

УДК 629.563

DOI 10.47049/2226-1893-2023-20-35

**АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ГЛИБОКОВОДНИХ
НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ПЛАТФОРМ ДЛЯ УМОВ ЧОРНОГО МОРЯ**

А.Ю. Засць

доцент кафедри «Суднобудування і судноремонту ім. проф. Ю.Л. Воробйова»

ORCID ID: 0000-0002-5803-9069

e-mail: au.lopatnyova@gmail.com

Одеський національний морський університет, Одеса, Україна

Анотація. Освоєння морських нафтогазових родовищ є пріоритетним завданням для розвитку світової економіки, оскільки за останні кілька років близько 70 % нових відкриттів нафто-газових родовищ у світі припало на морські зони та попит на вуглеводні зростає приблизно на 15-20 % протягом найближчих 10 років. Для України набуття самостійності у видобутку енергоносіїв було актуальним до початку війни та буде особливо важливим під час відбудови країни після закінчення бойових дій.

До 2014 року рівень освоєння українського шельфу становив близько 3 %, а добовий видобуток в українському секторі шельфу Чорного моря – близько 2 млн. куб. м. природного газу. Проте слід зазначити, що 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 [1; 2].

Єдиною українською компанією, яка має право здійснювати увесь комплекс робіт щодо розвідки і видобутку енергоносіїв на морському шельфі, є ДАТ «Чорноморнафтогаз». На балансі компанії – 17 родовищ, із них 11 – газових, 4 – газоконденсатних та 2 – нафтових (рисунок 1). Сумарні запаси всіх родовищ становлять 58,56 млрд. кубометрів газу, 1,231 млн. тонн газового конденсату і 2,530 млн. тонн нафти. Станом на 2014 рік «Чорноморнафтогаз» розробляло 6 газових, 3 газоконденсатних та одне нафтове родовище, мало в експлуатації 10 морських стаціонарних газодобувних платформ та 44 газорозподільні станції. Для нарощування обсягів видобутку у листопаді 2012 року були введені в експлуатацію Одеського та Безіменного газових родовищ. Суботинське газове родовище до 2014 року знаходилось в розробці. До початку російської агресії компанією ДАТ «Чорноморнафтогаз» велися переговори щодо підключення до розробки глибоководних районів моря американських компаній ExxonMobil, Chevron і Техасо, які мають досвід роботи на великих глибинах, для освоєння родовищ у глибоководній частині шельфу Чорного моря (понад 800 метрів).

На даний час морська нафтогазова промисловість здійснює стратегічне переміщення в область глибоководних околиць континентів, розглядаючи їх як нове джерело видобутку вугле-водневої сировини.

Ключові слова: глибоководні нафтогазовидобувні платформи, енергоносії, кліматичні умови, Азово-Чорноморський басейн.

UDC 629.563

DOI 10.47049/2226-1893-2023-4-20-35

ANALYSIS OF USING POSSIBILITY THE DEEP-SEA OIL
AND GAS PRODUCTION PLATFORMS FOR THE BLACK SEA CONDITIONS

Anastasiia Zaiets

associate professor

of the Department of «Shipbuilding and Ship Repair named after Prof. Yu.L. Vorobyova»

Odesa National Maritime University, Odesa, Ukraine

Abstract. *The development of offshore oil and gas fields is a priority task for the world economy development, because over the past few years, about 70 % of new discoveries of oil and gas fields in the world have occurred in marine areas, and the demand for hydrocarbons will increase by about 15-20 % over the next 10 years. For Ukraine, gaining independence in the production of energy carriers was relevant before the start of the war and will be especially important during the reconstruction of the country after the end of hostilities.*

Until 2014, the level of development of the Ukrainian shelf was about 3 %, and daily production in the Ukrainian sector of the Black Sea shelf was about 2 million cubic meters. m. of natural gas. However, it should be noted that a significant part of hydrocarbon resources (27 %) is concentrated at depths of 5-7 km. 7043,5 million tons of initial potential hydrocarbon resources, or 75,5 % of their total amount, are located on land, and 2279,2 million tons (24,5 %) are on the shelf of the Black and Azov Seas [1; 2].

JSC Chornomornaftogaz is the only Ukrainian company that has the right to carry out the entire range of work related to the exploration and production of energy carriers on the sea shelf. The company has 17 deposits on its balance sheet, of which 11 are gas, 4 are gas condensate, and 2 are oil. The total reserves of all deposits amount to 58,56 billion cubic meters of gas, 1,231 million tons of gas condensate, and 2,530 million tons of oil. As of 2014, Chornomornaftogaz developed 6 gas, 3 gas condensate, and one oil field, operated 10 offshore stationary gas production platforms and 44 gas distribution stations. Odesa and Bezymenny gas fields were put into operation in November 2012 to increase production volumes. The Subotyn gas field was under development until 2014. Before the beginning of the Russian aggression, the DJSC Chornomornaftogaz was negotiating to connect the American companies ExxonMobil, Chevron, and Texaco, which have experience working at great depths, to develop deposits in the deep-water part of the Black Sea shelf (more than 800 meters).

