

Міністерство освіти і науки України
НТУ «Дніпровська політехніка»

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
З ДИСЦИПЛІНИ
«Морські нафтогазові технології»
ДЛЯ СТУДЕНТІВ СПЕЦІАЛЬНОСТІ 185
«Нафтогазова інженерія та технології»

Дніпро
2018

ЗМІСТ

	Вступ	3
1	Основні регіони видобутку нафти і газу в акваторіях морів	5
2	Пошуки і розвідка покладів нафти і газу в акваторіях морів	9
3	Принципи проектування і реалізації систем розробки морських родовищ нафти і газу	14
4	Геолого-технологічне моделювання розробки морських родовищ	18
5	Пошуково-розвідувальні роботи на морських акваторіях	21
6	Розміщення свердловин при розробці морських родовищ	26
7	Облаштування морських свердловин	29
8	Облаштування морських родовищ нафти і газу	31
9	Транспортування рідких нафто-, газопродуктів для умов морських родовищ	40
10	Екологічна безпека при виконанні морських робіт з видобутку нафти і газу	45
	Список використаних джерел	48

Вступ

Початок видобутку вуглеводнів в акваторіях морів припадає на 40-ві роки ХХ століття, хоча окремі проекти в прибережних зонах моря реалізовувалися ще наприкінці ХІХ. Від того часу технічні можливості з пошуку і видобутку вуглеводнів розвивалися стрімкими темпами. На теперішній час розвідка родовищ може проводитися на глибинах моря більше 2000 м. Деякі дослідники, виходячи з технічних можливостей, вважають зони моря до 450 м (1500 футів) мілкими, від 450 м до 2000 м (7000 футів) — глибокими і більше 2000 м надглибокими. У більшості науково-технічної літератури за мілку воду (*shallow water*) приймаються глибини до 300 м. В останні 25 років на мілководді щорічно буриться близько 500 розвідувальних свердловин і 100 свердловин на глибокій воді, якими відкривається десь біля 80 нових родовищ за середньою успішністю геологорозвідувальних робіт приблизно 30%. А за останнє десятиріччя вона збільшилась до 45% із середнім об'ємом приросту запасів близько 3 млн т нафтового еквіваленту (н.е.) на одну свердловину.

За різними оцінками видобувні запаси вуглеводнів в акваторіях морів світового океану становлять близько 140 млрд т н.е. (1000 млрд барелів), відкрито біля 70 млрд т запасів нафти (500 млрд барелів), з яких 27 млрд т або 40% (200 млрд барелів) вже видобуто.

На даний час промисловий видобуток нафти та газу ведеться в акваторіях Північного моря, Мексиканської затоки, західного узбережжя Африки, північно-західного узбережжя Атлантичного океану, латиноамериканського узбережжя Атлантичного океану, Перської затоки, морів Індійського океану Північної та Північно-східної Азії, Тихоокеанського шельфу Австралії та Океанії, внутрішніх морів та водоймищ.

Вважається, що перша комерційно успішна свердловина з морської платформи була пробурена у 1947 р. на континентальному шельфі Мексиканської затоки. Вона була споруджена на дерев'яних палях на глибині моря 4,8 м. На даний час нараховується біля 4000 морських платформ різного призначення.

Наприкінці 40-х років ХХ століття почалося будівництво унікального нафтогазовидобувного комплексу «Нафтове Каміння» на групі скель у відкритому морі, (42 км на південний схід від Апшеронського півострова), що іменовані «Гара Дашлар» («Чорне каміння»). 7 листопада 1949 р. тут

зафонтанувала перша нафтова свердловина з добовим дебітом 100 т.

Інтенсивність робіт з пошуку, розвідки та розробки нафтогазових родовищ в акваторіях світового океану добре характеризується розподілом бурового флоту. За даними *World Oil* на середину 2009 р. світовий флот нараховував більше 570 мобільних бурових установок, 22% з яких зосереджені в Мексиканській затоці, 18 % — на Близькому Сході, 14 % — у Північному морі.

На 2009 рік платформа типу *Spar* є рекордсменкою глибоководного освоєння вуглеводневих ресурсів. Вона встановлена на глибині моря 1710 м. Для розробки родовища *Perdido* (Мексиканська затока) у планах компанії *Shell* стоїть будівництво платформи де глибина моря становитиме 2438 м. Усього за період 2009-2020 рр. планується ввести в розробку 200 родовищ на мілкій воді та біля 300 — на глибокій, пробурити 2500 свердловин і залучити в розробку 21 млрд т н.е. запасів вуглеводнів на мілкій воді та 8,8 млрд т н.е. на глибокій.

Зростаюча цінність вуглеводневої сировини та велика вартість ризиків у морському нафтогазовому промислі стимулювала стрімкий технологічний і особливо технічний розвиток усіх елементів цього сектора промисловості, включаючи пошук і розвідку родовищ, буріння свердловин, морське будівництво, трубопровідний транспорт, інформаційні технології, матеріалознавство, тощо.

Враховуючи, що перспективи збільшення видобутку нафти і газу в Україні пов'язані, в першу чергу, з родовищами розташованими в акваторіях Чорного і Азовського морів, використання світового досвіду розробки морських родовищ нафти і газу є обов'язковою умовою ефективного і раціонального використання вітчизняних природних ресурсів.

1. Основні регіони видобутку нафти і газу в акваторіях морів

На початок XXI сторіччя вже більше як третина світового видобутку нафти та природного газу припадала на родовища, що розташовані в акваторіях морів світового океану. У першу чергу це родовища Північного моря, Мексиканської затоки, Західного узбережжя Африки, північно-західного узбережжя Атлантичного океану (Канада), латиноамериканське узбережжя Атлантичного океану, Перської затоки, морів Індійського океану Північної та північно-східної Азії, Тихоокеанського шельфу Австралії та Океанії (рис. 1.1).

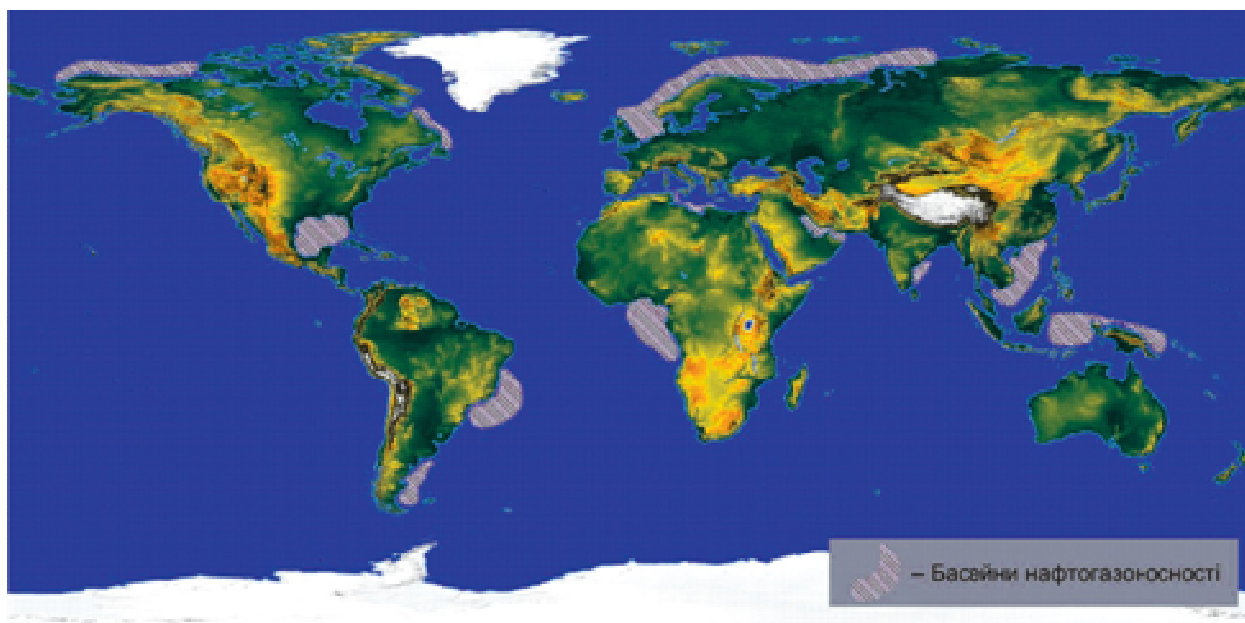


Рис. 1.1. Карта основних регіонів нафтогазовидобутку в акваторіях морів

Найбільш широкий досвід видобутку нафти та газу з морських родовищ накопичений у двох регіонах світу, це Мексиканська затока і Європейський шельф, у першу чергу шельф Північного моря. Тут відпрацьовувалися технічні засоби та технологічні рішення пошуку, розвідки, освоєння і розробки морських родовищ нафти і газу. У цих регіонах накопичено великий досвід усіх етапів робіт від пошукових до виведення родовищ із розробки і ліквідації морських споруд. У решті регіонів світу морський видобуток знаходиться на початковій стадії і, в основному, базується на навиках морського нафтогазовидобутку з Мексиканської затоки і Північного моря.

За різними оцінками видобувні запаси вуглеводнів в акваторіях морів світового океану становлять близько 140 млрд т н.е. (1000 млрд барелів), відкрито біля 70 млрд т запасів нафти (500 млрд барелів), з яких 27 млрд т або 40% (200 млрд барелів) вже видобуто.

На даний час промисловий видобуток нафти та газу ведеться в акваторіях Північного моря, Мексиканської затоки, західного узбережжя Африки, північно-західного узбережжя Атлантичного океану, латиноамериканського узбережжя Атлантичного океану, Перської затоки, морів Індійського океану Північної та Північно-східної Азії, Тихоокеанського шельфу Австралії та Океанії, внутрішніх морів та водоймищ.

Нафтогазоносний басейн Мексиканської затоки (*Gulf of Mexico*) один із найкрупніших у світі регіонів морського видобутку нафти і газу. Мексиканська затока це напівзамкнуте море Атлантичного океану загальною площею 1543 тис. км² та глибиною морського дна до 5203 м.

Мексиканська затока характеризується субтропічним кліматом із частими ураганами, що ускладнюють експлуатацію гідротехнічних споруд та вимагають здійснювати їх проектування з додатковими заходами безпеки та охорони довкілля. Зокрема, найпотужнішим за останні 100 років був ураган Катріна.

У Мексиканській затоці виявлено більше 2000 родовищ нафти і газу. Нафтогазоносність пов'язана з міоценовими, палеогеновими і крейдяними, менше, пліоценовими і юрськими відкладами. Колекторами є переважно пісковики для кайнозойських і вапняки для крейдяних порід. На північному заході нафтогазоносними є також пісковики і вапняки карбону і ордовіка. Велика частина родовищ нафти і газу пов'язана з локальними підняттями платформеного типу, солянокупольними структурами і зонами виклинювання піщаних відкладів.

Делімітація кордонів у Мексиканській затоці між США і Мексикою черговий раз узаконена у 2000 р. Країни досягли угоди, що на спірні акваторії, до яких відноситься, у першу чергу, багата нафтою акваторія, так звана *Western Polygon*, установлюється десятирічний мораторій на розвідку і експлуатацію родовищ нафти і газу. У водах Мексиканської затоки, що належать до юрисдикції США, станом на 2005 р. відкрито 1196 родовищ нафти і газу, перше з яких ще у 1947 р. З них 120 родовищ на глибинах моря більше 300 м. З цього часу видобуток нафти в Мексиканській затоці мав три максимуми у 1967, 1977 та у 2002 рр., абсолютний максимум

видобутку досягнуто у 2002 р. – близько 78 млн м³. Після періоду стабільного рівня видобутку газу у 1980-1990 рр. – 130-150 млрд м³ на рік із 2001 р. почалося його падіння.

За оцінками фахівців частка не відкритих видобувних запасів вуглеводнів на зовнішньому континентальному шельфі Тихого та Атлантичного океанів, зокрема, у Мексиканській затоці та поблизу Аляски (США) є значною. За середніми оцінками не відкриті видобувні запаси вуглеводнів становлять 22 млрд т умовного палива у нафтовому еквіваленті (160,6 млрд барелів), з яких 12 млрд т (85,9 млрд барелів) це нафта та 12 трлн м³ (419 трлн куб. футів) – природний газ. Загалом це становить приблизно 60% від усіх невідкритих запасів нафти і 40% газу США. На Мексиканську затоку припадає 2,7 млрд т доказаних запасів нафти, з яких вже 2,0 млрд т видобуто, і 0,442 млрд т ще нерозвіданих запасів та 5,2 трлн м³ доказаних запасів газу, з яких вже 4,6 трлн м³ видобуто, і 0,238 трлн м³ ще нерозвіданих запасів.

За останніми даними на глибинах більше 300 м у Мексиканській затоці, починаючи з 1975 р. до середини 2009 р. відкрито 251 родовище нафти і газу, а видобуток розпочато у 1979 р. компанією *Shell* з родовища *Cognac*. Із них 23 вже вироблено і виведено з розробки, 25 знаходяться на стадії розвідки, 6 розвідані в очікуванні облаштування, 33 на стадії облаштування, із 160 ведеться видобуток нафти і газу, на чотирьох родовищах видобуток вуглеводнів призупинено з економічних міркувань. У вересні 2009 компанія *British Petroleum* анонсувала про закінчення буріння в Мексиканській затоці однієї з найдовших у нафтогазовій промисловості морської свердловини загальною довжиною біля 10656 м, включаючи 1256 м морської глибини.

Основні родовища нафти і газу Європейського шельфу зосереджено у Північному, Норвезькому та Баренцовому морях.

Північне море – основний нафтогазоносний район Європейського шельфу. Поверхнею дна якого є рівнина, трохи нахилена до заходу з глибинами від 20- 30 м до 150-170 м і безліччю невеликих банок, складених продуктами розмиву моренних відкладень льодовика, що покривав у плейстоцені всю поверхню морського дна. У південно-західній частині дна поширено витягнуті у північно- східному напрямку невеликі піщано-гравієві гряди, створені приливними течіями. Уздовж берегів Норвегії простягається жолоб, що сформувався по лініях розломів (завглибшки 300-400 м, у протоці Скагеррак до 800 м).

