

ВИВЧЕННЯ МОЖЛИВОСТІ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ ТА НАЯВНОСТІ ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ У ЧОРНОМУ МОРІ

НТУ «Дніпровська політехніка»

Безкровний О.С.

Науковий керівник: к.т.н., доц. Сай К.С.

Перспективним напрямом у освоєнні джерел вуглеводневої сировини є вивчення та розробка газогідратних родовищ, видобуток газу з яких на сьогодні вже апробовано у низці розвинених країн світу [1-3], а в Україні це питання поки що знаходиться на рівні теоретичного вивчення [4, 5]. Для України суттєвий інтерес становлять газогідратні поклади Чорного моря, оскільки запаси газу, що зосереджені в українській частині (20-25 трлн м³), у кілька разів перевищують існуючі запаси газу традиційних родовищ, що дозволить забезпечити нашу державу цим енергоносієм на кілька століть з урахуванням усіх необхідних потреб як промислового комплексу, так і населення [6-8].

Чорне море є одним з найбільших і найглибших морів. Середня глибина моря 1300 м. Максимальна глибина, за різними джерелами, що базуються на даних ехолотного проміру, знаходиться у діапазоні 2210-2258 м. Донні температури сягають близько +9°C. Планктон може існувати лише у верхньому 200-метровому шарі води, що переміщується, та містить розчинений кисень. На великих глибинах вода насичена сірководнем, де можуть існувати лише анаеробні бактерії, які генерують сірководень. Вертикальна циркуляція води практично відсутня. Відсутня і міграція розчинених газів, що утворюються у верхньому «живому» шарі води, в глибинний сірководневий шар.

Сучасний басейн Чорного моря входить до складу великого Альпійського орогенного пояса. Він є північно-східним сегментом Середземноморської рухомої зони. На півночі ці дві западини межують з південною околицею Східно-європейської платформи, на сході – із зоною Таманських купольних структур, що є західним продовженням Кавказького орогену, на півдні – з Анатолійськими складчастими структурами, на заході – зі структурами Мізійської плити і гірських споруд Добруджі.

Північно-західна частина акваторії Чорного моря являє собою тектонічну депресію (западину) Північного Причорномор'я, що виникла у пізньомайкопський час між Добруджі на заході та Кримським півостровом на сході. На півдні западина відкривається у бік великої Чорноморської улоговини, а на півночі глибоко врізається у межі Східноєвропейської платформи.

Аналіз термобаричних умов у межах глибоководної частини Чорноморської западини дає усі підстави стверджувати, що наявні параметри температури і тиску на глибинах моря 500-750 м є оптимальними для формування в таких умовах газогідратних покладів [9-12]. Нижня межа існування даних покладів складає 400-700 м під морським дном і залежить від глибини води і величини термічного градієнта в розрізі порід.

У процесі досліджень, направлених на вивчення розподілу теплового потоку Чорноморської западини, А.Д. Дучковим і С.А. Кузнєцовим виявлено широку і протяжну зону зниженого (майже удвічі) теплового потоку, що тягнеться через всю акваторію із заходу на схід, й аналогічну аномалію у північній частині Чорного моря, навпроти Керченської протоки [13].

З урахуванням цих даних потужність зони гідратоутворення для зазначених зон може досягати 1000-1200 м, що підтверджується результатами сейсмічних робіт способом загальної глибинної точки у Західно-Чорноморській западині. Отже, можна стверджувати, що зона гідратоутворення охоплює всю глибоководну западину та значну частину континентального схилу.

Газові гідрати були виявлені й на глибинах 2000 м, що свідчить про глибинне походження газу, що міститься у газогідратних покладах. Це дозволило О.С. Горшкову та його співробітникам виділити два основних типи газогідратних покладів у глибоководних ділянках Чорного моря [14]:

- газогідрати, що пов'язані з міграційними газами, які виходять по тектонічним порушенням і грязьовим вулканам;
- газогідрати конусів виносу річок.

Перспективна оцінка газоносності чорноморських надр найбільш чітко виражена у роботах О.Д. Корсакова, О.Ю. Бякова, С.Н. Ступака. Для гідратоутворення сприятливою є обстановка практично на всій глибоководній западині Чорного моря. Регіональні геофізичні дослідження цих авторів дозволили отримати просторову картину поширення газогідратів природного газу в Чорному морі. Зони гідратоутворення локалізовані в Чорному морі переважно у четвертинних відкладеннях, що досягають потужності 1-3 км, зрідка – в прогині Сорокіна – навіть у неогені. Критерієм наявності газогідратів у відкладеннях на сейсмічних профілях служить специфічне відображення, що повторює конфігурацію дна.