Currently, the offshore oil and gas industry is making a strategic move to the area of the deep-sea edges of the continents, considering them as a new source of extraction of hydrocarbon raw materials.

Keywords: *deep-sea oil and gas production platforms, energy carriers, climatic conditions, Azov-Black Sea basin.*

Постановка проблеми. Основні проблеми, пов'язані глибоководним видобутком нафти та газу, пов'язані з екстремальними умовами роботи платформ та виконання таких робіт [3; 4]. Значний вплив на погоду над Чорним морем надає Атлантичний океан, над яким зароджується більшість циклонів, що приносять на море погану погоду та бурі. Південно-західними вітрами зазвичай у чорноморський регіон приносяться теплі та досить вологі середземноморські повітряні маси. Як результат, для більшої частини території моря характерна тепла волога зима та спекотне сухе літо.

Ще однією проблемою є відсутність розроблених проєктів бурових платформ для умов Азово-Чорноморського басейну. Це пов'язано зі значними затратами на виконання проєктної роботи, відсутності будівних майданчиків для таких споруд. Проте, враховуючи потенціал шельфу, залучення ще більших іноземних інвестицій та нарощування видобутку вуглеводнів є шляхом вирішення цієї проблеми [5].

Розробка проєктів бурових платформ для глибоководної частини шельфу Чорного моря має спиратись на аналіз світового досвіду використання різних типів морських споруд.

Більшість розробок та дослідів ще досі не реалізовано через відсутність фінансування, а з 2014 року через окупацію російською федерацією АР Крим та частини українського шельфу в акваторії Чорного моря. Проте зараз йде формування відбудови України після закінчення війни з РФ, у тому числі відновлення промисловості та енергонезалежності держави. Тому є доцільною розробка проєктів бурових платформ для глибоководної частини Чорного моря.

Мета статті. В цій роботі розглянуті особливості умов роботи бурових платформ у Чорному морі, а також проаналізований світовий досвід використання різних типів глибоководних бурових платформ.

Виклад основного матеріалу. *Оцінки стану природного середовища в районах перспективного нафтогазовидобутку (центральна частина Чорного моря)*

Середня температура січня у північній частині Чорного моря +2 °С, але може опускатися до -5 °С. На територіях, що прилягають до Південного берега Криму та узбережжя Кавказу, зима набагато м'якша: температура рідко опускається нижче +5 °С. Проте сніг періодично випадає в північних районах моря. Середня температура липня на півночі моря – +25-+27 °С. Максимальні температури не такі високі завдяки пом'якшувальній дії водного резервуара і зазвичай не перевищують 37 °С. Найтепліше місце на узбережжі Чорного моря – узбережжя Кавказу (середньорічна температура +17 °С). Найбільше опадів у чорноморському регіоні випадає узбережжя Кавказу (до 1500 мм на рік), найменше – у північно-західній частині моря (близько 300 мм на рік). Хмарність за рік у середньому становить 60 % з максимумом узимку та мінімумом влітку. Води Чорного моря, як правило, не схильні до замерзання. Температура води не знижується нижче +7-8 °С [6].

Крім даних про температурний режим для освоєння вуглеводневих енергоносіїв у глибоководних районах економічної зони України, необхідні детальні комплексні дані про рельєф дна, геологію та гідрометеорологію районів, які є перспективними для нафтогазовидобутку [6]. При цьому важливим фактором є оцінки екстремальних параметрів, що характеризують стан морського середовища та атмосфери приводної протягом заданих інтервалів часу. До таких оцінок відно-

сяться, наприклад, величини швидкості вітру, можливі, наприклад, один раз на 50 років та тривалість таких екстремальних режимів.

На основі аналізу узагальнених статистичних даних по північній частині Чорного моря виділено наступні частотні інтервали: синоптичний із середнім періодом 9 діб, місцеві вітри із середнім періодом 20 діб, сезонний та міжрічний з періодом 3 роки. Для кожного з цих інтервалів визначено характерні амплітуди або дисперсії коливань, граничні частоти ω_i та найбільш виражені частоти ω_{m_i} для кожного діапазону, що переважають напрямки вітрів та співвідношення найбільш сильних і слабких вітрів на основі даних про повторюваність швидкостей вітру по румбах. Оцінки дисперсії визначалися на основі даних про середні амплітуди коливань або діапазони мінливості швидкості вітру в кожному із зазначених спектральних діапазонів (таблиця 1.1). Використовуючи дані, наведені у таблиці 1.1 та створену спектральну модель, обчислені можливі параметри вітрового режиму рідкісної повторюваності для періодів 1; 5; 10; 25; 50 та 100 років. Результати розрахунків наведено у таблиці 1.8.