Дно моря складено потужними (до 10-12 км) товщами осадових відкладень від пермських (можливо і більш стародавніх) до антропогенових (у т. ч. льодовикових), утворюючи систему пологих піднять і западин платформеного чохла. Підняття та їх схили складено вало- і куполоподібними вигинами пластів, з якими пов'язані крупні родовища нафти і газу. Пермські відклади включають потужні поклади солі, що утворюють численні куполи і антиклінали, витягнуті із заходу на південь.

Північне море знаходиться в помірній кліматичній зоні з порівняно м'якою зимою. В осінньо-зимовий період відмічається найбільша повторюваність штормів. Часті зміни циклонів і антициклонів визначають нестійку погоду у всі сезони.

Вітрові хвилі у період штормів досягають висоти 8-10 м на заході, 6-7 м на півдні. Кригові покриви зустрічаються біля берегів Північного моря з грудня по березень. У суворі зими крижаний покрив може зберігатися протягом місяця і більше.

Основна частина запасів вуглеводнів і видобутку нафти на шельфі Північного моря припадає на Норвегію (більше 56%) та Великобританію (біля 33%), а трохи більше 10% припадає на решту країн. У Норвезькому і Баренцовому морях видобувають нафту і газ тільки компанії Норвегії.

У 2008 р. на долю Данії, Німеччини і Голландії, що здійснюють видобуток на шельфі Північного моря разом припадало біля 7% видобутку нафти і 35% видобутку газу.

Компанії Голландії виконували промислову розробку 4 родовищ *Zuidwal, Ruyter, Hanze, Ameland*, Німеччини одного *Mittelplate*, Данії 19 родовищ.

У Північному морі відкрито крупні та гігантські родовища нафти і газу, зокрема, *Statfjord, Ekofisk, Gullfaks, Frigg, Oseberg, Snorre, Troll, Sleipner*. У Норвезькому секторі Північного моря на початок 2009 р. відкрито 28 нафтогазових родовищ. Норвезьке море відноситься до зовнішніх морів Північного Льодовитого океану з максимальною глибиною до 3734 м. У зоні розташування Фарерських і Шетландських островів знаходиться підводний хребет, глибина якого не перевищує 600 м, а біля берегів Норвегії, в основному, мілини (Лофотенські банки та ін.).

В акваторії Норвезького моря розташовано гігантське газове родовище Ормен Ланге (*Ormen Lange*) з видобувними запасами газу – 375,2 млрд м³, розробка якого ведеться з повним підводним облаштуванням на глибині моря 1100 м – рекордній для Норвегії.

Кліматичні та гідрометеорологічні умови в акваторії Норвезького моря суворіші, ніж у сусідньому Північному. Під час освоєння відкритих родовищ нафти і газу у цьому регіоні Європейського континентального шельфу застосовуються більш жорсткі норми до проектування та експлуатації гідротехнічних споруд в умовах Арктики.

Баренцове море, околичне море Північного Льодовитого океану, знаходиться на схід від Норвезького моря в межах материкової мілини, але, на відміну від інших подібних морів, велика його частина має глибину 300-400 м, максимальна ж його глибина 600 м. Південна частина дна лежить на глибині переважно менше 200 м і відрізняється вирівняним рельєфом.

Кліматичні умови Баренцового моря є досить суворими через вплив холодного Північного Льодовитого океану. Часті шторми, суворі кліматичні умови на заході і сході Баренцового моря визначають великі періоди його замерзання. У всі сезони року залишається вільною від криги тільки південно-західна частина моря. Найбільшого розповсюдження крижаний покрив досягає у квітні, коли близько 75% поверхні моря зайнято плавучими льодами. Баренцове море є одним із маловивчених нафтогазоносних регіонів Європейського континентального шельфу у зв'язку зі складними кліматичними та гідрометеорологічними умовами. Зокрема, замерзання Баренцового моря та великий льодовий період не сприяє виконанню геологорозвідувальних робіт та скорочує їх тривалість тільки до декількох літніх місяців. Найбільш придатною для виконання геологорозвідувальних робіт є південно-західна частина Баренцового моря, Норвезький сектор, де відкрито 8 родовищ. На даний час промисловий видобуток газу здійснюється тільки з газового родовища *Snohvit* (видобувні запаси газу – 160 млрд м³, конденсату – 16 млн т). У цьому секторі Баренцового моря зроблено ще 4 відкриття, що потребують подальшого геологічного вивчення.

2. Пошуки і розвідка покладів нафти і газу в акваторіях морів

Інтенсивний пошук покладів нафти і газу в акваторіях морів розпочався у середині 70-х років минулого століття. Основними нафтогазоносними басейнами у ті часи були Європейський шельф (Північне і Норвезьке моря), Мексиканська затока та Каспійське море.

Науково-технічний прогрес дав можливість впроваджувати новітні технології у нафтогазовидобувну галузь, що забезпечують високу

точність, безпеку проведення робіт на морі та їх економічну окупність. У 2005 р. частка ви- добутку з морських родовищ у зарубіжних країнах становила: нафти – близько 35% (1095 млн т) і газу – 31,6% (750 млрд м³). Зокрема, в акваторіях здійснювався найбільший приріст запасів і відкривалися крупні та гігантські родовища на шельфі Бразилії, Нігерії, В'єтнаму, Китаю, Анголи, у Мексиканській затоці, Баренцовому і Каспійському морях. Стрімкий розвиток технологій та техніки у нафтогазовому секторі сприяє відкриттю великих родовищ із видобувними запасами нафти більше 100 млн т у глибоководних зонах світового океану, з глибиною водної товщі понад 1000 м. Сучасні технологічні рішення впроваджуються нафтогазовими компаніями (НГК) з пошуково-розвідувальними роботами в акваторіях з глибинами моря понад 3000 м, де собівартість видобутої нафти становить 43,8-58,4 доларів США за тону (6-8 доларів США за барель), що досягається за рахунок швидких темпів промислового освоєння родовищ та високих рівнів видобутку вуглеводнів.

Пошуки і розвідка родовищ нафти і газу на шельфах морів характеризуються великими ризиками та капіталовкладеннями. Із перших стадій геологічного вивчення досліджуються різні варіанти розвитку проекту, враховуються десятки факторів, що мають не тільки безпосередній, але й опосередкований вплив.

Кожен проект пошуків та промислового освоєння морських родовищ є індивідуальним та неповторним, оскільки він є багатомільярдним капіталовкладенням компанії і найменша похибка може призвести до його краху.

Необхідно зазначити, що відкриття крупних та гігантських родовищ призводить до інтенсивної розвідки компаніями зон морського шельфу. На даний час у мілководній частині акваторій основних нафтогазовидобувних регіонів (Мексиканська затока, Європейський шельф, Персидська затока та ін.) ймовірність відкриття великих, гігантських та унікальних за запасами нафти і газу родовищ дуже низька. В основному на мілководді здійснюється дорозвідка невеликих та дрібних родовищ вуглеводнів.

Відкриття крупних нових перспективних нафтогазоносних об'єктів пов'язано з маловивченими регіонами та/або великими глибинами моря в основних регіонах морського нафтогазовидобутку.

Зокрема, станом на початок 2009 р. у світі реалізується 228 великих проектів розвідки та промислового освоєння вуглеводнів в акваторіях

морів, у тому числі по регіонах: Африка та Середній Схід – 33; Азія та Тихоокеанія – 31; Центральна Азія – 8; Північна Америка (в основному Мексиканська затока) – 61; Північна Атлантика (у т. ч. Великобританія 4) – 6; Європейський шельф – 78; Південна Америка (у т. ч. Бразилія 10) – 11.

Наприклад, у глибоководній частині Мексиканської затоки відкрито групу з 16 нафтогазових родовищ, що об'єднані в один проект промислового освоєння під назвою Пердідо (*Perdido*), а також родовища На Кіка (*Na Kika*), Матерхорн (*Matterhorn*), К2 (*K2*), Кінг (*King*), Магнолія (*Magnolia*) з видобув-ними запасами більше 100 млн барелів у нафтовому еквіваленті (н.е.) (15,0 млн т. н.е.). У норвезькому секторі Європейського шельфу відкриття нових родовищ пов'язано, в першу чергу, з акваторіями Баренцового та Норвезького морів, наприклад, родовища Ормен Ланж (*Ormen Lange*), Крістін (*Kristin*), Квітебйорн (*Kvitebjorn*), Шкарв (*Skarv*). В бразильському секторі акваторії Атлантичного океану (басейн *Campos*) виконується 10 проектів, у т. ч. 5 нових. Зокрема, розвідка та промислове освоєння здійснюється на таких великих нових родовищах як Біюпіра (*Bijupira*), Салема (*Salema*), Баракуда (*Barracuda*), Каратінга (*Caratinga*). У нових регіонах, зокрема Західній Африці реалізується 21 проект, в основному це нафтогазові родовища відкриті в секторах Анголи, Нігерії та Екваторіальній Гвінеї на континентальному шельфі Гвінейської затоки.

Статистичні дані зарубіжних країн, щодо інформативності геологорозвідувальних робіт, характеризуються різними категоріями та наповненням, що встановлюється вимогами відповідного законодавства про звітність та висвітлення у засобах масової інформації.

Тракування та їх відповідність вітчизняним термінам неоднозначна. Найбільш повно висвітлюються, а також наявні у вільному доступі статистичні дані про проведення геологорозвідувальних робіт у норвезькому секторі континентального шельфу.

В норвезькому секторі континентального шельфу Північного, Норвезького та Баренцового морів за весь період (1969–2008 рр.) пошуків і розвідки родовищ нафти і газу пробурено 1242 пошукові свердловини. У середньому щорічно здійснювалось буріння 20-25 пошукових свердловин, максимальна кількість свердловин – 36 пробурена у 2008 р. На початку 1980 рр. відбувалися головні відкриття та були прирости запасів і ресурсів вуглеводнів у Норвегії. Ефективність пошукового буріння за період 1969-2008 рр. значно зросла, зокрема, з 1969 по 1988 рр. коефіцієнт успішності знаходився у межах 34-40% з незначним зростанням, а за період з 1989 р. по 2008 р. успішність

зросла до 56%.

Зростання ефективності пошукового буріння, насамперед, пов'язано з підвищенням якості підготовки перспективних об'єктів до пошукового буріння та зведенням ризиків до мінімуму, через їх розміщення у складних географічних умовах із значним збільшенням глибин моря, а також великими витратами на пошуки та розвідку.

Необхідно зазначити, що загальні витрати на геологорозвідувальні роботи за 2007-2008 рр. зросли до максимальних величин (40-55 млрд NOK (NOK – норвезька крона) у порівнянні з середньорічними витратами на рівні 15-17 млрд NOK (1985-2006 рр.). Збільшення витрат, в основному, пов'язано із пошуково-розвідувальним бурінням (56 свердловин, у т.ч. 36 пошукових) у першу чергу, на нових ділянках глибоководної частини норвезького сектора континентального шельфу Баренцового та Норвезького морів (9 свердловин).

Зокрема, при найбільшій ефективності пошукового буріння на норвезькому секторі континентального шельфу за останнє десятиліття здійснено приріст найменших середньорічних обсягів запасів і ресурсів вуглеводнів за всю історію норвезького нафтогазовидобутку. Розподіл обсягів приросту запасів і ресурсів на нових об'єктах свідчить про відкриття, в основному, середніх, малих та дрібних нових родовищ. Необхідно зазначити, що в Норвегії темпи видобутку значно перевищують темпи приросту запасів, у зв'язку з чим не забезпечується відновлення сировинної бази країни.

У світі виконується більше 200 великих проектів пошуків та промислового освоєння родовищ нафти і газу на континентальному шельфі. Реалізація таких проектів потребує величезних матеріально-технічних, наукових, людських та фінансових ресурсів. За час освоєння шельфових ресурсів вуглеводнів набуто великий досвід та напрацьовано методологію проведення геологорозвідувальних робіт, що забезпечує досягнення максимальних результатів.

Пошуки і розвідка родовищ вуглеводнів на континентальному шельфі, як і на суходолі, спрямовуються на відкриття крупних, гігантських нафтогазоносних структур, а паралельно відкриваються порівняно невеликі об'єкти (сателіти), що є сировинними придатками до них.

Одним із прикладів реалізації пірамідальної схеми геологорозвідувальних робіт є відкриття крупного нафтового родовища Бонга (*Bonga*) у 1996 р. у глибоководній частині Нігерійського шельфу (глибина води 1000-1300 м). Відкриття цього родовища сприяло інтенсивному вивченню оточуючого регіону в 50 тис. км² та відкриття з 1999 р. по 2003 р. – 8 крупних родовищ із

сумарними загальними запасами понад 4,1 млрд т. н.е.

Компанія *Shell* у 1992 р. прийняла участь у тендері та виграла ліцензію на пошуки та розвідку покладів вуглеводнів у блоці (*OPL212*) у дельті Нігеру (Нігерія). Пошуково-розвідувальні роботи було розпочато у 1993 р., на основі наявних геолого-геофізичних досліджень проведено детальне геологічне вивчення блоку з використанням новітніх технологій: спектрометричні та геохімічні дослідження, детальна 3D сейсморозвідка (1993-1994 рр.). На основі виконаних робіт створено просторову геолого-геофізичну модель блоку з локалізацією перспективних структур та прогнозуванням вірогідних продуктивних комплексів, пасток покришок.

За результатами геолого-геофізичного моделювання перспективними горизонтами оцінювались відклади середнього та пізнього міоцену, що формували потужні піщані товщі різновидів дельтових фацій з глибиною залягання підошви товщі до 4200 м. У межах блоку було виділено біля 10 перспективних структур із різними глибинами залягання та розмірами, найбільшimi виявились три: Бонга (*Bonga*), Бонга південно-східна (*Bonga SW*) та Бонга північна (*Bonga North*).

По блоках було сформовано портфель перспективних структур з їх ранжуванням за оціненими геологічними, техніко-технологічними, економічними та політичними ризиками. Перше місце у рейтингу отримала структура Бонга (*Bonga*) з прогнозними ресурсами близько 342 млн т н.е.

