сероводорода Чёрного моря 17 мая [www.newsfiber.com/.../search?...](http://www.newsfiber.com/.../search?)

блоки з вилучення сірководня з морської води, підготовки сірководня до плазмово-хімічного розкладання, водневого газонакопичення, збору і зберігання отриманої сірки, газотурбінної електростанції і енергопередавальних пристроїв для включення в єдину енергосистему. Передбачається, що на березі має бути лише трансформаторний блок. Весь описаний інтегральний комплекс вмонтовується на несамохідній морській плавучій напівзанурювальній платформі з використанням системи «мертвих якорів», що забезпечують досить точне позиціонування платформи і можливість цілорічної експлуатації устаткування комплексу. На платформі передбачаються приміщення для персоналу, технічних і побутових служб.

Як базова платформа можуть бути використані існуючі бурові платформи з мінімальним дообладнанням. Сумарна потужність генеруючих машин комплексу дозволить видавати споживачеві близько 100 Мвт електричної енергії з використанням вітчизняних турбін «морського виконання». Комплекс здатний забезпечити електроенергією місто у 200 тисяч мешканців. Крім того, він здатний аерувати (видаляти сірководень) з глибинної морської води в об'ємі близько 24 тис. м³ на добу.

Виробництво електроенергії за рахунок утилізації високопотенційного тепла процесів переробки сірководня є як би вторинним, проте саме це робить проект економічно привабливим (вартість проекту: близько 350 млн. євро; передбачувана собівартість 1 квт. Година - до 4 коп; термін окупності проекту - 7-8 років). Крім того, є реальна можливість видобутку, додатково як товарного продукту, хімічно чистої сірки (15 кг з 1000 м³). Додатковим продуктом також буде опріснена вода, отримана опрісненням морської води після процесу генерування електроенергії.

В результаті реалізації проекту досягається збільшення біорізноманітності Чорного моря за рахунок зниження концентрації сірководня в морській воді. Залучення до загального енергетичного балансу великомасштабного джерела дешевої електричної енергії, дозволить вирішити проблему енергетичної залежності Криму.

В Херсонському державному морському університеті було розроблено технічну пропозицію і подана заявка (18.07.2009 р.) на видачу патенту України «Плавучий комплекс для глибоководного видобутку сірководня з морської води і спосіб запуску плавучого комплексу для глибоководного видобутку сірководня з морської води». Авторами винаходу є: Леонов В.Е., Гацан В.А., Гацан Е.А.¹⁰⁶.

Сірководень може бути використаний в паливно-енергетичних цілях, нафтохімічному синтезі і виробництві мінеральних добрив. При цьому маса сірководня в глибинах Чорного моря і Світового океану зменшуватиметься, що призведе до зниження рівня екологічного ризику.

Підготовлена Програма по розробці технічних пропозицій щодо використання сірководня морської води в паливно-енергетичних і комерційних цілях. Плавучий комплекс розроблений у вигляді морської платформи підвищеної хвилестійкості.

¹⁰⁵ Вишневецький В. Энергия из глубин // Энергосбережение №3 2008.-с.9-14// crimeacity.info/contentimages/energoss

¹⁰⁶ Плавучий комплекс для глибоководной добычи сероводорода из морской воды и способ запуска плавучего комплекса для глибоководной добычи сероводорода из морской воды: заявка о выдаче патента Украины на изобретение / Леонов В.Е., Гацан В.А., Гацан Е.А. – 18.07.2009. – 25 с.

Проект має наступні переваги:

- видобуток енергії в турбодетандерах за рахунок пониження тиску морської води з сірководнем;
- максимальна глибина видобутку до 10000 м;
- можливий комплексний видобуток вуглеводневої сировини – попутного нафтового, природного газу, нафти, газового конденсату;
- мінімальний диферент надводної платформи;
- видобуток, накопичення, зберігання і транспортування сірководня в газоподібному і рідкому станах;
- можливість блоково-комплектного монтажу установки.

В результаті зроблених розрахунків вартість 1000 м³ сірководня складе приблизно 150 дол. США. В майбутньому ця вартість може бути зменшена після повного погашення основних витрат на створення плавучого комплексу.