Таблиця 1.1

*Характеристики мінливості швидкості вітру
у північно-східному районі Чорного моря*

Вид мінливості та характерний період коливань	ω_i , рад/сут	σ_w , м/с	β , сут ⁻¹
Синоптичні коливання, 9 діб.	0,7	8,5	0,42
Місцеві вітри (бори), 20 діб.	0,31	3,75	0,1
Сезонна мінливість	$1,72 \cdot 10^{-2}$	1	$4,65 \cdot 10^{-3}$
Міжрічна, 3 роки	$5,73 \cdot 10^{-3}$	1,4	0,02
Стандартне відхилення, м/с			9,45
Дисперсія похідної, (м/с ²) ²			61,79

У цій таблиці $\beta = \lambda_2(\omega_m)/\lambda_1(\omega_m)$ – квадрат відношення поперечних і поздовжніх найбільших збурень, який визначається за результатами взаємної статистичної спектральної обробки складових швидкості вітру за багаторічний період або за даними довідкових режимно-статистичних характеристик швидкості вітру в заданому регіоні.

За даними отриманих оцінок значення швидкості вітру, можливі один раз на 100 років становлять 41,5 м/с. За даними незалежних традиційних оцінок та спостережень ця величина дорівнює приблизно 40 м/с, що трохи відрізняється від отриманих оцінок.

Тривалість дії швидкості вітру понад 37 м/с (1 раз на 100 років) може становити 17 годин. Раз на рік вітер зі швидкістю понад 23,8 м/с може діяти протягом

21,8 год. Ці розрахункові дані перебувають у добрій відповідності з даними прямих метеоспостережень.

Для розрахунків характеристик екстремальних поверхневих хвиль та навантажень на нафтогазовидобувні системи використовуються поля швидкості вітру, одержані на основі засвоєння супутникових даних скатерометра QuikScat у моделях розрахунку атмосферних процесів типу SCERON, Alladin та аналогічних.

Таблиця 1.2

Параметри вітрового режиму рідкісної повторюваності

Період, років			
	$W_p, \text{м/с}$	$W_e, \text{м/с}$	$t_w, \text{сут}$
1	23,84	32,00	0,91
5	29,25	33,35	0,89
10	31,30	34,60	0,85
25	33,81	37,15	0,79
50	35,59	40,70	0,73
100	37,29	41,50	0,71

У таблиці 1.2. W_p – граничне значення екстремальної швидкості вітру при його тривалості t_w , і власне екстремум W_e , можливі один раз за задану кількість років T .

Оцінки екстремальних характеристик вітрового режиму необхідні для розрахунків характеристик впливу морського середовища на системи освоєння морських енергетичних ресурсів, тому що саме ці величини визначають максимально можливі механічні навантаження і найбільший розмив опорних основ нафтогазовидобувних платформ. Таким оцінкам надається особливе значення при вирішенні численних проблем, пов'язаних із виробництвом морських інженерних досліджень з гідрометеорології, які необхідні для створення проектів облаштування та експлуатації родовищ та прокладання магістральних підводних трубопроводів.

Поверхневі хвилі мають подвійну дію на нафтогазовидобувні платформ. По-перше, це гідродинамічні та інерційні механічні навантаження, а по-друге, – розмив дна поблизу та безпосередньо під опорними основами споруд і тим самим зниження їх стійкості на ґрунті.

Довгі поверхневі хвилі добре помітні на знімках радіолокацій в основному через наявність на їх поверхні коротких гравітаційно-капілярних хвиль, які модулюються орбітальним рухом, формою хвилі, а також локальним вітровим потоком вздовж профілю хвилі. На знімках радіолокацій можна виділити різні системи хвиль, що поширюються в різних напрямках, спостерігати рефракцію хвиль на мілководді та інтерференцію за перешкодами, іноді окремі плями і смуги піни, прибійну зону та інші деталі. Методами спектрального аналізу з радіолокаційних

зображень визначаються важливі параметри морського хвилювання: довжини хвиль та напрямок їх поширення, а також кількість систем хвилювання.

На різних стадіях розвитку хвилювання картина схвильованої поверхні, змінюючись з часом і в просторі, змінює структуру зображення, це дозволяє за допомогою дистанційних засобів контролювати ці зміни.

Супутникові виміри значних висот хвиль (забезпеченість 3 %) здійснюються альтиметрами типу TOPEX/POSEIDON. До недоліків таких вимірювань відносяться низька тимчасова роздільна здатність (6 км), велика дискретність (TOPEX/POSEIDON – 10 діб, ERS-2-35 діб), а також метод вимірювання хвильових піднесень уздовж певних траскторій. Тому дані прямих вимірювань підвищення морської поверхні за даними супутникових альтиметрів можуть використовуватися для калібрування та верифікації методу діагностичного розрахунку та прогнозу значних висот хвиль у шельфових зонах за супутниковими даними про поле швидкості вітру.