Структура розташована на віддалі 120 км у південно-західному напрямку дельти р. Нігер. Глибина води становить 1000 м, площа понад – 60 км². Першу пошукову свердловину (глибиною 4500 м) закладено у вересні 1995 р., буріння тривало 4 місяці. За результатами буріння отримано комерційний дебіт нафти з турбідітових пісковиків міоценового віку та відкрито нафтове родовище Бонга (*Bonga*) з видобувними запасами нафти 82,2 млн т.

Паралельно з розвідкою виявленого родовища та підготовкою його до промислового освоєння (2002 р.) проводились пошуково-розвідувальні роботи на структурі Бонга південно-східна (*Bonga SW*), що знаходиться на відстані 10 км на південний схід від родовища Бонга (*Bonga*) та на структурі Бонга північна (*Bonga North*).

Другий комерційний дебіт нафти компанія *Shell* отримала у травні 2001 р. з відкритого родовища *Bonga SW*, а згодом – у 2004 р. було відкрито родовище *Bonga North*. Загальні розвідані запаси становили 820 млн т н.е.

За період геологорозвідувальних робіт на родовищі *Bonga* пробурено 1 пошукову та 3 розвідувальні свердловини.

Родовище *Bonga* підготовлено та введено в розробку у травні 2005 р., тривалість проекту – 14 років (2014 р.) Проектом передбачено 16 видобувних та нагнітальних свердловин для закачування більше 20 тис. м³/доб. води та 4,8 млн м³/доб. газу. У зв'язку з розширенням проекту передбачається збільшення фонду до 40 свердловин. Усі свердловини з підводним облаштуванням. У 2006 р. досягнутий рівень видобутку становив: нафти 27 тис. т на добу, газу 4,0 млн м³.

Розробку родовища виконує оператор-компанія *Shell (Shell Nigeria Exploration and Production Company Limited (SNEPCO))*, із залученням на початковій стадії освоєння партнерів-інвесторів компанії *Shell – ExxonMobil, Total, ENI*, на теперішній час до процесу приєдналися компанії *Esso (20%), Nigeria Agip (12,5%)* та *Elf Petroleum Nigeria Limited (12,5%)*. Вартість проекту понад 3,6 млрд доларів США.

Родовище *Bonga SW* підготовлено до промислового освоєння, через значну глибину води 1245 м, а також необхідність використання плавучої споруди для видобування, збору, підготовки і зберігання продукції *FPSO*.

Необхідно зазначити, що під час проведення геологорозвідувальних робіт та підготовки родовища до промислової розробки з метою підтвердження виявлених запасів нафти застосовано новітню технологію моніторингу розповсюдження вуглеводнів з використанням періодичної трьохвимірної сейсміки – 4D сейсморозвідка.

За результатами впровадження новітньої технології оператор – *SNEPCO* отримав приріст видобувних запасів нафти більше 13 млн т. Крім того, на основі нових сейсмічних даних проведено повну переобробку усієї наявної інформації в інтегрованому циклі обробки та науково-технічних досліджень. За результатами комплексних досліджень деталізовано геологічну та гідродинамічну модель родовища, а також виявлено 19 продуктивних пластів із літологічною мінливістю по площі та розрізу. З метою досягнення проектних технологічних показників було вдосконалено систему розробки покладів нафти на родовищі *Bonga*, а наявний досвід використано під час побудови геолого-технологічних моделей сусідніх родовищ.

3. Принципи проектування і реалізації систем розробки морських родовищ нафти і газу

Рішення про подальшу розвідку і розробку відкритого родовища, у тому числі і морського, приймається на основі техніко-економічних обґрунтувань. Техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) розглядається як потенційний

інвестиційний проект, реалізація якого покриває витрати на всі етапи розвідки, облаштування, розробки, видобутку і транспортування продукції. ТЕО можуть розроблятися по-перше, на одне родовище з його власною виробничою інфраструктурою; по-друге, на декілька середніх за розмірами родовищ, об'єднаних єдиною інфраструктурою; і по-третє, на декілька невеликих родовищ, що використовують найближчу виробничу інфраструктуру. Вже на стадії ТЕО за спрощеними методиками обґрунтовується кількість розвідувальних свердловин; графік розвідки; витрати на розвідку; кількість технологічних установок; графік облаштування; витрати на облаштування; кількість експлуатаційних свердловин; графік буріння; витрати на буріння; надається прогноз потенційного видобутку.

Чиста приведена вартість (*NPV*) кожного можливого проекту визначається на основі розрахунку витрат на розвідку, облаштування і розробку, операційних витрат, транспортних витрат, розмірів роялті і податків, та передбачуваних виробничих прибутків. Визначаючи *NPV* враховуються можливі ризики та затримки у період розвідки і облаштування родовища, динаміку світового ринку вуглеводневої сировини, вірогідність дефіциту бурових установок. Можливі проекти надалі класифікуються від кращих (найвищий *NPV*) до найгірших (найнижчий *NPV*). Відповідно ранжовані проекти з позитивною чистою приведеною вартістю є основою для прийняття рішень про проектування розробки родовища. Окрім економічних інтересів інвестора, враховуються також дохідність проекту для державної і місцевої економік, вплив на ринок праці, розвиток місцевої інфраструктури тощо.

У більшості країн світу, на відміну від України, немає поділу на дослідно-промисловий і промисловий періоди розробки родовища, тому проект розробки (в англійській термінології він, як правило, називається *Development plan* або *Master Development plan*) складається на весь період розробки родовища. На початок його складання на родовищі проводиться достатня кількість досліджень та пробурено необхідну кількість розвідувальних свердловин для деталізації геолого-технологічної моделі родовища та оцінки її достовірності до того ж, запаси родовища повинні бути визначені з імовірнісним ранжуванням.

Вибір системи розробки обов'язково є багатоваріантним. Основними критеріями для формування варіантів системи розробки поряд з економічними показниками є максимізація кінцевих обсягів видобувних запасів вуглеводнів.

Розробка родовищ нафти й газу на шельфах морів суттєво відрізняється від розробки родовищ на суходолі і характеризується різноманітними ускладнюючими факторами, що необхідно враховувати під час проектування та

реалізації систем розробки морських родовищ нафти і газу. У першу чергу, це стосується спорудження й експлуатації свердловин, схеми розташування свердловин, впливу на поклади і привибійну зону свердловини (ПЗС), збирання і підготовки продукції, транспортування її споживачам тощо. Головна особливість розробки морських родовищ нафти і газу – високі затрати та обмеженість площі на гідротехнічних спорудах для розташування необхідного обладнання. Питання з охорони навколишнього середовища, охорони праці та пожежна безпека під час розробки родовищ нафти і газу на континентальному шельфі також мають дуже важливе значення.

Проектування раціональних систем розробки родовищ нафти і газу базується на використанні геологічних і гідродинамічних моделей об'єктів розробки, що є достатньо вивчені й обгрунтовані відповідно до сучасного науково-технічного рівня (затверджені відповідними державними органами підрахунки запасів вуглеводнів). На стадії розвитку й попередньої геологічної оцінки перспективних структур, через обмежену кількість геолого-промислової інформації та базуючись тільки на прогнозних геолого-фізичних характеристиках перспективних структур, можливо сформулювати лише загальні принципи та рекомендації щодо систем розробки родовищ, виходячи з особливостей їх розробки в умовах відповідних акваторій з урахуванням світового досвіду.

На стадії введення родовищ у розробку, в умовах відсутності достовірної геолого-фізичної моделі пластів, недоцільно застосовувати інтенсивні системи розробки. На початку експлуатації слід використовувати менш інтенсивні системи, які, в подальшому для досягнення максимально можливих економічно обгрунтованих коефіцієнтів вилучення вуглеводнів, легко трансформуються в інтенсивні. Цим умовам відповідає система, що передбачає розробку родовищ на природному режимі з різноманітною трьохкутною (для покладів газу) та шестикутною (для покладів нафти) схемою розташування свердловин, що дає можливість у разі необхідності, виконати комплекс заходів, спрямованих на підвищення інтенсивності розробки родовища, а саме:

- ◆ розукрупнення експлуатаційних об'єктів;
- ◆ ущільнення сітки свердловин;
- ◆ впровадження систем підтримання пластового тиску (ППТ);
- ◆ впровадження заходів щодо контролю та регулювання процесів розробки, тощо.

Рядні, батареїні, блочні та інші схеми розташування свердловин впроваджуються у разі підтвердження відповідних геометричних форм об'єктів

розробки.

На початкових стадіях експлуатації родовища нафти і газу використовуються сітки свердловин, що розташовані рідко, у подальшому, накопичуючи геолого-промислову інформацію вони ущільнюються і, у разі необхідності, впроваджують техніко-економічно доцільні системи ППТ. У випадку застосування системи ППТ у нафтових покладах шестикутна схема розташування свердловин трансформується у площадну чотирьохточкову систему заводнення.

Інтенсивну систему розробки з ППТ або методи підвищення вуглеводневилучення застосовують тільки після детального вивчення родовищ, зокрема, геолого-фізичних показників колекторів, фізико-хімічних властивостей флюїдів, початкових режимів розробки покладів, активності законтурних (підстилаючих) вод, зональної і шарової неоднорідності будови покладів, можливих напрямків фільтраційних потоків, тощо. Розробка морських родовищ нафти і газу характеризується високими ризиками і витратами під час буріння й подальшої експлуатації свердловин, тому для експлуатаційних свердловин широко використовується кущовий спосіб буріння свердловин. Із однієї морської стаціонарної платформи (МСП), враховуючи рекомендації щодо схеми розташування свердловин, буриться певна кількість свердловин для забезпечення формування одного елемента точкової схеми свердловин.

Таблиця 3.1

Основні критерії вибору об'єктів розробки для використання ГС

№ п/п	Назва параметра	Одиниця виміру	Значення
Обмежують і негативно впливають на ГС			
1	Глибина залягання продуктивного горизонту	м	>4000
2	Ефективна нафтогазонасичена товщина пласта	м	<3
3	Амплітуда коливання стовбура по осі пласта		>0,5 h _{эф}
4	АВПТ		-
5	Коефіцієнт анізотропії, $\zeta = k_a/k_c$ - нафта - газ	д.од. д.од.	<0,1-0,3 до 0,01
6	Коефіцієнт розчленування, α_0		>3-6
Позитивно впливають на ГС			
1	Вертикальна тріщинуватість		+
2	Підстилаюча вода і (чи) газова шапка		+
3	Тупіхові, не дренавані зони, лінзи		+
4	Високов'язка нафта		+

Для збільшення інтенсивності систем розробки родовищ нафти і газу потрібно широко застосовувати горизонтальні свердловини (ГС). Практика і теоретичні дослідження свідчать, що ГС ефективно можуть бути використані для розробки більшості родовищ нафти і газу, що мають сприятливі геолого-фізичні і гідродинамічні умови (табл. 3.1), зокрема, морські родовища нафти і газу. Ефективність розробки морських родовищ системами ГС підтверджено досвідом країн, що розробляють морські родовища нафти і газу, а саме: Нідерландами, Великобританією, Росією, Бразилією, США, Канадою тощо.

У разі підтвердження прогнозних геолого-фізичних показників перспективних площ відповідно до основних критеріїв використання ГС, на стадії проектування необхідно передбачити, серед можливих варіантів подальшої експлуатації, системи розробки об'єктів горизонтальними свердловинами або різні комбінації змішаних систем (видобувні вертикальні і горизонтальні свердловини, видобувні горизонтальні й нагнітальні вертикальні, тощо).

4. Геолого-технологічне моделювання розробки морських родовищ

Обґрунтування кількості експлуатаційних свердловин, їх розміщення, визначення інтервалів розкриття продуктивних горизонтів та методів підвищення вилучення вуглеводнів, динаміка видобутку здійснюється виключно на основі трьохмірного математичного (чисельного) моделювання.

Стрімкий розвиток можливостей комп'ютерної техніки, а разом з тим обчислювальних технологій, відкрив широкі можливості для математичного моделювання пластових систем. Протягом 70-80-х років ХХ століття фахівці отримали у своє розпорядження унікальні інструментарії для розв'язання практичних задач розробки родовищ нафти і газу. Терміни «математичне моделювання» і просто «моделювання» у професійному спілкуванні стали синонімами. Більш того, у широкий вжиток увійшли аналогічні терміни англomовного походження – «симулятор», «симулювання» та ін. На сучасному етапі всі технологічні рішення з розробки родовищ нафти і газу, включаючи стадії розвідки родовища, підрахунку запасів, його промислової розробки і виведення з розробки, моделюються на базі постійно діючих геолого-технологічних моделей.

Термін постійно діюча модель має двояке підґрунтя. По-перше, модель починає створюватись на ранніх стадіях розвідки потенційного родовища та безперервно вдосконалюється і розвивається протягом усього циклу «життя» родовища, отримуючи нові дані. По-друге, модель знаходиться у постійному

користуванні, коли на кожному етапі розв'язуються специфічні задачі. На стадії розвідки родовища – це пошук відповідей про необхідну кількість і розташування розвідувальних свердловин, визначення потенційних інтервалів розташування продуктивних горизонтів, умови буріння, обсяги і способи отримання додаткової інформації, необхідної для підвищення надійності подальших прогнозів щодо розмірів запасів вуглеводнів і потенційних рівнів видобутків. Останні лягають в основу оцінок техніко-економічної привабливості родовища і відповідно інвестиційної стратегії у відношенні до черговості освоєння родовища.

На стадії експлуатації родовища модель стає головним інструментом для вибору раціональної системи розробки родовища, технологічних рішень з її постійного вдосконалення, прогнозування рівнів видобутку вуглеводнів з родовища і відповідно до формування вимог щодо його облаштування. У країнах з гнучкою фіскальною політикою, прогнози, що отримані в результаті моделювання, лягають в основу визначення розмірів податків і зборів з підприємства, обґрунтовано диференційованих згідно з умовами, в яких ведеться видобуток нафти і газу.

Опис та аналіз цифрової моделі родовища є обов'язковою частиною проектних документів на розробку родовища.

Результати гідродинамічного моделювання використовуються для подальшого вдосконалення системи розробки, особливо розташування свердловин, прогнозування динаміки подальшого видобутку, тощо.