Близькі до висновків О.Д. Корсакова та його колег і дослідження болгарських геологів А. Вассілева та Л. Дімітрова. За результатами геофізичних досліджень і встановленими авторами даних, потужність покладів газових гідратів становить у середньому 300-500 м. Газогідратні поклади в центральній глибоководній частині Чорного моря відносно однорідні, частка включень осадових донних порід у покладі незначна.

Важливим питанням, що визначає підхід до вивчення закономірностей утворення газогідратів у надрах, є питання про джерела вуглеводневих газів і шляхи їх надходження до зони гідратоутворення. Деякі дослідники вважають генетичний фактор формування газогідратних покладів не менш важливим, ніж термодинамічний. В основу класифікації покладено уявлення про основні геологічні моделі природного газогідратоутворення – кріогенну, евстатичну, седиментаційну, фільтрогенну та діагенетичну. Для умов Чорноморської западини найбільш ймовірними є седиментаційний, фільтрогенний та діагенетичний типи газогідратних покладів [15].

Накопичений фактичний матеріал про масштаби дегазації Чорного моря й місця поширення газогідратних покладів підтверджують доцільність проведення комплексних досліджень з метою впровадження технологій

практичного вилучення газу із газових гідратів для потреб економіки України та підвищення енергетичної незалежності держави.

Перелік посилань

1. Uddin, M., Wright, F., Dallimore, S., & Coombe, D. (2014). Gas hydrate dissociations in Mallik hydrate bearing zones A, B, and C by depressurization: Effect of salinity and hydration number in hydrate dissociation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, (21), 40-63. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.07.027>
2. Bhade, P., & Phirani, J. (2015). Effect of geological layers on hydrate dissociation in natural gas hydrate reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, (26), 1549-1560. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.05.016>
3. Бондаренко, В.И., Ганушевич, К.А., & Сай, Е.С. (2011). К вопросу скважинной подземной разработки газовых гидратов. *Науковий вісник НГУ*, 1(121), 60-66.
4. Bondarenko, V., Ganushevych, K., & Sai, K. (2012). Substantiation of technological parameters of methane extraction from the Black Sea gas hydrate. *Szkola Eksploatacji Podziemnej: materiały konferencyjne* (pp. 191-196). Krakow: Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Akademia Górniczo-Hutnicza.
5. Bondarenko, V., Sai, K., Ganushevych, K., & Ovchynnikov, M. (2015). The results of gas hydrates process research in porous media. *New Developments in Mining Engineering 2015: Theoretical and Practical Solutions of Mineral Resources Mining*, 123-127. <https://doi.org/10.1201/b19901-23>
6. Bondarenko, V., Maksymova, E., Ganushevich, K., & Sai, K. (2013). Gas hydrate deposits of the Black Sea's trough: Currency and features of development. *Szkola Eksploatacji Podziemnej: materiały konferencyjne* (pp. 66-69). Krakow: Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Akademia Górniczo-Hutnicza.
7. Bazaluk, O., Sai, K., Lozynskiy, V., Petlovanyi, M., & Saik, P. (2021). Research into dissociation zones of gas hydrate deposits with a heterogeneous structure in the Black Sea. *Energies*, 14(5), 1345. <https://doi.org/10.3390/en14051345>
8. Boswell, R. (2009). Is gas hydrate energy within reach? *Science*, 325(5943), 957-958. <https://doi.org/10.1126/science.1175074>
9. Макогон, Ю.Ф. (2010). Газогидраты. История изучения и перспективы освоения. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*, (2), 5-21.
10. Номоконов, В.П., & Ступак, С.Н. (1988). Признаки газогидратных залежей в Черном море. *Известия ВУЗов. Геология и разведка*, (3), 72-82.
11. Шнюков, Е.Ф., Кенни, Дж. Ф., & Краюшкин, В.А. (2002). К природе газогидратов и нефти. *Доповіді НАН України*, (12), 103-107.
12. Ganushevych, K., & Sai, K. (2013). Development of gas hydrate reservoir in the Black Sea. *Young Petro*, (8), 45-50.
13. Дучков, А.Д., & Казанцев, С.А. (1988). Тепловой поток впадины Черного моря. *Геофизические поля Атлантического океана*, 121-130.
14. Горшков, А.С., Мейснер, Л.Б., & Туголесов, Д.А. (1992). Перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины. *Геология морей и океанов*, (3), 219.

15. Никитин, С.П., & Черский, Н.В. (1987). Вероятные направления поисков газогидратных и подгидратных залежей газа на территории СССР. *Геология нефти и газа*, (12), 7-11.