Цей метод ґрунтується на використанні чисельної моделі поверхневих хвиль третього покоління SWAN (Simulating Waves Near Shore), у якій для розрахунку хвильових параметрів використовуються основні кінематичні рівняння та рівняння збереження енергії хвильового руху [6]. Точність розрахованих хвильових параметрів (значна висота хвилі, її період і довжина та ін) залежить від правильності завдання спектру хвиль на межах розрахункової області, а також параметрів, що відповідають за генерацію, розсіювання та дисипацію хвиль. З метою контролю точності прогнозу хвильових параметрів у системі моніторингу використовується селекція та обробка даних про висоти хвиль. При цьому порівнюються висоти хвиль, отримані за моделлю SWAN з аналогічними даними альтиметрів. На підставі цього порівняння вхідні дані про спектр хвиль і генерації хвильової коригуються таким чином, щоб розраховані хвильові параметри відповідали реальним зовнішнім умовам.

Таким чином, при розрахунках гідродинамічних характеристик бурових платформ для глибоководної зони Чорного моря необхідно враховувати зазначені кліматичні та гідрометеорологічні умови, зокрема можливість штормового вітру зі швидкостями до 30 м/с, висотами хвиль до 13-14 м (за забезпеченістю 1 %). Тривалість таких екстремальних штормових умов може досягати 17-20 год.

Крім поверхневих хвиль на глибоководні платформи впливає квазістаціонарні течії. Вимірювання профілів швидкості таких течій за умов, коли напрям вітру зі швидкістю до 20 м/с збігався з напрямом Основної чорноморської течії, показали, що швидкість течії може досягати 1,5 м/с у шарі від морської поверхні до глибини приблизно 50 м з подальшим зменшенням 0,1 м/с на глибинах 300-350 м. [6]. Цей фактор також необхідно враховувати під час розрахунків гідродинамічних параметрів глибоководних постановок у центральних районах Чорного моря.

Різновидності глибоководних бурових платформ. Сучасні плавучі платформи для використання на значній глибині можна згрупувати за конструкційними ознаками і за операціями, що проводяться на них [7; 8]. Така класифікація, враховуючи обидві зазначені ознаки, передбачає 6 типів плавучих експлуатаційних систем:

1) FPSO (та підвиди такі як FPDSO з додатковою функцією буріння) – плавуча споруда для видобутку продукту, доведення його до товарного стану, зберігання та відвантаження на базі танкеру (для глибин до 2600 м);

2) SSP – плавуча споруда нафтовидобутку на базі напівзанурювальних платформ (для глибин до 3000 м);

3) TLP – плавуча з попередньо натягнутими зв'язками (для глибин до 1500 м);

4) SPAR – плавуча система на стовпоподібному буї (для глибин до 3100 м).

Розглянемо існуючі проекти цих типів плавучих споруд та проаналізуємо можливість їх використання на глибоководних ділянках шельфу Чорного моря.

Існує безліч проектів нерухомих платформ. Головна перевага цього типу – стійкість, завдяки жорсткому кріпленню на морському дні вони менш за інших схильні до зсувів під впливом вітру і течій. Однією з різновидів нерухомих платформ є платформа «гнучка вежа», підводна частина якої є більш легку і набагато вужчу конструкцію, що звужується ближче до верхньої частини (рис. 1.1 1, 2).

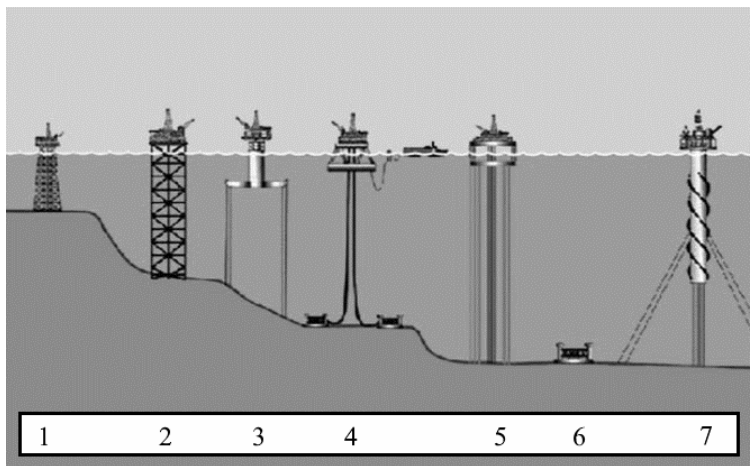


Рис. 1.1. Основні типи морських бурових платформ для глибоководного буріння:

1 – нерухома платформа (Fixed Platform), глибина постановки до 450 м;

2 – платформа з основою типу «гнучка вежа» (Compliant Tower), глибина постановки 450-900 м;

3 – платформа з основою типу «морська зірка» (Sea Star), глибина постановки 150-1050 м;

4 – плаваюча добувна установка з якорною системою (Floating Production Systems), глибина постановки 450-1800 м;

5 – конструкція платформи типу TLP (від англ. Tension Leg Platform), глибина постановки 450-2100 м;

6 – підводні системи (Subsea System), глибина постановки до 2100 м;

7 – платформа з циліндричною основою або SPAR Platform, глибина постановки 600-3000 м

На відміну від міцної основи нерухомої платформи, гнучка вежа дозволяє платформі працювати на великих глибинах, рухома структура компенсує основну частину впливів вітру та морських хвиль. При цьому зсув платформи досягає всього 2 % по вертикалі і близько 10 % – по горизонталі від глибини моря. Незважаючи на свою компактність, простішу конструкцію і рухливість, гнучка підводна основа платформи здатна протистояти умовам урагану. Применение всех типов рассмотренных морских платформ для освоения нефтегазовых месторождений с начала их внедрения обеспечило освоение значительных глубин.