Першим кроком до створення постійно діючої геолого-технологічної моделі (ПДГТМ) є геологічне моделювання, що розподіляється на два етапи: побудова структурної моделі та її параметризація. Вихідними даними для побудови геологічної моделі, у першу чергу, є дані сейсмозвідки, результати геофізичних досліджень свердловин, петрофізичні дослідження керна матеріалу та ін. Результатом створення геологічної моделі є сукупність цифрових даних щодо всіх характеристик покладів, що необхідні у подальшому для гідродинамічного моделювання, адресно пов'язані з координатами геологічної сітки, де вони визначені. Це, у першу чергу, колекторські властивості пластів (пористість, проникність, насиченість, пластовий тиск), характеристики пластових флюїдів. У кращих моделях повинно бути, тим або іншим способом, визначена точність геологічного моделювання.

Геологічна модель візуалізується шляхом побудови об'ємних тривимірних (3D) розподілів відповідних властивостей (*grid*), наприклад: *grid* літології (колектор-неколектор), *grid* коефіцієнта пористості, *grid* коефіцієнта

проник-ності, *grid* насиченості; та у вигляді пошарових цифрових карт.

Об'єм інформації, що міститься у статичній геологічній моделі повинен відповідати умовам необхідності та достатності для підрахунку запасів і початку гідродинамічного моделювання на відповідному симуляторі.

Для оцінки якості геологічної моделі використовують два терміни «достовірність» та «адекватність». Достовірність – це міра відхилення від істини і характеризується ймовірнісними оцінками. Враховуючи просторову дискретність геологічної моделі та різноманіття параметрів, що повинні бути окремо і в сукупності охоплені такими ймовірнісними оцінками, визначення достовірності моделі є лише необхідною умовою оцінки її якості. Достатньо оцінок достовірності моделі, визначених під час підрахунку запасів вуглеводнів. Наприклад, якщо в процесі геологічного моделювання визначені функції розподілу випадкових величин і значення їх моментів (частіше всього маточікування та дисперсії), під час підрахунку запасів, зокрема за допомогою методу Монте-Карло, можуть бути розраховані відповідні оцінки для прогнозних запасів вуглеводнів.

Більш ґрунтовно якість моделі перевіряється в результаті адаптації її до історії розробки, коли родовище певний час вже розроблялося. Цей етап передбачає коригування геологічної та гідродинамічної моделі до тих пір, поки отримані прогнозні показники із встановленою точністю не будуть збігатися із показниками експлуатації родовища. Створена геологічна модель доповнюється фактичними даними про фонд свердловин, їх конструкцію, розкриті інтервали, заміряні коефіцієнти продуктивності. По кожній свердловині вводяться дані про фактичну динаміку дебітів флюїдів та динаміку вибійного тиску. Шляхом коригування внутрішніх параметрів моделі, у першу чергу тих, що мають найбільшу мінливість та невизначеність, наприклад пористість колектора, проникність, криві фазових проникностей, характеристики водоносної області, досягають розумної збіжності інших прогнозних та заміряних параметрів – пластових тисків, складу видобутої продукції, обводненості, газового фактора та ін. В ідеалі статистично обґрунтованою гіпотезу про адекватність моделі можна приймати у випадку, якщо розбіжність між розрахованими та фактичними даними не перевищує похибку заміру. Однак такої збіжності вдається досягти не часто. На практиці добре адаптованою, а відповідно і адекватною модель вважають, коли розбіжності за інтегральними показниками не перевищують 5%, а за диференційованими – 10-15%. Якщо за рахунок зміни у розумних межах внутрішніх параметрів моделі досягти задовільного рівня адаптації моделі не вдається, то проводиться уточнення початково прийнятої

геологічної моделі.

На практиці оцінка ступені адекватності моделі, у тому числі геологічної, ускладнена. Проведення значної кількості спроб, як це вимагають ймовірнісні методи, потребують значних витрат часу та технічного ресурсу. Часто обмежуються аналізом чутливості моделі до найбільш вагомих та недос- татньо визначених факторів. Наглядно результати такого аналізу виглядають на, так званих, діаграмах торнадо, коли на стовпчиковій діаграмі показують, наприклад, кореляцію результату від декількох незалежних змінних, або відхилення результату від базового значення.

5. Пошуково-розвідувальні роботи на морських акваторіях

Перші морські свердловини були пробурені в Каспійському морі в 1924 р. із штучних споруд та в Мексиканській затоці (США, 1933 р.) з плаваючої баржі. На сьогодні понад 100 країн проводять пошуково-розвідувальні роботи в умовах морських акваторій. До початку 70-х років минулого століття видобуток нафти і газу обмежувався глибинами 100–110 м і відстанню від берега до 150 км. Зараз пошукові роботи поширюються на все більш глибоководні райони шельфу, оскільки понад 30 % запасів нафти і газу в Світовому океані міститься за межами зони з ізобатою 200 м. Технічне обладнання розвідки і видобутку нафти на морському дні сягнуло глибини води 9011 футів (2777 м). На таких глибинах води пошук і розробку нафтових і газових родовищ успішно ведуть бразильські нафтовики у водах Атлантичного океану.

На території українського сектору Азово-Чорноморського шельфу, при глибинах моря до 30–56 м, відкрито 14 газових і газоконденсатних родовищ, із них 8 в Чорному і 6 в Азовському морях. Відзначимо, що максимальна глибина Чорного моря сягає 2115 м, а 85 % зашельфових акваторій характеризується глибинами понад 1000 м. Ступінь освоєння вуглеводневих ресурсів в даному регіоні за різними даними на сьогодні змінюється за різними оцінками в межах від 3 до 7,7%.

Розрахунки економічних показників засвідчують, що собівартість видобутку 1 тис.м³ газу і 1 т нафти з морських родовищ України буде значно нижчою від рівня світових цін.

Пошуково-розвідувальні роботи в умовах морських акваторій мають свої особливості, які дещо відрізняються від таких на суші. Сьогодні при пошуках нафтогазоперспективних структур використовується широкий комплекс різних методів досліджень, які включають геоморфологічні, геофізичні, геохімічні,

аерокосмічні, бурові роботи та інші.

Геоморфологічний метод пошуків структур. У ряді районів антиклінальним структурам відповідають позитивні форми рельєфу. Застосовуючи цю закономірність до морських площ, можна по картам глибин моря (батиметрії) судити про наявність антиклінальних складок. Тому перед геолого-пошуковими роботами необхідно проводити дослідження з вивчення підводного рельєфу і донних осадків.

Для вивчення глибоководного рельєфу використовують ехолоти-самописці. На основі ехограм судять про товщину сучасних осадків, складають батиметричну схему, яка є основою для тектонічної схеми району.

Геоакустичне профілювання. Одним із методів геолого-геодезичних досліджень континентального шельфу є геоакустичне профілювання.

Інтерпретація даних геоакустичних стрічок дозволяє виділяти окремі площадки та опорні відображення, які мають значну протяжність.

Цей метод можна використовувати для експрес-інформації про структуру верхньої частини осадового чохла до глибини 1000–1200 м, а також при детальних роботах на окремих підняттях з метою встановлення розривних порушень.

Геологічні методи вивчення морських структур. Суть цих методів полягає в складанні геологічної карти. В умовах моря розрізняють три види геологічного картування: 1) ділянок (острова і окремі відслонення), що виступають над водою; 2) поверхні морського дна за допомогою аерофото- і космічної зйомок; 3) морських площ шляхом буріння мілких свердловин.

Геологічне картування ділянок, що виступають над водою. Геологічна будова островів і окремих надводних відслонень повинна привертати до себе особливу увагу геологів. Необхідно детально описувати ці відслонення, визначати елементи залягання порід, вияснити характер дислокацій, стратиграфії, а також провести ретельний відбір зразків порід і фауни. Ці відслонення, звичайно, є уцілілими від розмиву міцними прошарками розрізу (пісковики, вапняки), за якими можна скласти перші уявлення про характер структури.

Геологічне картування за допомогою аерофото- і космічної зйомок. На тих ділянках, де дно моря складене корінними породами, які літологічно достатньо диференційовані і не прикриті мулом, аерофотозйомка дає добрий ефект. Особливо чітко на фотокартках за обрисами міцних нерозмитих пластів фіксуються форми антиклінальних складок і розривні порушення зі зсувом шарів навіть невеликої амплітуди. Крім того, на аерофотознімках виявляють

підводні грязьові вулкани. Так, наприклад, дно Чорного моря, особливо у підніжжі континентального схилу, усіяне грязьовими вулканами, які, як відомо, є супутниками нафтових і газових родовищ. На сьогодні тут виявлено близько 100 грязьових вулканів і понад 200 потужних виходів (факелів) метану з дна моря. На аерофотознімках і, особливо, на космічних знімках морських ділянок в окремих випадках чітко виділяються розломи, перспективні на вуглеводні зони та окремі нафтогазопрояви. Нафтові плівки на поверхні води, зумовлені виходами нафти із дна моря, зазвичай, займають великі площі і виблискують всіма барвами веселки, і на відміну від плівок нафти, що випадково попали на поверхню моря, постійно відновлюються. Виходи газу при значних масштабах газування виділяються як ділянки “кип’ячої” води і на аерофотознімках зображаються світлими смугами, ділянками тощо.

Геологічне картування за допомогою буріння неглибоких свердловин. Картувальне буріння є необхідним елементом комплексу геолого-пошукових робіт у морі, результатом якого є побудова геологічної карти.

Для геологічних досліджень морського дна на великих глибинах можна використати методику, апаратуру і обладнання, які застосовуються океанографами при вивченні донних осадків. Це дозволяє відбирати kern шляхом занурення колонкових труб у сучасні осадки або корінні породи на 1–3 м, а в окремих випадках на 10 м і більше.

В останні роки для буріння свердловин при значних глибинах моря застосовують електробури або турбобури, які опускаються на дно моря за допомогою гнучкого шлангу або кабелю (долото приводиться в рух вибійним двигуном). Ці засоби можна використовувати і при сильних хвилюваннях моря. Такі свердловини бурять до глибини 300–1000 м і більше.

Картувальне буріння, зазвичай, проводять на профільній системі, відстані між свердловинами і профілями вибираються в залежності від масштабу геологічної зйомки. При масштабі 1:100 000 відстані між профілями звичайно не перевищують 2–4 км, а між свердловинами – 1 км. При проведенні більш детальної зйомки щільність свердловин збільшується.

Геохімічні методи. У зв’язку із складністю і високою вартістю пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ в умовах акваторій застосування геохімічних методів пошуків є важливим і актуальним, оскільки дає можливість досягнути значного економічного ефекту. Назагал як і на суші, при геохімічних методах пошуків вивчають газову фазу морських осадків і вод, хоч тут є свої специфічні особливості.

Геохімічні методи пошуків нафти і газу в акваторіях ґрунтуються,

головним чином, на вивченні особливостей поширення газів, розчинених у морських водах і тих, які вміщуються в адсорбованому стані в донних відкладах, переважно в їх поверхневому шарі.

Найчастіше використовуються дані вивчення розчинених у воді газів. Дослідження, проведені в Мексиканській затоці, показали, що фонові значення об'ємної концентрації сингенетичного метану в газі, виділеному із води, становлять близько $3 \cdot 10^{-4}$ %. Об'ємні концентрації метану вище $5 \cdot 10^{-4}$ % можуть вказувати на наявність придонних макрогазопроявів і заслуговують детального дослідження.

На сьогодні зарубіжними нафтовими фірмами розробляються і успішно експлуатуються ряд експресних методик. Методика зйомки, яка розроблена фірмою SNIFFER, використовує сучасні досягнення в електроніці, аналітичній і машинній обробці даних. Особливістю методики є значне число вуглеводневих компонентів, які аналізуються, висока чутливість і швидкість аналізу, підвищена глибинність відбору проб (до 400 м), що проводиться за допомогою зйомочного судна. Для оцінки масштабів нафтогазоносності зазвичай використовуються діаграми CН_4 / (сума етан + пропан + ізобутан + нормальний бутан). Це забезпечує 85 % точності оцінок за трьома категоріями: нафтоносна площа, газоносна і непродуктивна.

Відбір проб морської води і осадів здійснюється спеціальним пробовідбірником. Відібрані проби при цьому транспортуються в лабораторію і зберігаються до аналізу при низькій температурі в азотному середовищі. У таких пробах визначають вміст метану та його гомологів, а також співвідношення в метані легкого і важкого ізотопу вуглецю.

Для виявлення вуглеводнів у воді морів та океанів фірмою Barringer розроблений метод, у відповідності з яким поверхню води освічують пучком променів достатньої інтенсивності, а на екрані осцилографа виводяться сигнали, які пов'язані з наявністю нафтового або масляного забруднення морської поверхні.

Геофізичні методи. Ці методи широко використовуються в морських умовах, але ефективність різних видів досліджень різна. При вивченні загальних рис геологічної будови застосовується гравіметрія з використанням спеціальних морських гравіметрів.

Ефективною є морська сейсмічна розвідка пошуків нафтогазових структур, особливо в умовах глибоководних зон, де застосування картувального буріння виключено, морська сейсмозвідка є єдиним надійним методом пошуків структур. Вона здатна визначити: глибинну будову надр

континентальних шельфів і схилів; підвищити достовірність картування перспективних пасток вуглеводнів; передбачити їх продуктивність; виділити найбільш сприятливі ділянки виявлення пасток вздовж ліній зонального стратиграфічного і літологічного виклинювання перспективних нафтогазоносних світ, товщ і горизонтів.

Великий ефект можуть дати широке застосування прогресивних промислово-геофізичних методів дослідження свердловин, таких як акустичний і псевдоакустичний каротажі (АК і ПАК), а також використання методів ядерної геофізики, особливо тих її модифікацій, які дозволяють експрес-методам визначати елементарний макро- і мікроелементний мінералогічний склад гірських порід.

Сейсмозвідка і промислово-геофізичні методи дослідження свердловин дають можливість прогнозувати зони аномально високих пластових тисків (АВПТ) до початку буріння глибоких свердловин, постійно контролювати і виявляти скупчення високонапірних флюїдів, що в багатьох випадках може сприяти попередженню аварій і ускладнень в процесі буріння пошукових і розвідувальних свердловин. Особливої уваги при визначенні головних напрямків пошуково-розвідувальних робіт заслуговує вивчення пасток вуглеводнів, приурочених до зон поширення похованих органогенних забудов і, у першу чергу, найбільш зрілих їх представників – рифів.