Запропонована схема переробки сірководня в гідросульфід натрію і інші продукти нафтохімічного синтезу¹⁰⁷, розроблені спосіб по забезпеченню вибухо-пожежо-небезпечності при транспортуванні нафти, нафтопродуктів танкерним флотом¹⁰⁸, спосіб сорбційного очищення гідросфери від нафтопродуктів¹⁰⁹.

Реалізація проекту дозволить вирішити наступні соціально-економічні і екологічні проблеми:

- значно знизити ступінь екологічного ризику викидів сірчановодневого ядра з морських глибин з $R = 10^{-4}$ до $R = 10^{-6}$;
- використовувати дешеве джерело альтернативної сировини для паливно-енергетичних цілей і нафтохімічного синтезу;
- отримати екологічно чисте паливо – водень, при спалюванні якого повністю виключається емісія діоксиду вуглецю – компонента «парникових» газів (Київський протокол, 1997 р.);
- істотно знизити собівартість виробництва електроенергії і основних продуктів нафтохімічного синтезу і, відповідно, підвищити їх конкурентоспроможність, що особливо важливе в умовах фінансово-економічної кризи;
- знизити об'єм імпорту природного газу, мінеральних добрив і продуктів нафтохімічного синтезу;
- підвищити рівень екологічної безпеки і енергетичної стабільності країн Причорномор'я;
- знизити рівень безробіття за рахунок нових робочих місць з видобутку і переробки сірководня;

¹⁰⁷ Патент України на корисну модель № 49642. Спосіб отримання гідросульфиду натрію з суміші газів, що містить сірководень / Леонов В.Є., Гацан В.А., Гацан О.А. – Опубл. 11.05.2010, Бюл. № 9.

¹⁰⁸ Патент України на корисну модель № 37417. Спосіб сорбційного очищення гідросфери від нафтопродуктів / Леонов В.Є. – Опубл. 25.11.2008.

¹⁰⁹ Патент України на корисну модель № 37417. Спосіб сорбційного очищення гідросфери від нафтопродуктів / Леонов В.Є. – Опубл. 25.11.2008. Леонов В.Є., Гацан О.А. Рациональне використання морського сірководню для паливно-енергетичних цілей і хімічного синтезу

- освоїти нові спеціальності і спеціалізації у вищих учбових закладах морського профілю, пов'язані з морською розвідкою, видобутком і переробкою сірководня на морських платформах¹¹⁰.

Фахівці національного наукового центру «Харківський фізико-технічний інститут» розробили технологію водородної енергетики з сірководня Чорного моря¹¹¹ (Додаток 3).

Для вирішення проблеми вилучення сірчановодневої води із заданих глибин використовується ефект фонтану. Активним елементом при вилученні води є розчинений в ній сірководень. Безпосереднє спалювання сірководня є найбільш не вигідним процесом за екологічними наслідками, оскільки попутні гази викидатимуться в довкілля. Одним з можливих вирішень безпечної утилізації сірководня є його розкладання на водень і полімерну сірку.

Створення і експлуатація плавучого комплексу для глибоководного видобутку сірководня дозволить вирішити певні існуючі економічні, енергетичні, екологічні проблеми України, тобто дозволить безперервно добувати, переробляти сірководень і використовувати його в паливно-енергетичних цілях, нафтохімічному синтезі і виробництві мінеральних добрив, заощаджувати на закупівлях сировини, що імпортується.

Екологічні ризики

Використання сірководня як палива, з одного боку – вирішує проблему щодо зменшення сірководня в Чорному морі, а з іншого – порушує існуючу рівновагу і створює інший значний екологічний ризик.

1. Якщо при спалюванні вуглеводнів окрім води утворюється вуглекислий газ, який в даний час розглядається як один з основних чинників глобального потепління, то продуктом безпосереднього спалювання сірководня є діоксид сірки, що є більш небезпечним компонентом забруднення природного середовища. В даний час розроблені екологічно чистий і економічний плазмово-хімічний процес і дослідно-промислове устаткування для розкладання сірководня із вилученням сірки і водню. При вживанні плазмово-хімічного методу, на відміну від традиційних способів розкладання сірководня, не відбувається викиду SO₂ в атмосферу, і практично немає втрат водню.