Платформи «Sea Star» (рисунок 1.1, 3) по суті є мініатюрним варіантом TLP-платформ, з схожою системою кріплення до морського дна. Складаються з плаваючої напівзанурювальної бурової установки, основа якої забезпечена по периметру променевими залізобетонними опорами, що нагадують промені морської зірки. Нижній корпус основи під час буріння заповнюється водою, платформа частково притоплюється, це збільшує її стійкість від впливу вітру та руху води.

На теперішній час кількість платформ FPSO (рисунок 1.1 4), що експлуатуються по всьому світу складає біля 150 одиниць. Всі FPSO можна розділити на дві принципово різні групи – які мають можливість кругового обертання в горизонтальній площині під дією вітра, хвилювання та течії та ті, які не мають такої можливості, тобто мають які мають якірні-швартовні лінії. Як правило, FPSO створюються з використанням корпусів, в першу чергу танкерів, особливо якщо продукт свердловини має у складі нафту та є необхідність її зберігання: окрім корпусу у танкера використовуються практично без переоблаштування всі системи, які пов'язані з танками, а іноді і з відвантаженням нафти. Останнє відноситься до схеми відвантаження нафти «борт у борт», коли можна задіяти всі відвантажувальні бортові маніфольди танкеру з їх обладнанням.

Перевагою споруд такого типу є те, що при зміні напряму зовнішніх впливів FPSO повертається навколо точки позиціонування (турелі), що призводить до зменшення площі взаємодії хвиль. Основною особливістю FPSO в порівнянні з іншими нафтовидобувними спорудами є їхня можливість зберігати видобуту сировину, яка згодом перевантажується на танкери постачання.

Найбільше у світі платформа типу FPSO – Kizomba A FPSO, вантажомісткість якого становить 2,2 млн. бар нафти. Його головні розміри: водотоннажність 81000 т, довжина 285 м, ширина 63 м, висота борту 32 м. Платформа працює на глибині 1200 м, за 320 км від берегів Анголи, в Атлантичному океані.

Платформи типу TLP (Tension Leg Platform) – платформа з попередньо натягнутими зв'язками (рис. 1.2). Розтягнута на якорях і з малою площею робочої ватерлінії (мінімальний хвильовий вплив), TLP принципово не має вертикальної хитавиці і завжди прагне повернутись до початкового положення при виведенні із нього під дією збурної сили, як перевернутий маятник.

Відновлююча сила, яка при цьому виникає, протидіє збурної, зменшуючи горизонтальне переміщення платформи. Швартовна система є набором якірних канатів, закріплених на платформі, і пов'язаних з фундаментом (матом), що лежить на дні моря. Фундамент (матриця) – це зв'язок між морським дном та платформою. Більшість фундаментів є блоком, що лежить на дні. Цей блок кріпиться за допо-

могою бетонних або сталевих паль, заглиблених у дно гідравлічним молотом. Крім того, можуть використовуватися гравітаційні підстави.

Корпус TLP платформи є плавучою будовою, яка підтримує палубну секцію платформи, її бурове та допоміжне обладнання. Як правило, корпус має чотири порожнисті колони, що спираються на понтон, що занурюється. Плавучість корпусу перевищує вагу платформи, отже, потрібні тугі зв'язки для утримання платформи на точці буріння. Стабілізуючі колони досягають 30 м у діаметрі та 110 м у висоту. Повні розміри корпусу залежить від розмірів колон і платформи.

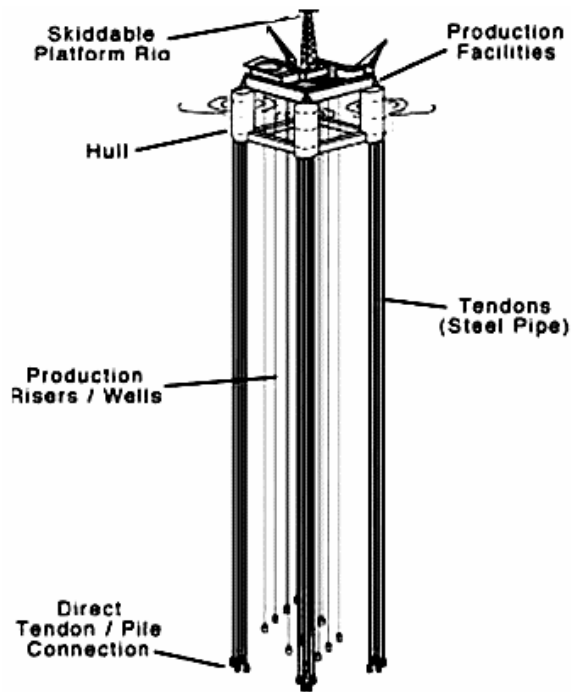


Рис. 1.2. Схема платформи для буріння глибоководного типу TLP

Найбільш глибоководною платформою типу TLP є Magnolia, показана на рис. 1.3. Вона експлуатується в Мексиканській затоці на глибині 1425 м. Технологічні приміщення установки здатні вмістити до 50 000 барелів нафти та 4,5 млн. м³ природного газу. Платформа була введена в експлуатацію у 2005 р.