Розвиток техніки буріння глибоких свердловин у межах шельфів зумовив появу цілого ряду конструкцій морських гідротехнічних споруд як пов'язаних з дном моря, так і плаваючих. До них належать:

- стаціонарні металічні платформи, що зв'язані з дном моря (штучний металевий острів);
- плавуча бурова платформа, що сама піднімається і спирається на дно моря;
- вертикальні башти, які шарнірно з'єднані з фундаментом, що нерухомо закріплений на дні моря;
- напівзанурені плавучі бурові платформи;
- бурові кораблі.

Особливості пошукового і розвідувального буріння на морі полягає у тому, що в значній кількості випадків до його початку будують стаціонарну штучну металічну платформу (острів), вартість якої може перевищувати вартість будівництва самої свердловини. Такі основи звичайно пов'язані з морським дном і при негативних результатах буріння вони не можуть бути використані повторно на інших точках і з часом стають непридатними.

Для пошуків нафтових і газових покладів основу доцільно розміщувати в найбільш оптимальних структурних умовах – на склепінні або осьовій частині підняття, а для покладів неантиклінального типу – в центральній частині. Це дозволяє з однієї основи розкрити склепінний (вертикальна свердловина) та крилові частини складки (похилоскеровані свердловини), тобто необхідно, щоб з однієї основи було пробурено не менше трьох свердловин, що дає можливість опрацювати геологічний профіль.

У тих випадках, коли пошукова свердловина виявиться за контуром нафтогазоносності, можна пробурити новий стовбур в тій же свердловині або пробурити нову свердловину з тієї же основи.

Зазвичай, платформа закріплюється на дні моря за допомогою численних свай, які вставляють у спеціально пробурені свердловини на глибину не менше 50 м.

З метою збільшення ефективності пошуково-розвідувальних робіт та їх здешевлення практикується буріння свердловин з плавучих платформ.

Після доставки буксирами плавучої платформи на місце опускаються опори на дно моря і вона встановлюється над водною поверхнею приблизно на висоті 15–30 м, з тим, щоб запобігти впливу хвиль. Після закінчення буріння і випробовування перспективних горизонтів опори піднімаються і платформа відбуксовується на інше місце.

Буріння з бурових кораблів можливе при глибинах моря 400 м і більше. Але тут є проблеми якірного кріплення, стабілізації положення корабля, запобігання вигину обсадної колони тощо. Найбільш стійкими є напівзануренні платформи. Для запобігання впливу на обладнання устя свердловини хвиль, вітру, льоду, а також для безпечного судноплавства важливо, щоби все устеве обладнання було перенесене на дно моря.

6. Розміщення свердловин при розробці морських родовищ

Основними критеріями для вибору кількості свердловин, їх розташування, інтервалів розкриття пластів є мінімізація їх кількості та максимізація об'ємів видобутку за прийнятний термін розробки та/або експлуатації гідротехнічних споруд. Сучасні системи розробки достатньо інтенсивні і у більшості випадків дають можливість досягнути економічно обґрунтованого кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення за період, що не перевищує нормативний термін безпечної експлуатації морських технологічних споруд, як правило, це 20-30 років.

За результатами спільних досліджень, проведених компаніями *Statoil*, *Norsk Hydro* і Норвезьким нафтовим директором, сформовано комплексний індикатор, що дає змогу експрес-аналізом оцінити значення кінцевого коефіцієнта нафтовіддачі та визначити якими змінами у системі розробки можна досягти його збільшення. Комплексний індикатор (*RCI*) формується множиною чинників, таких як проникність, вертикальна анізотропія, вертикальна і горизонтальна зв'язаність покладу (визначається, наприклад, наявністю розломів і водонепроникних пропластків), пластова температура, густина нафти, активність пластових вод і газових шапок, особливо при конусоутворюванні. Комплексний індикатор формується за значеннями відповідних величин, одержаних об'єктивними вимірюваннями і за результатами суб'єктивних оцінок. За рахунок нормалізації величин, що використані для обчислення значення комплексного індикатора, його величина змінюється від нуля до одиниці.

Найвищі значення коефіцієнтів нафтовіддачі, що у середньому наближаються до 60% прогнозуються на крупних родовищах Норвегії (Екофіск, Статфьорд, Осеберг і Гульфакс).

Реалізація інтенсивних систем родовищ і високі коефіцієнти нафтовіддачі досягаються за рахунок багатьох факторів, до яких, у першу чергу, необхідно віднести такі:

- ◆ високі темпи розбурювання та облаштування родовищ;
- ◆ високої якості геологічні моделі родовищ;
- ◆ якісне дослідження свердловин та флюїдів;
- ◆ якісне багатоваріантне гідродинамічне моделювання розробки родовищ;
- ◆ використання свердловин з довгими горизонтальними стовбурами у продуктивній частині пластів;
- ◆ впровадження методів підвищення нафтовіддачі (вуглеводневіддачі);
- ◆ якісне розкриття продуктивних пластів.

На родовищах Норвегії у запроектованих і реалізованих системах розробки на одну свердловину, в середньому, припадає 2 млн т у.п. видобувних запасів або біля 100–200 тис. т на рік. В окремих випадках ця величина значно вище. Так система розробки родовища *Snohvit* передбачає за допомогою десяти видобувних свердловин вилучити 160 млрд м³ газу. Родовище було розбурено за 1 рік. На даний час родовище знаходиться на піку видобутку – біля 40-50 млн м³ на одну свердловину в місяць. Родовище *Ormen Lange* розробляється 19

видобувними свердловинами, видобувні запаси становлять 395 млрд м³ газу. Усі видобувні свердловини були пробурені протягом трьох років, на другий рік розробки досягнуто пік видобутку – у середньому 85 млн м³ на одну свердловину в місяць.

Аналогічний підхід до систем розробки родовищ в інших акваторіях. Так, на родовищах, розташованих у Мексиканській затоці, за вибірковими даними на одну свердловину у середньому припадає 2- 4 млн т у.п. видобувних запасів. На родовищі *White Rose* (Канадський шельф Атлантичного океану) 36 млн м³ нафти планується ви- добути 310-14 горизонтальних свердловин, що припадає по 2,6-3,6 млн м³ на кожну свердловину.

Високі темпи розробки родовищ малою кількістю свердловин досягаються завдяки бурінню свердловин з великою довжиною їх горизонтальних частин. Таке буріння отримало спеціальну аббревіатуру *ERD* (*extended-reach drilling*). Свердловини з довжиною горизонтальної частини, що перевищує декілька кілометрів, зараз не є унікальними. Рекордною на даний час вважається свердловина пробурена на родовищі *Al-Shaheen* на шельфі Катару. Стовбур свердловини має загальну довжину 12289 м, з яких 10902 м горизонтальна частина. Свердловина пробурена із самопідйомної бурової платформи за 36 діб.

Під час проектування траєкторії горизонтальної частини свердловин у продуктивній товщі, особливу увагу приділено моделюванню та прогнозуванню переміщення водонафтових та газонафтових контактів, імовірності утворення водяних та газових конусів, можливості підтримування пластового тиску закачуванням води через горизонтальні свердловини. Головним критерієм вибору траєкторії свердловин є кінцевий коефіцієнт нафтовіддачі.

Усе більш широке використання у відповідних геолого-промислових умовах знаходять розгалужені свердловини. Прикладом є родовище Тролл на Норвезькому шельфі, на якому інтенсивність річного відбору газу, в середньому близько 150 млн м³ на 1 свердловину, забезпечена використанням багатовибірних розгалужених свердловин, до яких відноситься практично четверта частина всього експлуатаційного фонду. Традиційним є використання заводнення та водогазової репресії для підтримання пластового тиску, реінжекція газу в газову шапку. Вважається доцільним у подальшій перспективі використання діоксиду вуглецю, димових газів, азоту та мікробіологічних методів підвищення нафтовіддачі. Значна увага приділяється заходам із швидкою віддачею, до яких відносять моніторинг буріння і експлуатації

свердловин, використання програмних пакетів, що забезпечують локалізацію розташування недренованих високонасичених вуглеводнями зон родовищ для розташування в них свердловин.

7. Облаштування морських свердловин

Експлуатаційні свердловини поділяються на нафтові (*oil producers*) газові (*gas producers*), водонагнітальні (*water injectors*), газонагнітальні (*gas injectors*) і водозабірні (*aquifer producers*).

Інколи застосовується також, так звана, класифікація Лагі (*Lahee classification*), що більш конкретизована до географічного положення свердловини відносно родовища:

- ♦ нові пошукові свердловини родовищ *New Field Wildcat (NFW)* розташовані на значній відстані від існуючих родовищ, на структурі, що раніше не була продуктивною;

- ♦ нові пошукові свердловини покладів *New Pool Wildcat (NPW)*, призначені для пошуку нових покладів на існуючій продуктивній структурі;

- ♦ свердловини для дослідження глибоких покладів *Deeper Pool Test (DPT)*,

розташовані на діючій продуктивній структурі та родовищі, але спрямовані на продуктивні зони на великих глибинах;

- ♦ свердловини для дослідження неглибоких покладів *Shallower Pool Test (SPT)* – розташовані на діючій продуктивній структурі і родовищі й спрямовані на продуктивні зони на невеликих глибинах;

- ♦ зовнішні свердловини *Outpost (OUT)*, розташовані на значній віддалі від продуктивної площі;

- ♦ видобувні свердловини *Development Well (DEV)*, розташовані на розширеній продуктивній зоні, або між існуючими свердловинами.

Норвезький класифікатор свердловин передбачає також виділення багатовибійних свердловин *Multilateral wellbore*.

Незалежно від призначення морських свердловин в англійській літературі їх поділяють на два типи – мокрі (*wet*) і сухі (*dry*). Якщо гирлове обладнання свердловини розміщено на дні моря, то таке облаштування свердловини прийнято називати мокрим, а сухим називається гирлове обладнання свердловини, що розташовано на технологічній платформі

Надводне облаштування гирла свердловин забезпечує достатній рівень контролю та їх обслуговування, спрощує технологічні операції з відносно

низькими затратами. За умов сухого обладнання гирла свердловин колонна головка частіше встановлюється на дні моря. Фонтанна арматура свердловин розташовується на нижній палубі технологічної платформи і під'єднується до підводного гирла за допомогою райзера (*riser*). Безпосередньо над блоком фонтанних арматур встановлюється бурове обладнання з буровою вишкою.

Під час використання платформ, що не спираються на дно моря, наприклад типу *TLP* або *Spar*, попередньо натягнутий гідравлічними тензорами (*tensor*) або/та створенням позитивної плавучості райзер служить опорою для фонтанної ялинки. Райзери виготовляються з металу або композиційних матеріалів і можуть інтегруватися з лініями керування, електричного та гідравлічного живлення. Конструкція палуби блоку фонтанних ялинок забезпечує її синхронне переміщення у разі вертикального руху платформи.

Підводне облаштування свердловин почали використовувати з 50-х років минулого століття. З тих пір воно широко застосовується у всьому діапазоні глибин видобутку. Загальна кількість свердловин з підводним облаштуванням наближається до 4000 й інтенсивно зростає, прогнозується, що їх кількість до 2020 р. досягне 6500 штук. Кількість замовлень на підводні фонтанні арматури у 2008 р. оцінювалася у 419-445 одиниць. Не дивлячись на фінансову кризу, у 2009 р. кількість замовлень збільшилася до 475-500 штук. Більше 50% загального ринку підводної фонтанної арматури припадає на компанію *Cameron* (США).

На теперішній час принципово виділяють два типи підводних фонтанних арматур: традиційна або вертикальна і горизонтальна. Обидва типи арматур забезпечують усі необхідні функції для контролю та керування свердловиною. Управління арматурою здійснюється з поверхні.

Традиційна вертикальна компоновка арматури забезпечує доступ на вибій свердловини з поверхні, як через насосно-компресорні труби, так і через затрубний простір, наприклад, колтбінговими установками. Таку компоновку інколи називають двопрхідною (*dual bore subsea tree*).

Фонтанна арматура горизонтальної компоновки конструктивно простіша, а відповідно і дешевша, однак доступ на вибій, наприклад, геофізичними приладами або колтбінговими пристроями можливий лише через насосно-компресорні труби.

Сучасні підводні фонтанні арматури виготовляються на робочий тиск до 1020 кг/см² і температуру до 175°C, використовуються на глибинах моря до 3000 м.

Конструкція фонтанної арматури забезпечує можливість інструменталь-

ного доступу до вибою свердловини для реперфорачії, геофізичних досліджень, проведення ремонтних, інтенсифікаційних та ізоляційних робіт, ліквідації свердловин. На свердловинах з підводним облаштуванням такі роботи проводяться із використанням спеціальних сервісних суден. Вони оснащені вишкою для монтажу та спуску компоновки райзера, системою натягу та стабілізації райзера, буровим обладнанням для «легкого» буріння, колтюбінговою установкою, резервуарами для робочих рідин, апаратами підводного спостереження. Сервісне судно з'єднується натягнутим райзером з голівкою підводної фонтанної арматури і, у подальшому, всі роботи у свердловині здійснюються через райзер. Для під'єднання до фонтанної арматури у нижній частині райзер обладнується компоновкою *WCP* та системою аварійного від'єднання *EDP*.

За технологією фірми *Schlumberger* під час перфорування або геофізичних досліджень свердловини з підводним облаштуванням, фонтанна арматура, за допомогою райзера, спущеного з платформи або сервісного судна, знімається і на її місце встановлюється підводний превентор. Через райзер у свердловину спускається спеціальне обладнання, що забезпечує можливість у випадку небезпеки від'єднати райзер від гирла свердловини без втрати герметичності гирла.

8. Облаштування морських родовищ нафти і газу

Облаштування морських родовищ нафти і газу має принципову специфіку, у першу чергу внаслідок того, що вони знаходяться на значній відстані від берегу і тому основні технологічні процеси з обслуговування свердловин, видобування продукції, її збору, попередньої підготовки нафти і газу, зберігання і транспортування здійснюються у складних гідрометеорологічних умовах.