2. Доведеться прокачувати об'єми води, які по технічній документації таких проектів порівнянні з об'ємом стоку Дунаю. Це неминуче призведе до порушення існуючих шарів щільності води, термоклінів: щільніша і солоніша вода з глибини підніматиметься на поверхню, внаслідок чого біологічний баланс в Чорному морі порушиться. Сірководень і метан можуть перестати окислюватися бактеріями і стануть дійсно виходити в атмосферу.

Всі ці особливості потрібно вивчати спільними зусиллями фахівців різного рівня, створивши відповідну Програму^{112 113}

¹¹⁰ Леонов В.Е., Гацан Е.А. Ресурсозберігаючі технології, охорона навколишнього середовища // Науковий вісник ХДМІ №1 (2), 2010 с.145

¹¹¹ Неклюдов И.М., Борц Б.В., Полевич О.В., Ткаченко В.И., Шилаев Б.А. Альтернативная сероводородная энергетика Черного моря. Состояние, проблемы и перспективы. Часть I. // Альтернативная энергетика и экология. - 2006, -Т. 12, -С. 48-55.

¹¹² Мамчиц Р. Добыча углеводородов в Чёрном море небезопасна // tribunanaroda.info/content/view/3032/46

Висновки:

1. На перший погляд, проблема використання енергетичного потенціалу сірководневої зони Чорного моря може видаватися не досить реальною, але світовий досвід і швидкість розвитку НТП свідчить, що це питання 5-10 років.

2. На даний момент спостерігається підвищена активність держав Чорноморського регіону у виході на практичні результати використання енергетичного потенціалу сірководня, але приплив інвестицій поки що стримує висока капіталомісткість проектів.

3. Детального вивчення потребують питання екологічного ризику реалізації проекту: з одного боку, знижується рівень сірководню в Чорному морі, а з іншого – порушується фізико-хімічна і температурна рівновага шарів води.

4. В Росії шельфовим видобутком енергоносіїв в Чорному морі займаються «Роснефть» і Chevron. Активність на причорноморському шельфі в розробці вуглеводнів проявляють Україна, Туреччина, Болгарія, Румунія, Грузія, причому із залученням до розробки низки найбільших світових добувних компаній. В Болгарії працюють компанії «Мелпроуз Ресосиз», OMV, «Вінтаж». В Румунії працює OMV, якій належить контрольний пакет акцій державної компанії «Петром», також ExxonMobil, TotalFinaElf, Enterprise Oil і ENI. В Туреччині працюють компанії «Тореадор Ресосиз» і «Стратік Енерджі Корпорейшн», British Petroleum і ChevronTexaco, ExxonMobil, Petrobras. В Грузії задіяні Canargo Energy Corporation, Frontera, GWDF International, Anadarco. Можна використати досвід Румунії, яка усім компаніям, зайнятим експлуатацією румунських покладів нафти і газу в Чорному морі рекомендує взяти участь в освоєнні запасів сірководня. Першою відгукнулася фірма Marine Resources International SRDL, яка взяла в оренду 9000 км² континентального шельфу і має намір виділити 20 млн. євро на дослідницькі роботи.

Пропозиції:

Сценарій І. Пошук інвесторів і міжнародна співпраця в межах ОЧЕС.

Враховуючи високу капіталомісткість існуючих технологій видобутку, постає питання міжнародної кооперації. З появою перших позитивних практичних результатів виникне питання розподілу вод Чорного моря між країнами регіону. Зважаючи на те, що країни Чорноморського регіону вже активно займаються цим питанням – Україна повинна теж активізувати свою діяльність, щоб на момент розподілу акваторії Чорного моря мати відповідні технології. Основна проблема – пошук інвесторів. Тому необхідно:

- об'єднати наявні в Україні наукові дослідження по сірководню і розробити пакет інвестиційних пропозицій щодо їх практичної реалізації;

- долучитися українськими науковими розробками до Програми ЄС «Чорноморська синергія»;