Ще одна платформа TLP Magco Polo (рис. 1.4) розташована також у Мексиканській затоці, але на меншій глибині (1311 м). Число опорних колон – 4. Висота колон установки 60 м, ширина корпусу – 106 м. Колони мають прямокутну форму, ширина становить 7 м, а довжина – 10 м. Платформа введена в експлуатацію у 2004 році.

На рисунку 1.5 показано TLP Neptune. Ця платформа має одну колону циліндричної форми діаметром 23 м. TLP Neptune експлуатується також у Мексиканській затоці на глибині 1280 м. Платформа була введена в експлуатацію у 2008 році.



Рис. 1.3. ППБВ Magnolia ETLP



Рис. 1.4. ППБВ Marco Polo TLP



Рис. 1.5. ППБВ Neptune TLP

SPAR платформа являє собою глибоководний плавучий кесон, порожнисту циліндричну структуру, подібну до дуже великого буя. Його основні частини – це корпус, швартовна система, палубне обладнання та трубопроводи. Для утримання платформи на точці буріння використовується традиційна якірна система. Близько 90% установки розміщуються під водою. Спочатку подібні установки використовувалися як бакени, для збирання океанографічних даних та зберігання нафти. Зараз *SPAR* використовуються для буріння свердловин та видобутку нафти. Головною відмінністю цієї установки є її глибокозанурений корпус, який за безпечує більш сприятливі умови руху в порівнянні з іншими плавучими установками.

Незначний зсув щодо гирла свердловини та захист бурової колони також забезпечує відмінну пристосованість цієї установки для роботи на великих глибинах.

За архітектурою *SPAR* можна поділити на три основних типи (рисунок 1.6):

- Classic – класичний (традиційний), з корпусом у вигляді єдиного суцільного циліндра, на якому передбачені гвинтові пластини – страйкі, які перешкоджають виникненню такого небажаного і вкрай небезпечного явища, як вібрація;
- Truss – відрізняється від класичного тим, що корпус має як суцільну верхню частину, так і пластинчато-решітчасту нижню частину;
- Cell – комірчаста конструкція, верхня частина складається з декількох суцільних циліндрів, які частково продовжуються вниз.

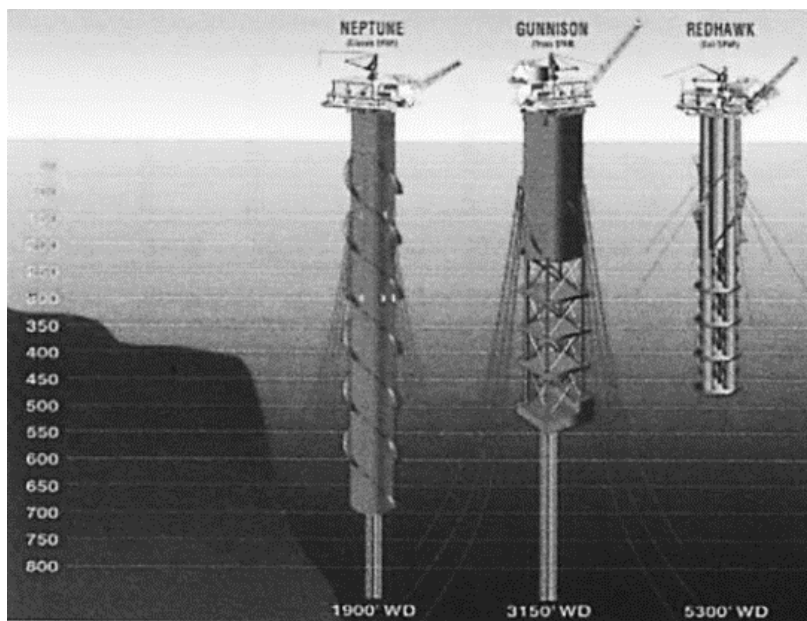


Рис. 1.6. Архітектурно-конструктивні типи *SPAR*
(зліва-направо: Classic, Truss та Cell; глибини моря вказані у футах)

Спосіб кріплення SPAR платформ на морському дні дуже схожий на систему закорювання платформ типу TLP, але без використання жорстких тросів, що не гнуться. Циліндрична основа економічніша при установці невеликих і середніх за розміром бурових установок, ніж TLP. Через велику противагу SPAR, що забезпечується, основа має високу стабільність. Таким чином, відсутня необхідність підтримки системи кріплення до морського дна постійно жорсткому вертикальному стані. Крім того, SPAR оснащена лебідками, які дозволяють платформі позиціонувати на якірно-швартовних лініях у межах кола радіусом 1000 м.