Значна вартість морських гідротехнічних споруд, підвищені ризики забруднення навколишнього середовища і здоров'я людей обумовлюють високі вимоги до техніко-технологічних рішень під час облаштування родовищ нафти і газу на континентальному шельфі. Комплексність і багатостадійність, «від загального до конкретного» – найбільш характерні риси проектування систем облаштування нафтогазових родовищ.

Технічним рішенням щодо облаштування визначених родовищ передують програма або генеральна схема освоєння вуглеводневого потенціалу конкретного нафтогазоносного регіону на континентальному шельфі морів. Її

головною метою є оцінка перспективності регіону, конкретизація перспективних нафтогазоносних структур, районування схем освоєння і транспортування продукції, прогнози потенційних запасів і рівнів видобутку нафти і газу. Відкриття значного, за запасами, родовища стає поштовхом для активного геологічного вивчення та подальшого промислового освоєння району, навколо якого опрацьовується стратегія пошуку, розвідки, розробки і облаштування інших родовищ.

Наступним етапом може стати генеральна схема облаштування району і транспортування продукції, метою розроблення якої є оптимізація технічних рішень щодо окремих родовищ за критеріями мінімізації витрат і скорочення термінів освоєння родовищ.

У світовій практиці основні техніко-технологічні рішення щодо системи облаштування родовища приймаються на стадії складання і затвердження плану освоєння (розробки) родовища *Field development plan*. Визначальними факторами цього є прогнозний видобуток з основного і можливих сателітних родовищ, потенційні споживачі і відповідно пункти відвантаження продукції, існуюча транспортна інфраструктура, глибина моря і геокліматичні фактори, потенційний вплив на морську флору і фауну. Оцінюється вплив будівництва на інші види господарської діяльності в акваторії моря і на прибережні території, необхідність розвитку суходільної виробничої інфраструктури, що пов'язана з виготовленням і монтуванням обладнання, транспортуванням продукції тощо.

Прийнята схема облаштування повинна бути економічно виправданою та технічно реалізованою, забезпечувати мінімізацію ризиків для навколишнього середовища, життя людей (персоналу) на всіх стадіях будівництва, експлуатації і ліквідації об'єктів облаштування.

На стадії розробки концептуальних рішень з'ясовується тип технологічної платформи та принцип гирлового облаштування свердловин: надводне (сухе) або підводне (мокре). Тип технологічної платформи визначається, у першу чергу, глибиною моря у районі облаштування. Під час вибору принципу облаштування свердловин перевага віддається сухому облаштуванню, незалежно від типу технологічної платформи. Для сателітних родовищ, у більшості, використовується підводне облаштування із забезпеченням виведення продукції на технологічну платформу основного родовища.

Технологічна нафтова платформа – це інженерна споруда для виконання певних робіт, що пов'язані з видобутком нафти і газу в акваторії моря.

Найбільш важливу функціональну роль відіграють технологічні нафтові платформи, що, як правило, призначені для виконання повного комплексу робіт, пов'язаних з розробкою морських родовищ нафти та газу: буріння, капітальний ремонт свердловин, підготовка, зберігання та транспортування нафти і газу. В англійській термінології не відрізняють платформи, що призначені для видобутку газу, від платформ, що призначені для видобутку нафти. Для зручності їх називають нафтовими. Усі платформи проектуються, виготовляються та комплектуються індивідуально, відповідно до системи розробки родовища або комплексної схеми розробки групи родовищ.

Технологія використання стаціонарних платформ датується 1911 р., коли з дерев'яних платформ було пробурено багато успішних свердловин на Озері *Caddo* у Східному Техасі (США). Вважається, що з морської сталеві платформи перша комерційно успішна свердловина була пробурена у 1947 р. корпорацією *Kerr-McGee* на континентальному шельфі Мексиканської затоки, у 10 милях від узбережжя Луїзіани (США). На теперішній час у цьому районі нараховується більше 4000 нафтових платформ різного призначення.

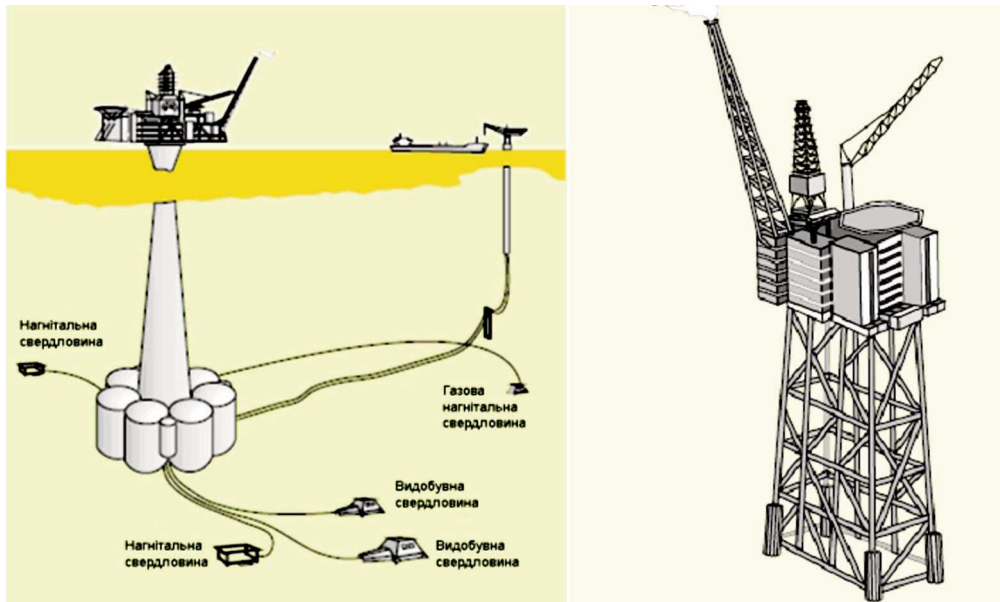
У кінці 40-х років минулого століття розпочато будівництво унікального нафтогазовидобувного комплексу «Нафтове Каміння» на групі скель у відкритому морі, на відстані 42 км від Апшеронського півострова у південно-східному напрямку, під назвою «Гара Дашлар» («Чорне каміння»). 7 листопада 1949 р. отримано фонтан з першої свердловини із добовим дебітом 100 т нафти.

Нафтові платформи умовно класифікують, залежно від конструкції основи, на:

- ◆ стаціонарні (*fixed platform*);
- ◆ гнучкі башти (*compliant towers*);
- ◆ з розтягнутими опорами (*tension-leg platform*);
- ◆ напівзанурені (*semi-submersible platform*);
- ◆ буй-платформи (*spar platform*).

Стаціонарні платформи будують на бетонній (гравійній) або металевій основі. Опори стаціонарної платформи спираються на морське дно. На опорах розміщено декілька палуб з буровою вишкою, обладнанням для буріння, видобутку та підготовки нафти та газу, житлові блоки для обслуговуючого персоналу тощо. Зображення платформ наведено на рис. 8.1. Стаціонарні платформи є найбільш розповсюдженими спорудами на морських родовищах і використовуються, як правило, на глибинах моря до 500 м. На теперішній час однією з найбільших є стаціонарна платформа побудована на канадському

шельфі Атлантичного океану для розробки родовища Гайбернія (*Hibernia*). Операторами на цьому родовищі виступають *ExxonMobil Canada* (33,125%), *Chevron Canada Resources* (26,875%), *Petro-Canada* (20%), *Canada Hibernia Holding Corporation* (8,5%), *Murphy Oil & Gas* (6,5%) і *Norsk Hydro* (5%). Родовище Гайбернія розташовано приблизно на відстані 315 км на схід від острова Ньюфаундленд, у басейні Жанни Д'Арк (*Jeanne d'Arc Basin*). Глибина моря становить близько 80 м.



а) на бетонній основі

б) на металевій основі

Рис. 8.1. Схематичне зображення платформ.

Платформа має вагу 37 тис. т, встановлена на бетонній основі вагою 550 тис. т (загальна висота конструкції 224 м). Складається з п'яти субмодулів:

- ◆ модуль свердловин, з якого можна бурити дві свердловини одночасно;
- ◆ модуль бурових розчинів та систем очистки;
- технологічний модуль сепарації нафти від газу і води, розрахований приблизно на підготовку 30 тис. т нафти за добу (газ компримується і нагнітається у поклад, вода після очищення закачується для підтримки пластового тиску);
- ◆ модуль допоміжного устаткування (електроживлення, теплозабезпечення, водопостачання тощо);
- ◆ житловий модуль для мешкання обслуговуючого персоналу із 185 чоловік.

Платформу запроєктовано для експлуатації у вкрай несприятливих

умовах високих хвиль, туманів, зимових бурь та наявності айсбергів.

Планується будівництво другої аналогічної платформи на цьому родовищі. Її вартість оцінюється у 4-6 млрд дол. США.

До цієї ж категорії віднесено і самопідйомні платформи (*Jack-up platform*), що за рахунок опор домкратної конструкції та позитивної плавучості можуть переміщатися з одного місця на інше. Однак, частіше вони використовуються суто для буріння та ремонту свердловин.

Ці платформи складаються з відносно тонкої гнучкої башти, на якій змонтовано палуби з обладнанням для буріння свердловин, видобутку та підготовки нафти і газу (рис. 8.2). Башту спроектовано для протистояння великим боковим навантаженням за рахунок її відповідної гнучкості і тим самим, до певної міри, подібна плаваючим платформам. Рахується, що економічно виправданим є використання платформ типу «гнучка башта» на глибинах моря від 450 м до 900 м.



а) схематичне зображення

б) зовнішній вигляд

Рис. 8.2. Платформи на гнучкій башті

Перша платформа такого типу була встановлена на родовищі Лна (*Lna*) у каньйоні Міссісіпі на глибині моря 300 м у 1978 р.

У 1999 р., з платформи «гнучка башта», розпочато розбурювання родовища Балдпейт (*Baldpate*) у Мексиканській затоці з глибиною моря 488 м.

«Гнучка башта» спирається на чотири опори, що виготовлені з двох коаксіальних труб кожна, діаметром 36,6 см і товщиною стінки 92 мм. До морського дна вони закріплюються за допомогою дванадцяти якірних паль діаметром 213 см, заглиблених на 130 м. Під час шторму башта коливається з періодом приблизно 30 с і латеральним зміщенням до 3 м. Вага вежі становить 8700 т.

Нині найбільшою у світі платформою, що спирається на морське дно, побудованою за схемою «гнучка башта», є платформа на родовищі Петроніус (*Petronius*), родовище розташовано у Мексиканській затоці на відстані 210 км від Нового Орлеану на глибині моря 535 м. Видобувні запаси родовища оцінено у 13,7 млн т нафти. Розробляється воно 10 видобувними та 7 нагнітальними свердловинами. Загальна висота платформи на родовищі Петроніус становить 570 м, вага 43 тис. т, з яких 7,5 тис. т – вага башти. Платформа забезпечує видобуток нафти в обсягах близько 7 тис. м³ нафти та 28 тис. м³ газу і 8,6 тис. м³ води на добу для закачування з метою підтримування пластового тиску. Вартість платформи – 200 млн дол. США, включаючи виробниче обладнання та інженерний супровід, що становить 40% вартості всього проекту на розробку родовища. Платформа була суттєво пошкоджена ураганом *Ivan*, що супроводжувався вітром зі швидкістю до 270 км/год та 30 м хвилями, який у вересні 2004 р. зруйнував 7 платформ, пошкодив 24 конструкції і 102 км підводних трубопроводів. Ще один ураган Катріна, у 2005 р., привів до перегляду параметрів впливу зовнішнього середовища, з обов'язковим урахуванням яких будуються нові нафтові платформи, у бік посилення технічних характеристик платформ.

Платформи з розтягнутими опорами певною мірою схожі з напівзануреними платформами. Вони мають позитивну плавучість, але стаціонарно швартуються (закріплюються, якоряться) до дна моря за допомогою попередньо натягнутих металевих або композиційних груп прив'язей, що називаються ногою платформи. Висока жорсткість прив'язей практично виключає вертикальний рух платформи. Така конструкція, як правило, використовується на глибинах моря більше 300 м. На цей час рекордна глибина, на якій встановлена платформа з розтягнутими опорами на родовищі Магнолія (*Magnolia*) (Мексиканська затока, США) становить 1430 м

Широкого розповсюдження знаходять міні платформи з розтягнутими опорами типу *Seastar* та *MOSES* (рис. 8.3). За умови відносно низької вартості

вони викорис- товуються як допоміжні споруди, зокрема, технологічні, без обладнання буровою вишкою, або як тимчасові – для початкової стадії розробки родовища.

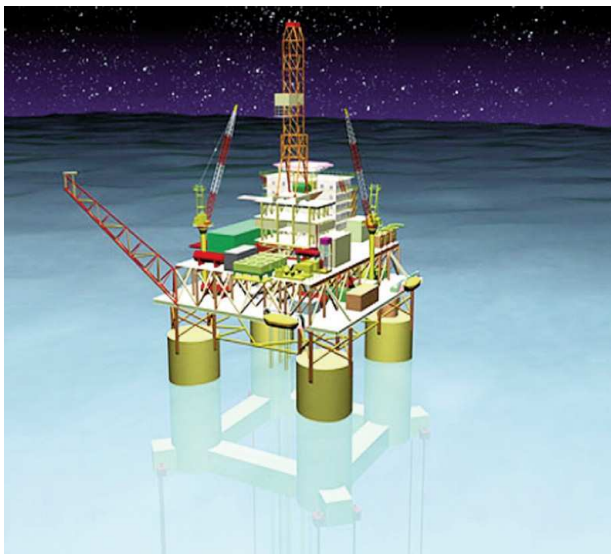


Рис. 8.3. Схематичний вигляд платформи з розтягнутими опорами

Так, платформу типу *MOSES* встановлено на родовищі Марко Поло (*Marco Polo*) на глибині моря 1300 м, загальною вагою близько 33 тис. т та корисним навантаженням 14 тис. т. Вона має три палуби, горизонтальні розміри яких становлять 100 x 100 м і загальну висоту 38 м. Платформа закріплена до морського дна 8 прив'язами діаметром 700 мм з товщиною стінки 30 мм, що з'єднані з попередньо встановленими якірними палями висотою 120 м і діаметром 1,9 м з товщиною стінки до 50 мм.