¹¹³ Вишневецкий В. Проект создания международного технического консорциума (МТК) «Новые экологические и энергетические проекты» для реализации концепции экологической программы по защите окружающей среды и вод Черного моря от сероводородного загрязнения и последующей полной и безопасной утилизации получаемых компонентов.- Тезисы к докладу бизнес – форуму ЧЭС и заседания межведомственной рабочей группы // api.ning.com/.../a10Conceptofecologicalprogramfortheblacksearussian.pdf

- створити спеціальну робочу групу у складі Нафліонської ініціативи ОЧЕС розвитку «зеленої енергетики» у Чорноморському регіоні, щоб виявити і об'єднати загальні зусилля країн ОЧЕС у напрямку використання сірководню;
- отримати підтримку Фонду розвитку проектів ОЧЕС у сфері «зеленої енергетики»;
- вийти з пропозиціями щодо активізації спільних досліджень і реалізації практичних розробок до Ділової Ради ОЧЕС, Чорноморського банку торгівлі і розвитку, Міжнародного центру чорноморських досліджень щодо розвитку «зеленої енергетики».

Сценарій II. Державна підтримка українських досліджень.

Країни регіону активно співпрацюють в рамках програми era.net, Дослідження РП7 у сфері енергетики спрямовані на створення та впровадження технологій, необхідних для трансформації сучасної системи енергетики у більш сталу, конкурентоспроможну та безпечну. Для фінансування цього тематичного напрямку країнами ЄС та Європейським парламентом виділено 2,35 млрд. євро.

Окремі наукові підрозділи України приймають участь в цих проектах. Так Інститут проблем матеріалознавства ім. І.М. Францевича НАНУ приймає участь в проекті «BS-ERA.NET PILOT JOINT CALL», його розділ 2. «Енергія» стосується отримання водню з сірководневої зони Чорного моря.

Українські вчені за цими програмами отримали мінімальні кошти в основному на закупку обладнання та відрядження на конференції. Росія своїх учасників подібних міжнародних наукових розробок підтримує фінансово, виділяючи таку ж суму коштів у національній валюті.

В «Енергетичній стратегії України на період до 2030 року» у розділі VII «Пріоритетні напрямки та обсяги енергозбереження. Потенціал розвитку нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії» про енергопотенціал сірководню немає ніякої інформації.

1. Необхідно створити ініціативну групу при Міністерстві енергетики для координації наукових досліджень у сфері використання сірководню з метою розробки дослідних виробництв в межах „Програми державної підтримки розвитку нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії та малої гідро- і теплоенергетики” для реалізації пілотних проектів і подальшого впровадження таких технологій у промислових масштабах.