На сьогоднішній день найбільш глибоководною платформою SPAR є платформа Perdido Spag встановлена на глибині 2380 м в Мексиканській затоці. Вона має колону завдовжки 167 м та діаметром 35 м. Perdido обслуговує три родовища: Great White, Tobago, Silvertip.

Аналіз можливості використання глибоководних платформ для умов Чорного моря. Підбиваючи підсумки доцільно зробити наближене порівняння плавучих платформ типів FPSO, TLP, SPAR та SSP, який може бути корисним на початку проектних робіт (табл. 1.3).

Таблиця 1.3

Порівняння технічних показників плавучих платформ

Технічні показники	Типи плавучих платформ			
	FPSO (з буєм)	TLP	SPAR	SSP
1. Конструктивна надійність	Найменша – вертлюг, підшипники, буй	Велика, немає вертлюга, підшипників, буя	Як у TLP	Як у TLP
2. Ризики морських операцій	Малі	Великі	Самі великі	Самі малі
2. Ступінь схильності до хитавиці	Більше, ніж у платформ з малою площею WL	Сама незначна – мала площа WL+натягнення ЯШЛ	Незначна – мала площа WL+велика осадка	Незначна, мала площа WL
3. Чутливість до палубного навантаження	Найменша за рахунок самої великої площі WL	Велика, за рахунок малої площі WL	Як у TLP	Як у TLP
4. Можливість розміщення нафтосховищ	Є, доволі великого об'єму	Відсутня	Відсутня	Відсутня
5. Можливість уходу з точки та повторного повернення	Є, доволі проста, якщо FPSO – самохідне судно	Відсутня	Відсутня	Відсутня

Таке порівняння є коректним тільки на якісному рівні, будь-які кількісні оцінки необхідно проводити в рамках відповідного техніко-економічного обґрунтування безпосередньо до умов фактичного родовища або їх груп.

У табл. 1.4 наведено порівняння морських операцій (МО), які виконуються з плавучими платформами різних типів при їх встановленні на точці експлуатації

Таблиця 1.4

Морські операції, які проводяться плавучими платформами

Морські операції		Типи плавучих платформ			
Склад та характеристики	Ступень складності	FPSO (з буєм)	TLP	SPAR	SSP
Попереднє встановлення ЯШЛ	Прості	+	+	+	-
Доставка буя та з'єднання з ЯШЛ	Складні	+	-	-	-
Заведення буя у шахту, закріплення	Складні	+	-	-	-
Доставка платформи у зборі	Прості	+	-	-	+
Доставка корпусу	Прості	-	+	+	-
Переворот корпусу	Складні	-	-	+	-
Закріплення ЯШЛ на корпусі	Складні	-	+	+	-
Розкріплення на власних ЯШЛ	Дуже прості	-	+	+	-
Транспортування ВБ	Прості	-	+	+	-
Стикування ВБ з корпусом	Дуже складні	-	+	+	-
Кількість МО	-	4	5	6	2
Тривалість МО (при інших рівних умовах)	-	Мала	Велика	Сама велика	Дуже мала
Ризики МО, з урахуванням їх складності та тривалості	-	Малі	Великі	Самі великі	Дуже малі

Найбільш складні та тривалі МО виконуються, коли в морі стикуються дві частини платформи – корпус та ВБ. Ці операції, які дуже залежать від погодних умов є самими ризиковими.

Мова йде про TLP та SPAR, причому корпус останнього типу платформи має ще зробити «перекид». Крім того, для таких платформ вимагається виконання доволі тривалих робіт по монтажу ВБ з корпусом та пусконаладжувальних робіт – з цією метою в ряді випадків поряд з платформою встановлюється флотель для проживання багаточисельних монтажників.

Висновки, які можна зробити із наведених матеріалів, наступні:

- плавучі платформи за архітектурно-конструктивним типом можна поділити (умовно) на дві великі категорії – традиційні оригінальні. До першої категорії відносяться FPSO, а також SSP. До оригінальних TLP та SPAR;
- сама більша кількість платформ, що використовуються – типу FPSO (біля 150 одиниць), на другому місці – SSP (біля 50 одиниць);
- FPSO найбільше підходять для розташування сховища нафти;
- відхід платформи з точки при загрозі урагану/тайфуну та повторне її повернення можливе тільки при використанні FPSO;
- враховуючи гідрометеорологічні показники Чорного моря, рекомендується провести математичне моделювання поведінки платформ з малою площею ватерлінії (TLP, SPAR або SSP) в екстремальних штормових умовах для виявлення типу платформ, який менш схильний до впливу штормового вітру, хвилюванню та течії і подальшого багатокритеріального, комплексного аналізу, що буде також враховувати всі аспекти життєвого циклу платформи.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Стратегія освоєння енергетичного потенціалу Чорного і Азовського морів. Аналітична доповідь / О.О. Волович, О.Л. Михайлюк.. – Одеса: Фенікс, 2012. – 70 с.
2. Фук, І.М., Фук, М.І., & Фук, І.М.. Prospects of long-term development of Shebelynka gas-condensate deposit in conditions of stocks recovery. *Visnyk of V. N. Karazin Kharkiv National University – Series "Geology. Geography. Ecology"*, 2019. – №50. – P. 63-76. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2019-50-05>.
3. Кушнір, В.М., Душко В.Р. and Крамарь В.А. Воздействие поверхностных гравитационных волн на прибрежные океанотехнические сооружения / *Восточно-Европейский журнал передовых технологий*, 2013. – № 66. – С. 36-41.
4. Иванов, В.А., Кушнір В.М., Совга Е.Е. Оценки состояния морской среды в районах нефтегазодобычи Украины // *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*, 2011. – № 3. – С. 92-105.
5. Яремійчук Р.С. Освоєння вуглеводневих ресурсів чорного моря // *ГО Українська нафтогазова академія, секція Геотехнології*, 2020. – № 3. – С. 36-40.