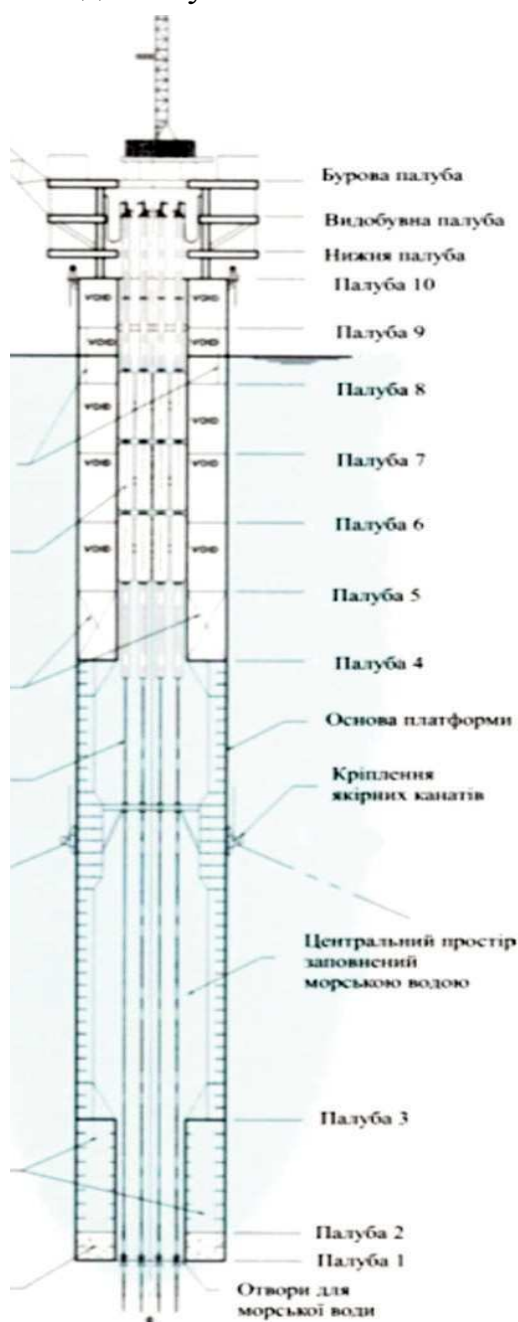


Рис. 8.4. Зовнішній вигляд напівзанурених платформ

Конструктивною основою напівзануреної платформи є вертикальні та горизонтальні понтони, що забезпечують їй достатню плавучість. Така

платформа утримується на місці за допомогою якорів та систем динамічного позиціонування. Вважається, що одна з найбільших у світі напівзанурених платформ встановлена у Норвезькому морі на родовищі Асгард (*Asgard*), де глибина моря близько 300 м (рис. 8.4).

Розробка родовища *Asgard* здійснюється з використанням трьох технологічних одиниць: однокорпусного технологічного судна *Asgard A*, напівзануреної технологічної платформи *Asgard B* та танкера-сховища *Asgard C*. Підводна система облаштування цього родовища є однією із найбільших у світі і включає 51 свердловину, що під'єднані до 16 маніфольдів за допомогою 300 км трубопроводів. У піковий період розробки (2001-2005 рр.) з родовища щорічно видобувалось більше 8 млн м³ нафти, 10 000 млн м³ газу та 4 млн м³ конденсату або більше 24 млн т вуглеводнів у.н.е.



Технологічне судно (*Asgard A*) спеціалізоване для підготовки нафти і розраховано на добовий видобуток до 27 тис. т та може зберігати до 125 тис. т нафти. Довжина судна – 278 м, водотонажність 184 тис. т. Видобута нафта транспортується до берегових терміналів танкерами-човниками.

Напівзанурена технологічна платформа *Asgard B* призначена для підготовки та стабілізації нафти й конденсату. Вона не має бурового устаткування. Нижня частина платформи, що забезпечує їй плавучість, розмірами 114 x 96 м, складається з прямокутного понтона та шістьох колон і важить 19 тис. т. Вона виготовлена у Північній Кореї фірмою *Daewoo Heavy Industries* за 85 млн дол. США. Верхня виробнича двопалубна частина платформи за площею має такі ж розміри – 114 x 96 м і важить 33 тис. т. Загальна вартість платформи перевищує 1 млрд дол. США.

Рис. 8.5. Принципова конструктивна схема *spar*-платформи традиційної конфігурації

Платформи-буї або *spar*-платформи названі внаслідок подібності форми з геофізичними

буями, що використовуються для дослідження океанів. *Spar*- платформа – це закріплений вертикальний плавальний циліндр. Значне заглиблення робить платформу більш стійкою, спрощує її стабілізацію практично без активного регулювання баласту. Платформи цього типу проектується у трьох конфігураціях:

- ♦ як єдиний циліндр – «традиційна»;
- ♦ як декілька циліндрів, що об'єднано у нижній частині в один разом з порожнім резервуаром для баласту;
- ♦ як декілька відокремлених циліндрів (рис. 8.5).

Подібними до *spar*-платформ, за характеристиками стійкості і динамічного опору до морських хвиль, є запатентована і спроектована фірмою *Bennett&Associates* глибоководна видобувна платформа *MinDOC*. Основою платформи є три вертикальні колони, що з'єднані з трикутним понтоном. Вважається, що вони мають найкраще співвідношення ціни і вантажопідйомності, особливо за умови використання їх як основи для невеликих станцій контролю за підводними свердловинами, так і для головних технологічних платформ.

Технологічні судна, на відміну від звичайних технологічних платформ, оснащено маршевим силовим устаткуванням і відповідною системою керування. Тому вони мають мобільність, близьку до звичайних суден та можливість переміщуватись поверхнею моря самостійно.



Рис. 8.6 Технологічні судна

Довгий час найбільшим у світі технологічним судном вважалось *Girassol* (рис. 8.6), що було розраховано на підготовку 34 тис. т нафти, закачування 30 тис. м³ води на добу і зберігання 350 тис. м³ нафти. Судно побудовано в Кореї (*Hyundai Heavy Industries*) протягом січня 1999 р. – лютого 2001 р. для компанії *ExxonMobil*. Воно призначено для розробки групи родовищ у Атлантичному

океані, поблизу Анголи, на глибині моря 1200 м. Судно, вагою 81 тис. т, має довжину 285 м, ширину 63 м і висоту 32 м, дедвейт 343 тис. т. У 2001-2005 рр. (*Hyundai Heavy Industries*), для *ExxonMobil*, побудовано ще два аналогічні судна *Kizomba A* і *Kizomba B*, що також призначені для розробки групи родовищ поблизу Анголи. Вартість такого судна оцінюється у 800 млн дол. США.

Найменше плавуче технологічне судно *Crystal Ocean* (рис. 8.6) експлуатується на родовищі *Basker Manta*, що знаходиться між Австралією і Тасманією на глибині моря 137 м. Судно має довжину 93,2 м, ширину 21 м, дедвейт 97 тис. т, побудовано у 1999 р. Технологічний блок забезпечує підготовку біля 6 тис. м³ рідини і закачування 900 тис. м³ газу на добу при тиску 24,1 МПа, зберігання 6,7 тис. м³ нафти. Супутня вода очищується чотирьома гідроциклонами до вмісту вуглеводнів менше $1,5 \times 10^{-3} \%$ і скидається за борт.

Діапазон глибин, на яких економічно виправдано використання певного типу платформ, представлено на рис. 8.7.

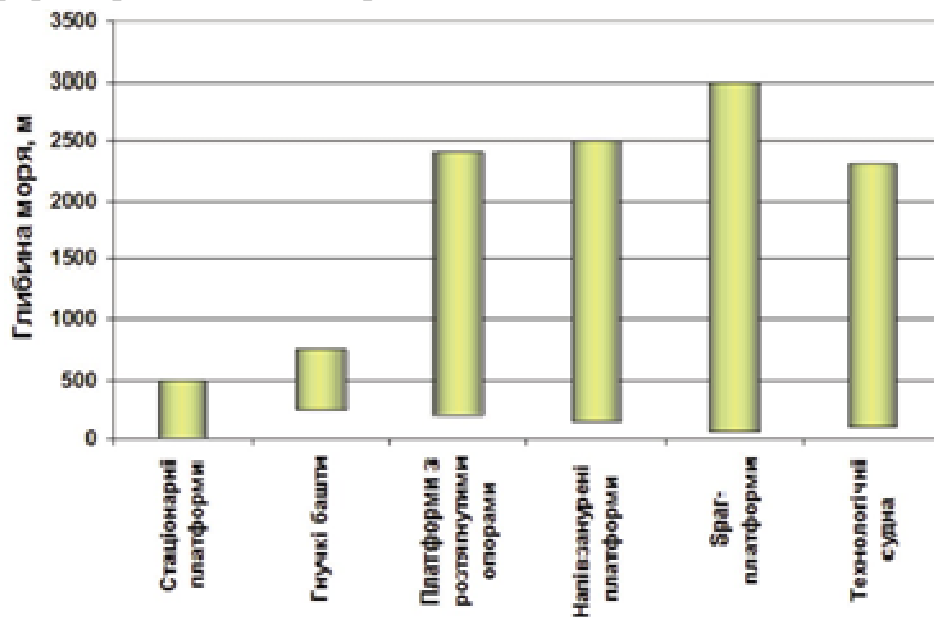


Рис. 8.7. Діапазон глибин моря для застосування технологічних платформ різних типів

9. Транспортування рідких нафто-, газопродуктів для умов морських родовищ

Єдиної універсальної схеми промислової підготовки та транспортування видобутої з морських родовищ продукції не існує. Всі схеми змінюються залежно від конкретних географічних умов, характеристик видобутої вуглеводневої продукції, транспортних можливостей. Для родовищ,

розташованих у районах із розвинутою транспортною інфраструктурою, на невеликій глибині моря, відносно недалекій відстані від берега, перевага віддається схемам із мінімально необхідною внутрішньо-промисловою підготовкою продукції з подальшим її транспортуванням на берег трубопровідним транспортом.

Необхідність виконання додаткових технологічних процесів для більш глибокої підготовки продукції зумовлена використанням танкерного флоту для подальшого її транспортування до споживача. Як правило це пов'язано, наприклад, із відсутністю в зоні берегової лінії необхідної інфраструктури та споживача, великою глибиною моря та віддаленістю свердловин від берега, наявністю природоохоронних зон. Визначення необхідності використання трубопровідного чи танкерного транспорту під час розробки морських родовищ нафти та газу проводиться на основі комплексних оцінок ризиків – технічних, технологічних, природо-кліматичних та економічних.

Глибока підготовка нафти і газу з виробництвом рідких продуктів здійснюється на морських технологічних платформах та спеціалізованих судах типу *FPSO*.

Внутрішньо-промислова підготовка нафти і газу до транспортування, залежно від відстані до берега, здійснюється на суші або на технологічній морській платформі. Підготовка нафти і газу включає такі основні операції:

- ◆ розділення нафти, газу та води;
- ◆ обезводнення, а інколи і обезсолення нафти;
- ◆ зберігання частини підготовленої нафти;
- ◆ відділення від газу широкої фракції легких вуглеводнів, а також зрідження пропан-бутанів, так званий *LPG*;
- ◆ підготовка пластової та морської води для закачування в пласт; компримування, підготовка та нагнітання газу в пласт.

Стабілізація нафти та конденсату здійснюється поступово в декілька ступенів, щоб умови дегазації рідкої фази були стійкими і газ дегазації (стабілізації, вивітрювання) не захоплював крапельну рідину. З метою створення різних тисків у системі стабілізації досить часто використовують установки окремо розміщених компресорних агрегатів для зниження робочих тисків та подальшого використання необхідного ступеня стискання газу. За необхідності газ вивітрювання використовується як паливний для потреб платформи.

Видобутий нафтовий газ у процесі підготовки осушується, цінні важкі компоненти відділяються, а сухий газ найчастіше повертається в поклади для

підтримання пластового тиску.

Продукція – нафта та *LPG* зберігаються в ємкостях (резервуарах) на платформі та періодично відвантажуються в нафтові танкери та танкери-газовози для перевезення зріджених газів (далі – танкери *LPG*) або в танкери-сховища (рис. 9.1).



Рис. 9.1. Завантаження танкера нафтою з використанням точкового причалу

На газових та газоконденсатних родовищах видобута продукція також проходить підготовку, як правило, двоступеневу сепарацію, що дає можливість відділити від газу конденсат та воду. Крім того, здійснюється його осушування на глибину вологи не менше ніж на 10-12°C нижче очікуваної самої низької температури трубопроводу. За відсутності трубопроводного транспорту природний газ скраплюється (*LNG*) для подальшого зберігання та транспортування танкерами-газовозами (далі – танкери *LNG*).

Одним із прикладів використання *FPSO* та танкерних систем транспортування нафти у зв'язку з відсутністю необхідної інфраструктури є проекти, що використовуються в акваторії західноафриканських країн. Наприклад, проект *Greater Plutonio* (Ангола).

Проект *Greater Plutonio* реалізується в межах ліцензійного блоку 18 в ангольській акваторії шельфу Атлантичного океану. Площа ліцензійного блоку становить 5 тис. км², глибина моря 500-1500 м, віддаль до берегової лінії в районі міст Амбріз та Нзето – 150-200 км. В межах блоку відкрито п'ять родовищ *Galio*, *Cromio*, *Paladio*, *Plutonio* та *Cobalto*. Родовища відкрито в

період 1999-2001 рр., введено у розробку у 2007 р., оператор *BP*. Загальні видобувні запаси понад 100 млн т нафти, загальні обсяги інвестицій для реалізації проекту – 1,0 млрд дол. США. Фонд свердловин становить 43 од., у тому числі 20 видобувних, 20 водо- і 3 газонагнітальних. Більш пізніше відкриття двох сусідніх родовищ *Cesio* і *Chimba* забезпечило приріст видобувних запасів приблизно на 40,0 млн т. Проект реалізується з використанням системи підводного облаштування родовищ та технологічного судна типу *FPSO*.