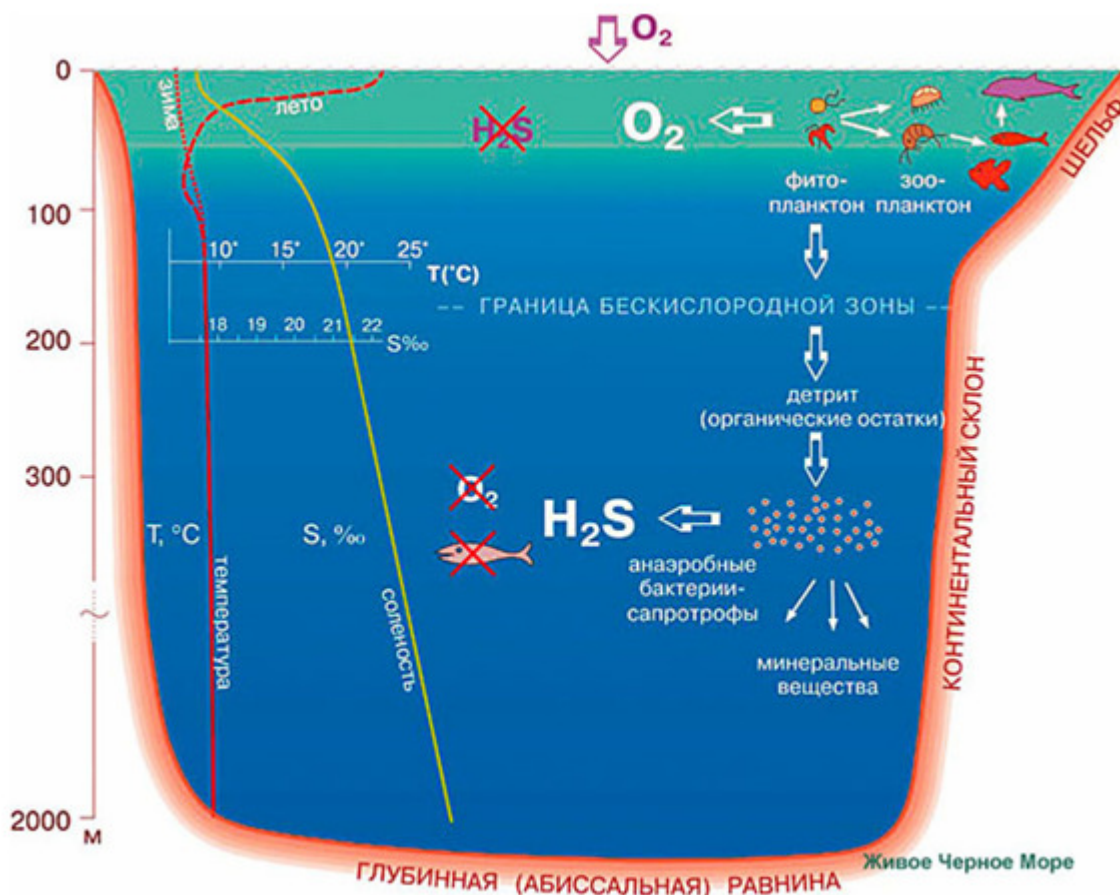
2. Розробити окрему Програму «Екологічні, технічні і економічні аспекти використання енергетичного потенціалу сірководневої зони Чорного моря», в якій об'єднати зусилля в наступних напрямках:

- розробка технологій вилучення сірководня;
- оцінка екологічних ризиків видобутку сірководня;
- напрямки використання сірки;
- міжнародне співробітництво з іншими схожими проектами;
- пошук інвесторів і оцінка видів інвестицій;
- виготовлення устаткування для видобутку сировини вітчизняними підприємствами;
- підготовка фахівців для роботи на плавучих комплексах.

Додаток 1

Технологія видобутку сірководню російськими вченими

Сірководень – одна з найвідоміших і незвичайних властивостей Чорного моря. Але – надлишок сірководня в глибинних водах – лише один з наслідків того, що глибше 200 м – в чорноморській воді немає кисню, тварин і рослин. На глибинах від 200 метрів до самого дна Чорного моря – живуть лише бактерії, що виділяють сірководень.



Сировинна база сірководню Чорного моря

Об'єм Чорного моря складає 555000 км². Сірчановодневий шар, за розрахунками учених складає 95%, тобто 527 250 000 000 000 м³. При середньому вмісті сірководня у воді 10 г/м³ ця величина складає 5 272 500 000 т. – більше 5 мільярдів тонн. Сірчановодневий шар постійно поповнюється, навіть якщо його переробляти в промислових масштабах. При розкладанні сірководня і подальшому спалюванні водню виходить

14 – кратний енергетичний вигравш. В одній тонні сірководня міститься 58 кг водню. При згоранні 58 кг водню виділяється стільки ж енергії, скільки і при спалюванні 222 літрів бензину. Якщо врахувати, що в Чорному морі більше 5 мільярдів тонн сірководня, то це еквівалентно 64 380 мільярдам літрів бензину. У Росії за 2009 р. спожили 3067 мільйонів тонн. Отже, запасів сірководня Чорного моря, без врахування його поповнення, для забезпечення життєдіяльності Росії, вистачить майже на 21 тисячу років.