6. Кушнир В.М., Воздействие морской среды на системы освоения шельфа: Монография./ В.М. Кушнир, В.Р. Душко, С.В. Федоров – Севастополь: СевНТУ, 2009. – 309 с.
7. Федоров, С.В. Особенности использования модели SWAN для расчета поверхностных волн в Керченском проливе // Экологическая безопасность прибрежной и шельфовой зон и комплексное использование ресурсов шельфа. 2008. – № 16. – С. 303-313.
8. Mohamed A. El-Reedy *Offshore Structures: Design, Construction and Maintenance, Second Edition: text.* – Houston, Texas, USA: Gulf Professional Publishing, 2019. – 690 p.
9. William L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling. *Deepwater Petroleum Exploration & Production: A Nontechnical Guide.* – PennWell Corporation, 2011. – 350 p.

REFERENCE

1. *Stratehiya osvoyennya enerhetychnoho potentsialu Chornoho i Azovs'koho moriv. Analitychna dopovid' / O.O. Volovych, O.L. Mykhaylyuk; za red. A.O. Fylypenka.* – Odesa: Feniks, 2012. – 70 с.
2. Fyk, I. M., Fyk, M. I., & Fyk, I. M. *Prospects of long-term development of Shebelynka gas-condensate deposit in conditions of stocks recovery. Visnyk of V. N. Karazin Kharkiv National University, Series «Geology. Geography. Ecology»*, 2019. – № 50. – P. 63-76. [https:// doi.org/10.26565/2410-7360-2019-50-05](https://doi.org/10.26565/2410-7360-2019-50-05).
3. Kushnyr, V.M., Dushko V.R. and Kramar' V.A. *Vozdeystvye poverkhnostnykh hravytatsyonnykh voln na prybrezhnye okeanotekhnicheskye sooruzhenyya // Vostochno-Evropeyskiy zhurnal peredovykh tekhnolohyy*, 2013. – № 66. – С. 36-41.
4. Yvanov, V.A., Kushnyr V.M., Sovha E.E. *Otsenky sostoyannya morskoy sredy v rayonakh neftehadobychy Ukrainy // Heolohyya y poleznyye yskopaemye Myrovoho okeana*, 2011. – № 3. – С. 92-105.
5. Yaremiychuk R.S. *Osvoyennya vuhlevodnevykh resursiv Chornoho morya // HO Ukrayins'ka naftohazova akademiya, sektsiya Heotekh-nolohiyi*, 2020. – № 3. – С. 36-40.
6. Kushnyr V.M., *Vozdeystvye morskoy sredy na systemy osvoenyya shel'fa: Monohrafiya // V.M. Kushnyr, V.R. Dushko, S.V. Fedorov.* – Sevastopol': SevNTU, 2009. – 309 s.
7. Fedorov, S.V. *Osobennosty yspol'zovanyya modely SWAN dlya rascheta poverkhnostnykh voln v Kerchenskom prolyve // Ékologicheskaya bezopasnost' prybrezhnoy y shel'fovoy zon y kompleksnoe yspol'zovanye resursov shel'fa*, 2008. – № 16. – С. 303-313.

8. *Mohamed A. El-Reedy Offshore Structures: Design, Construction and Maintenance, Second Edition: text – Houston, Texas, USA: Gulf Professional Publishing, 2019. – 690 p.*
9. *William L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling. Deepwater Petroleum Exploration & Production: A Nontechnical Guide. – PennWell Corporation, 2011. – 350 p.*

Стаття надійшла до редакції 16.10.2023

Посилання на статтю: Заєць А.Ю. Аналіз можливості використання глибоководних нафтогазовидобувних платформ для умов Чорного моря // Вісник Одеського національного морського університету: Зб. наук. праць, 2023. № 4 (71). С.20-35. DOI 10.47049/2226-1893-2023- 4-20-35.

Article received 16.10.2023

Reference a journalartic: Zaiets Anastasiia. Analysis of using possibility the deepsea oil and gas production platforms for the Black sea conditions // Herald of the Odesa national maritime university: Coll. scient. works, 2023. № 4 (71). P. 20-34 . DOI 10.47049/2226-1893-2023- 4-20-35.