Технологічна платформа довжиною 310 м забезпечує підготовку 240 тис. барелів (33 тис. т) нафти на добу, зберігання 1,77 млн барелів (240 тис. т) нафти, підготовку та закачування – 400 млн ст. футів³ (11,5 млн. м³) газу на добу, підготовку та нагнітання 450 тис. барелів (54,0 тис. м³) води на добу. Відвантаження продукції здійснюється через 12 точкових наливних причалів з якірними системами кріплення типу *CALM*.

Із підводною системою збору *FPSO* з'єднана для отримання продукції з п'яти родовищ через єдиний райзер, довжиною 1258 м. Підводна система включає 150 км ліній та 9 блоків зв'язку, 6 блок-маніфольдів та 110 км трубопроводів.

Важливою особливістю експлуатації морських технологічних платформ та суден є забезпечення стабільного знаходження споруди у визначеній точці незважаючи на великі габарити, постійні підводні течії, хвилювання моря та вітри. У таких складних умовах використання стандартних наливних пристроїв із швартування великогабаритних танкерів є не тільки технічно складно, але й небезпечно з багатьох причин. Головною складністю є довготривале керування великогабаритними спорудами (суднами) на мінімальних віддальх одна від одної під час завантаження та велика вірогідність їх зіткнення. За час розвитку судноплавства та морських гідротехнічних споруд інтенсивно модифіковувались традиційні наливні засоби. Розроблено цілу низку нового устаткування безпричального типу, що створювалось для використання в різних погодних умовах та на різних глибинах моря.

Всі різновиди наливних засобів за найбільш типовими конструктивними рішеннями можна розділити на 11 видів, а саме:

- ◆ безпосередній налив нафти в танкери з плавучих платформ;
- ◆ турель – пристрій порівняно невеликого плавучого нафтохранища баштового типу, що забезпечує обертання в горизонтальній і вертикальній площинах *Single Buoy Storage (SBS)*;
- ◆ виносний точковий причал із ємкістю для зберігання нафти *Single*

Point Anchored Reservoir (SPAR);

- ◆ виносний точковий причал із анкерним кріпленням *Catenary Anchor Leg Mooring (CALM)*;
- ◆ виносний точковий причал із анкерним та ланцюговим кріпленням;
- ◆ виносний одноопорний причал із анкерним кріпленням *Single Anchor Leg Mooring (SALM)* і ємністю для зберігання *Single Anchor Leg Storage (SALS)*;
- ◆ шарнірно закріплена на дні колона для відвантаження нафти *Articulated Loading Column (ALC)*;
- ◆ стаціонарна башта для наливу нафти *Fixed Tower (FT)*;
- ◆ шарнірно закріплена башта з швартовим захопленням;
- ◆ моносвая для наливу нафти *Monopile (MP)*;
- ◆ шарнірно закріплена башта з ланцюговим кріпленням.

Танкер – нафтоналивне судно, буває як морське так і річкове і використовується для транспортування нафти і нафтопродуктів наливом. Корпус танкера поділено на ряд відсіків (танків), що заповнюються наливом. Об'єм одного відсіку 0,6-15 тис. м³.

До 1954 р. всі танкери мали дві надбудови, зокрема, відносно високу і коротку середню та більш низьку і довгу кормову. Надбудови з'єднувались одна з одною містками, що забезпечували зв'язок між частинами судна. У 1954 р. було збудовано шведський танкер «Оценаус» дедвейтом 24,5 тис. т, який вперше мав надбудову тільки на кормі.

Одночасно зі збільшенням вантажопідйомності нарощувалась довжина танкерів, що значно ускладнювало управління суднами. Надбудови постійно збільшували через недостатній огляд з рубки за курсом судна.

Розміри танкерів дуже швидко змінювались. На початок 50-х років минулого століття найбільше судно такого типу мало дедвейт 40-50 тис. т, а у кінці 50-х років цей параметр перевищував 100 тис. т.

Нафта завантажується за допомогою потужних насосів, що встановлені в портах або на видобувних платформах. Для розвантаження танкера використовують насоси продуктивністю декілька тисяч тон за годину. Танки з'єднані між собою системою трубопроводів, перепускних клапанів та запірної арматури.

Під час рейсу через значне охолодження нафти та збільшення її в'язкості здійснюється підігрів до необхідної температури. Для підігріву використовується водяний пар, що тече по трубопроводах системи обігріву, яка занурена в танки. У зв'язку з великою небезпекою утворення летких газів під

час перевезень опорожнених відсіків забезпечується ретельна їх дегазація. Танкери за своєю вантажопідйомністю поділяються на категорії залежно від дедвейту:

- ◆ *GP* – малотоннажні танкери (6-16,5 тис. т);
- ◆ *GP* – танкери загального призначення (16,5-25,0 тис. т);
- ◆ *MR* – середньотоннажні танкери (25-45,0 тис. т);
- ◆ *LR1 – oiler* – великотоннажні танкери 1 класу (45-80,0 тис. т);
- ◆ *LR2* – великотоннажні танкери 2 класу (80-160,0 тис. т);
- ◆ *VLCC* – великотоннажні танкери 3 класу (160-320 тис. т);
- ◆ *ULCC* – супертанкери (понад 320 тис. т);

Малотоннажні танкери використовуються для перевезень невеликих об'ємів нафти або нафтопродуктів на невеликі віддалі. Зокрема, від видобувної платформи до терміналів, що знаходяться в межах берегової інфраструктури або перевантажують нафту у великотоннажні та супертанкери для подальшого транспортування та/або зберігання. На багатьох родовищах нафти та газу в акваторіях світового океану досить часто видобуті нафта та газ вивозяться човниковими танкерами. Крім того, великотоннажні танкери використовуються як сховища. З них нафта відвантажується в човникові танкери для перевезення безпосередньо споживачам.

У зв'язку з прийняттям на початку 2000 р. законів у США та Європейському Союзі про заборону експлуатації однокорпусних танкерів більшість старих супертанкерів переведено в категорію нафтосховищ.

10. Екологічна безпека при виконанні морських робіт з видобутку нафти і газу

Освоєння морських родовищ нафти і газу та транспортування вуглеводнів є одними з найнебезпечніших видів людської діяльності. Збитки від аварій і катастроф надзвичайно великі. За статистикою на ліквідацію наслідків аварій на морських платформах, трубопроводах та танкерах витрачається 100-1200 млн дол. США.

Забезпечення безпеки під час освоєння морських родовищ нафти і газу безпосередньо залежить від рівня розвитку нормативно-правової бази та її відповідності регіональним особливостям континентального шельфу (природно-кліматичних, географічних, екологічних тощо). За останні роки в більшості країн вона істотно змінилася.

Спочатку переважав принцип формування нормативної бази, як

«адміністративно-командний». Уряди накладали певні обмеження та видавали приписи, яких компанії зобов'язані були дотримуватися. Ця практика призвела до появи величезної кількості правил і нормативів, що орієнтують на розвиток, так званої, виконавчої культури, але не культури безпеки.

Повноцінне здійснення організаційних рішень і практичних заходів при освоєнні та експлуатації нафтогазових родовищ і транспортування нафти та нафтопродуктів на морських акваторіях включає:

- ♦ координацію діяльності державних установ, органів державного контролю, спеціалізованих екологічних підрозділів компаній, що здійснюють видобування та транспортування вуглеводнів у морських акваторіях;

- ♦ мінімізацію ризиків виникнення аварійних ситуацій, за рахунок проведення повноцінних інженерно-вишукувальних робіт на передпроектних і проектних стадіях, розробки демпфуючих заходів; постійно діючий екологічний та технічний моніторинг;

- ♦ створення системи страхування, що забезпечує максимально повне відшкодування витрат на ліквідацію наслідків аварій та катастроф;

- ♦ реалізацію функцій державного контролю над безпекою всіх потенційно небезпечних об'єктів на морському шельфі нафтогазоносного регіону;

- ♦ забезпечення права доступу громадян та організацій на отримання об'єктивної та незалежної екологічної інформації.

На даний час у світі є кілька тисяч морських нафтогазопромислових інженерних споруд для буріння та експлуатації нафтових і газових свердловин. Досвід роботи показує, що під час освоєння родовищ часто виникають великі аварії, які призводять до людських жертв і травматизму, забруднень навколишнього середовища, значних капітальних витрат на їх ліквідацію та відшкодування нанесених збитків.

Одним з останніх трагічних прикладів є аварія, що сталася 20 квітня 2010 р. на напівзануреній нафтовій платформі для надглибоководного буріння «*Deepwater Horizon*». Платформа була побудована у 2001 р. південнокорейською суднобудівною компанією *Hyundai Heavy Industries*. Платформа знаходилась у центральній частині Мексиканської затоки на відстані 80 км від південно-східного узбережжя Луїзіани і за контрактом з *British petroleum (BP)* здійснювала буріння в районі *Mississippi Canyon Block 252*. Під час цементування свердловини стався вибух і розпочалася пожежа. Незважаючи на спробу загасити пожежу, платформа затонула через два дні на глибині 1500 м та відстані 400 м від свердловини. Райзер ліг на дно і в ньому

утворилося три пробоїни. На момент вибуху на борту знаходилось 126 чоловік. Із них 115 було врятовано, а 11 чоловік загинуло.

Наслідком аварії *Deepwater Horizon* стала наймасштабніша екологічна катастрофа. За різними оцінками на поверхню Мексиканської затоки щоденно витікала нафта в об'ємі до 15 тис.т. Незважаючи на зусилля рятувальників, які встановили загороджувальні бони на межах нафтової плями, за два тижні вона все ж досягла узбережжя Луїзіани.

У процесі проведення геологорозвідувальних робіт та розробки морських родовищ нафти і газу можливе забруднення навколишнього середовища. В море можуть попадати відходи буріння і видобутку, такі як шлам, бурові стічні води, окремі хімічні реагенти, продукти випробування свердловин тощо. Витікання нафти в море призводить до забруднення акваторії і наносить велику шкоду рибному господарству, пляжам тощо.

Всупереч поширеній думці, частка забруднень Світового океану нафтою і нафтопродуктами, яка пов'язана з видобутком їх на морських родовищах, становить лише близько 100 000 т/рік, або менше 1,5 % загального обсягу нафтових забруднень. Приблизно 75 % цієї кількості припадає на різні аварії, а решта попадає в море під час звичайної техніки проведення буріння і транспортування нафти.

Зі збільшенням видобутку нафти на морських родовищах імовірність аварій різко збільшується. Як ілюстрацію розмірів можливих розливів нафти в процесі проведення розвідувальних робіт можна навести один з найбільших в історії нафтових забруднень викид нафти і газу в 1979 р. у затоці Кампече, у 180 км від узбережжя Мексики. Викид стався під час розкриття нафтогазонасної формації, внаслідок чого загорівся газ і протягом кількох годин полум'я знищило всі верхні надбудови бурової установки. За час аварії дебіт свердловини становив 5900-6350 м³/добу і в море було вилито близько 496 тис. м³ нафти, втрачена кількість газу не піддається оцінці. Розлита нафта покрила 10 % площі Мексиканської затоки шаром до 15 см. Частину розлитої нафти вітром і течією віднесло до побережжя США, більш ніж за 600 км від місця аварії; на узбережжі штату Техас було 114 тис. м³ нафти.

У загальному комплексі заходів, необхідних для боротьби із забрудненням морської води, можна виділити два основних:

- розробка заходів для попередження забруднення морської води;
- розробка заходів для ліквідації забруднень.

У зарубіжній практиці широко застосовують систему збору всіх рідких відходів у резервуари для їх зберігання. З метою попередження забруднення

моря платформи і приестакадні майданчики для буріння свердловин оснащують: технічними засобами для збору і вивозу шламу (шламозбірники, підйомні крани і транспортні контейнери); геометричною системою прийому і видачі паливно-мастильних матеріалів і евакуації відпрацьованих масел; блоками прийому, збереження і видачі порошкоподібних хімічних реагентів і обважнювачу по замкнутій пневмосистемі; закритою циркуляційною системою промивальної рідини; системами збору, очистки та утилізації бурових стічних вод; системами збору та евакуації господарських і фекальних вод, повторного водопостачання тощо.

У разі вилливу нафти, її збір з поверхні моря проводиться окремими методами і технічними засобами або сумісним їх комплексом:

- за допомогою механічних засобів (суден-нафтозбірників);
- шляхом поглинання нафти сорбентами;
- виведенням нафтових плям хімічними і біологічними препаратами;
- спалюванням нафти та ін.

Усі ці методи мають свої недоліки і переваги, їх застосування визначається конкретними умовами.

Як свідчить світовий досвід розвитку нафтогазодобувної промисловості у морських акваторіях, загальні витрати на реалізацію природоохоронних заходів мають становити до 30 % сумарних капіталовкладень у розвідку та освоєння родовища.

Список використаних джерел

1. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко, Л.С. Леончак, В.В. Огар, В.М. Загнітко, О.В. Омельчук, В.В. Шунько, В.М. Гулій, Л.С. Лисиченко. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
2. Довідник з нафтогазової справи/ За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
3. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
4. Зарубін Ю.О. Розробка морських родовищ нафти і газу: Підручник / Зарубін Ю.О., Гунда М.В., Гришаненко В.П., Буренков В.В., Швидкий О.А.. – К.: ДП «Науканафтогаз» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», 2012. – 312 с.

5. Світлицький В.М. Геологічні основи та теорія пошуків і розвідки нафти і газу: Навч. посібник для ВНЗ/ В.М. Світлицький, О.Р. Стельмах, І.В. Світльцька. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2010. – 390 с.
6. Суярко В.Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів: Підручник / В.Г. Суярко. – Харків: Фоліо, 2015. – 296 с.
7. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія: навч. посібник / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
8. Гусейнов Ч.С. Обустройство морских нефтегазовых месторождений / Ч.С. Гусейнов, В.К. Иванец, Д.В. Иванец. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. – 608 с.
9. Вяхирев Р.И. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений / Р.И. Вяхирев, Б.А. Никитин, Д.А. Мирзоев. – М.: Издательство Академии горных наук, 1999. – 373 с.
10. <http://www.offshore-technology.com/projects/cantarell>.