Можливість використання сірководню

1. Водень вже використовується в світі як екологічно чисте паливо. При згоранні він виділяє не CO_2 , як природний газ і нафтопродукти, а водяну пару, яка остигаючи, переходить у воду, яка потрапляє в «кругообіг води в природі». Ще в СРСР були успішно випробувані автомобільні двигуни, які працюють на чистому водні і на звичайному паливі з невеликими домішками водню. Як показали ходові випробування, вживання 5 – 10 процентних домішок водню до бензину призводить до значного підвищення повноти згорання палива і збільшення ККД двигуна на 40-45%. Крім того, більш ніж у 100 разів знижується токсичність вихлопних газів (зменшується вміст в них окислу вуглецю). Аби визначити наслідки можливих пошкоджень криогенних емкостей під час дорожньої аварії, рідкий водень проливали на землю. При цьому він миттєво випаровувався, а пари його розсіювалися настільки швидко, що їх не вдавалося запалити. Таким чином, навіть в аварійних ситуаціях жодних умов для горіння палива або вибуху не виникає, в той же час відомо, що при пошкодженні бензинових баків пролите пальне може спалахнути.

2. Водень відкриває нові перспективи і в металургії. Він може слугувати не лише джерелом тепла, але і як речовина - заміник вугілля і коксу, в процесі відновлення заліза. При цьому зникнуть шкідливі гази, що викидаються металургійними підприємствами. Це реальна можливість понизити шкідливі викиди в атмосферу.

3. Поетапно можливо енергоємні підприємства перевести на водневе паливо. У першу чергу, експериментально, на водневе паливо буде переведена котельна м. Новоросійська. Далі, котельні інших міст Чорноморського регіону.

4. Сірка використовується в багатьох країнах Європи і Північної Америки для будівництва автомобільних доріг. Так само є досвід використання сірки як добавки або заміни бітуму. Найбільш широке використання асфальтобетону з додаванням сірки спостерігається в США. Там сіркобітумну в'язку речовину застосовують як при новому будівництві, так і при реконструкції шляхів і ремонті дорожніх покриттів. Приготування сіркобітумних сумішей за гарячою технологією, що поєднує прийоми приготування сірчаних і асфальтобетонних композицій з додаванням сірки до складу асфальтобетону дозволяє:

- знизити витрату бітуму на 25 – 35%;
- поліпшити легкоукладуваність суміші за рахунок нижчої в'язкості сірки порівняно з бітумом;
- понизити вартість будівництва;
- підвищити якість покриття за рахунок підвищення термостійкості;
- підвищити термін служби покриття.

Висновок:

ГУП НИИЖБ пропонує на госпрозрахунковій основі комплекс послуг з організації виробництва сірчаних композицій, підбору сумішей, випробуванню і визначенню їх фізико – математичних властивостей, розробці нормативно-технологічної документації, авторському супроводу на період пуско-налагоджувальних робіт.

З оцінкою потенціалу попиту на сіркобетон на Російському ринку можливо ознайомитися у звіті Академії Кон'юнктури Промислових Ринків «Серобетон: анализ потенциального спроса».

Продукція, яку можна додатково отримувати з чорноморської води:

Рідкоземельні елементи

Порядковий № елементу	Елемент
57	Лантан
58	Церій
59	Празеодім
60	Неодим
61	Прометій
62	Самарій
63	Гадоліній
71	Лютецій
21	Скандій
39	Ітрій

і безліч інших елементів таблиці Менделєєва. Крім того, за підрахунками вчених, у воді Чорного моря знаходиться срібло і золото. Якщо вилучити все срібло з води Чорного моря, то це склало б 540 тис. т, золота - 270 тис. т. Але промисловим способом, зважаючи на особливі, нерентабельні технології, золото і срібло з чорноморської води видобувають лише Туреччина, Болгарія і Румунія. Московська фірма ТОВ «ВІМІС» має ефективну, «попутну» технологію видобутку дорогоцінних металів з чорноморської води, що прискорить терміни окупності проекту. Піднімаючи з води сірководень і отримуючи з нього водень і сірку, попутно, без особливих працевитрат і капіталовкладень можна щодня отримувати від 15 до 50 г. золота і стільки ж срібла.

Коли установка буде виведена на проектну потужність, реально можна буде отримувати до тонни в день важкої води, вартість якої від 200 до 250 доларів за літр. У грошовому еквіваленті це виглядає так: \$200 000 – \$250 000 щодня. Вона використовується в будь-якому атомному реакторі, на атомних електростанціях, атомних підводних і надводних суднах тощо.

Джерела: 1. rus.vimism.com

2. Эксперимент по добыче сероводорода в Черном море провели в районе Новороссийска. – Режим доступа: <http://www.yuga.ru/news/168328/>.

Доставка чорноморського сірководню до споживача

Передбачається високоселективна сепарація сірководню з морської води «сірчановодневої зони» Чорного моря в певну судину прямо в цій зоні, без вилучення сірководня на поверхню. Для цього різними авторами пропонуються декілька технологій, наприклад, мембранна, ультразвукова, на різниці розчинностей тощо.

Автор пропонує доставку сірководня в згадану вище судину в рідкому стані, для чого досить сірководень стискувати компресором сепаратора тиском вище 10 атмосфер. Це робить сепарацію на цьому етапі досить безпечною від розгерметизації судини, оскільки тиск у всьому шарі сірчановодневої зони набагато вищий, ніж в судині.

Судина з рідким сірководнем є безпіотною міні-субмариною (тобто судина добре обтічної форми порядку 100 кубометрів з двигком і простою системою безпіотної навігації і стикувальним вузлом). Заповнена судина спершу відстикується від компресора сепаратора, а потім, не виходячи з сірчановодневої зони, доставляється до підводного терміналу. Якщо на цьому або попередньому етапі одна з судин (далі назвемо їх «човником») розгерметизується, то човник «возиться» широко по сірчановодневій зоні, для розподілу витoku на максимально великому об'ємі води, до рівня ГДК.

Згідно цьому застосуванню, був здійснений плазмотрон у 300 квт, що переробляє 1000 тонн сірководня в годину на водень і сірку при витратах всього 1 квт/годин на 1 кубометр сірководня.

Сірка нікому не потрібна, ринок нею затоварений, але сірку легко утилізувати, що не зашкодить довкіллю, якщо її ізолювати від ґрунтових бактерій, які знову можуть перетворити сірку на шкідливий сірководень.

Проте водень має широке коло вживань і принесе чистий прибуток не менше 1000 доларів за тонну. В глибині Чорного моря щороку додається від 10 до 100 мільйонів сірководня, і це відновлювальне джерело водню може дати чистий прибуток майже 3 мільярди на рік. Можливо не шкідливо для екології моря очистити від сірководня всю або велику частину його «сірчановодневої зони», а її запаси – близько 5 мільярдів тонн сірководня, або в перерахунку на прибуток від продажів водню – не менше 300 мільярдів доларів.

Джерела:

1. judbarovski.livejournal.com/21311.html
2. judbarovski@gmail.com,
3. <http://judbarovski.livejournal.com>, <http://judbarovski.inaula.ru>
4. <http://www.inauka.ru/blogs/article95991.html>)

Розробка концепції СВЕК: сірчановодневий енергогенеруючий комплекс

(національного науковий центр «Харківський фізико-технічний інститут»)

Вперше проведений аналіз і вибір варіантів комплексного використання ресурсів сірчановодневої зони Чорного моря і методів зниження енергоємності технологій видобутку водню і полімерної сірки за рахунок вживання поновлюваних джерел енергії різних видів (мал. 1-2).

Виконаний аналіз показав, що економічно ефективно використання сірководня у водневій енергетиці можливе лише за умови вирішення комплексу технологічних завдань, що включають:

- (а) підйом насичених H_2S водних мас з великих глибин;
- (б) вилучення сірководня з води;
- (в) виділення водню з H_2S з попутною утилізацією сірки;
- (г) повернення очищеної води в акваторію з максимальною рекуперацією енергії.

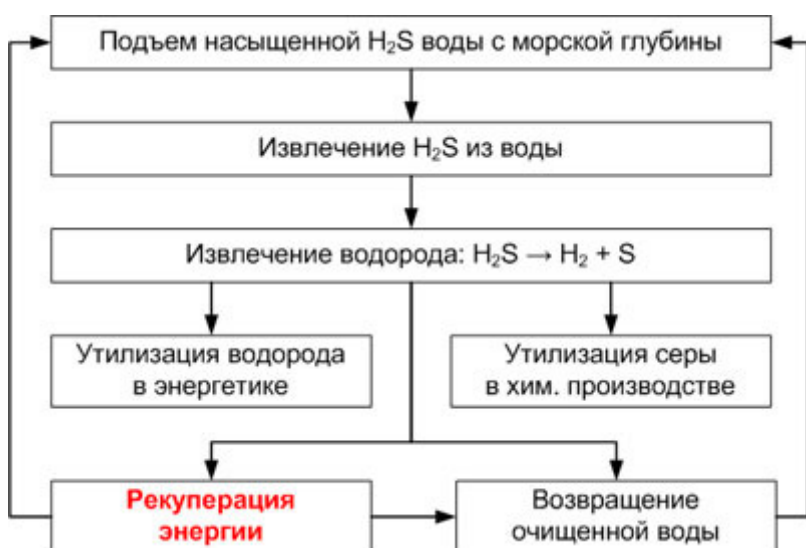


Рис. 1 – СВЕК



Рис. 2. Поновлювані джерела енергії

На базі літературних даних і власних фізичних моделей виконані розрахунки питомих енергетичних ефективностей різних поновлюваних джерел енергії, наявних в Кримському регіоні (рис. 3).

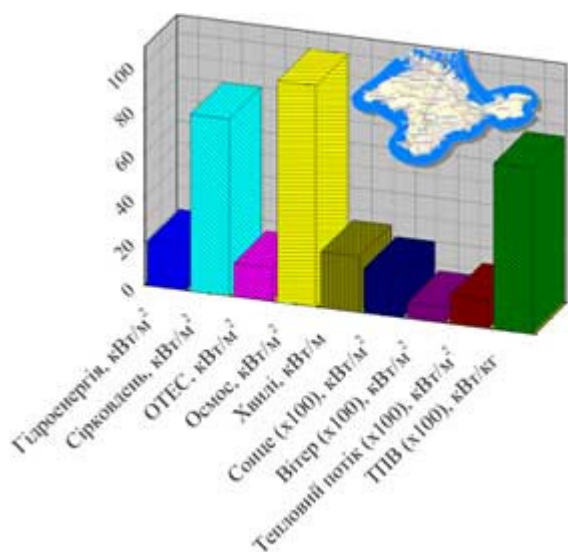


Рис. 3. Поновлювані джерела енергії в Кримському регіоні

Основну добавку в енергетичний баланс СВЕК можуть дати:

- ОТЕС-технології (Ocean Thermal Energy Conversion) перетворення теплової енергії вод;
- осмотичні технології використання вертикального градієнта солоності вод;
- мала гідроенергетика за рахунок енергії ліфтірованої води;
- інтеграція з технологіями газифікації твердих побутових відходів (ТБО).

Джерела: 1. Неклюдов И.М., Бор Б.В., Польовіч О.В., Ткаченко В.І., Шиляєв Б.А. Альтернативна сірчановоднева енергетика Чорного моря. Стан, проблеми і перспективи. Частина I. // Альтернативна енергетика і екологія. 2006. № 2(44). С. 48-55.
2. resst.kipt.kharkov.ua/hydrogen_energy.html

Наукове видання

О. О. Волович, О. Л. Михайлюк

За редакцією А.О. Филипенка

**Стратегія освоєння енергетичного потенціалу
Чорного і Азовського морів**

Аналітична доповідь

Оригінал-макет підготовлено

в Регіональному філіалі

Національного інституту стратегічних досліджень у м. Одесі:
65107, Одеса – 107, вул. Канатна, 83

Коректор
Верстка

Радіонова І.І.

Здано до набору Підписано до друку.....
Формат 60x84/16. Обл.-вид. арк....Ум.-друк. арк..
Папір офсетний. Друк на дуплікаторі. Зам. №
Наклад 50 прим.

Видано і віддруковано ПП „Фенікс”
(Свідоцтво Д К № 1044 від 17.09.02).

м. Одеса, 65009. вул. Зоопаркова, 25. Тел. 8 (048) 7777-591
E-mail: maritimebooks@yandex.ru
www.law-books.od.ua