

Національний технічний університет

«Дніпровська політехніка»

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

Конспект лекцій з дисципліни «Вступ до спеціальності»

Вступ

Початок видобутку вуглеводнів в акваторіях морів припадає на 40-ві 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 [1]. У більшості науково-технічної літератури за мілку воду (*shallow water*) приймаються глибини до 300 м [2, 3]. 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% [1]. 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 [1].

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 [4, 5].

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 [6]. 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 зафон- танувала перша нафтова свердловина з добовим дебітом 100 т [7].

Інтенсивність робіт з пошуку, розвідки та розробки нафтогазових родовищ в акваторіях світового океану добре характеризується розподілом бурового флоту. За даними *World Oil* [8] 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 [9]. Усього за період 2009-2013 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 [10].

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.

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) [11].

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.

Мексиканська затока

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 (рис. 1.2 [12]).

Рис. 1.2. Оглядова карта Мексиканської затоки, виключна економічна зона США

(за матеріалами U.S. Department of the Interior Minerals Management Service, New Orleans).

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 [13]. За даними останнього огляду [14] 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 (рис. 1.3) [15].

Рис. 1.3. Динаміка видобутку нафти і газу у Мексиканській затоці (США).

Розподіл мілководних родовищ за глибинами моря наведено на рис. 1.4 [16, 17], а за величиною запасів на рис. 1.5 [17].

Рис. 1.4. Розподіл родовищ з глибиною моря (до 300 м) у Мексиканській затоці (США).

Рис. 1.5. Розподіл родовищ з глибиною моря до 300 м за величиною запасів у Мексиканській затоці (США).

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 [2, 18]. 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 [15].

За останніми даними [19, 20] 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 ве деться видобуток нафти і газу, на чотирьох родовищах видобуток вуглеводнів призупинено з економічних міркувань. Розподіл родовищ за глибинами моря представлено на рис. 1.6 [16, 17], а за величиною запасів на рис. 1.7 [17]. 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 [21].

Рис. 1.6. Розподіл родовищ з глибиною моря більше 300 м у Мексиканській затоці (США).

Рис. 1.7. Розподіл родовищ з глибиною моря більше 300 м за величиною запасів у Мексиканській затоці (США).

Європейський шельф

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

Шельф Північного моря поділено між Норвегією, Нідерландами, Данією, Великою Британією і Німеччиною (рис. 1.8).

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 північносхідному 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 [22].

Рис. 1.8. Оглядова карта Європейського шельфу.

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 решта країн. У Норвезькому і Баренцовому морях видобувають нафту і газ тільки компанії Норвегії [23].

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 [3]. 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 [24] 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 південнозахідна 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.

У Російському секторі Баренцового моря відкрито унікальне Штокманське родовище з розвіданими запасами газу — 3,7 трлн м³, а також Прирозломне нафтове родовище з розвіданими видобувними запасами — 46,4 млн т. Вони знаходяться на стадії підготовки до промислового освоєння компанією ОАО «Газпром» [25].

Норвегія

Норвегія займає одинадцяте місце у світі із загального видобутку вуглеводнів і четверте з обсягів експорту нафти і газу. Перші відкриття на Норвезькому шельфі припадають на початок 1970 р.: *Ekofisk, Eldfisk, Frigg, Edda, Albuskjell*, промисловий видобуток розпочався з родовища *Ekofisk* у 1971 р. Максимальний видобуток вуглеводнів у Норвегії відмічено у 1995-2000 рр. з двома

локальними максимумами річного видобутку нафти (рис. 1.9). Другий максимум видобутку нафти отримано завдяки впровадженню заводнення на родовищі *Ekofisk*.

Рис. 1.9. Динаміка видобутку нафти газу і конденсату на Норвезькому шельфі.

Станом на 1 січня 2009 р. загальні видобувні запаси нафти Норвегії оцінювалися у 6,273 млрд м³, з яких 3,410 млрд м³ вже видобуті, 919 млн м³ залишкові, 333 млн м³ і 210 млн м³ запаси, що не введені у розробку відповідно на діючих і розвіданих родовищах, 145 млн м³ — це запаси, що у майбутньому будуть залучені в розробку за рахунок підвищення нафтовилучення та 1,26 млрд м³ — запаси у невідкритих родовищах. Загальні видобувні запаси газу Норвегії оцінюються у 6,193 трлн м³, з яких 1,33 трлн м³ вже видобуті, 2,22 трлн м³ залишкові, 181 млрд м³ і 512 млрд м³ запаси, що не введені у розробку відповідно на діючих і розвіданих родовищах, 77 млрд м³ — це запаси, що у майбутньому будуть залучені в розробку за рахунок підвищення газовилучення та 1,875 трлн м³ — запаси у невідкритих родовищах [26].

У Норвезькому секторі акваторії Баренцового, Норвезького і Північного морів на теперішній час розвідано 86 родовищ нафти і газу, з яких 64 знаходиться в розробці, 12 на стадії облаштування, 9 вже вироблено та 1 родовище *Murchison* розділено границею норвезького і британського секторів та знаходиться у спільній розробці з Великою Британією [27].

Найбільшими нафтовими родовищами Норвегії є родовища *Statford* і *Ekofisk* із видобувними запасами відповідно 565 і 529 млн т, а серед газових — гігантське родовище *Troll* із запасами у 1,3 трлн м³ газу та 1,6 млн м³ конденсату [28]. Отже, родовища Норвегії, що знаходяться в розробці великі, тільки 3 родовища мають видобувні запаси менше 1 млн т умовного палива (у. п.), а 13 родовищ мають запаси, що перевищують 100 млн т у.п. (рис. 1.10). Рис. 1.10. Розподіл родовищ на Норвезькому шельфі за запасами.

Більшість родовищ, що розробляються, розташовані в акваторіях з глибиною моря до 300 м (рис. 1.11). Тільки 22 родовища з глибиною моря більше 300 м відносяться, за прийнятою на теперішній час класифікацією, до глибоководних. Найбільшу глибину моря 1100 м зазначено на великому газовому родовищі *Ormen Lange* із запасами газу понад 390 млрд м³, що розробляється з повним підводним облаштуванням.

Великобританія

Практично весь видобуток природного газу та 97% видобутку нафти Великобританії проводиться на шельфі Північного моря приблизно із 170 родовищ нафти і 120 газу [29]. Видобутку нафти на шельфі Великобританії, як і у Норвегії розпочався у 70-і роки ХХ століття. Динаміка видобутку нафти також має два локальних максимуми: один у 1984-1985 рр. і другий — у 1999 р. (рис. 1.12) [30]. Поява другого максимуму пояснюється введенням (рис. 1.13) [30] у розробку групи нових родовищ, а саме, у 1993-1994 рр. декількох крупних родовищ із сумарними видобувними запасами більше 370 млн т нафти, таких як *Miller*, *Scott*, *Nelson*

Рис. 1.11. Розподіл родовищ на Норвезькому шельфі за глибиною моря.

Рис. 1.12. Динаміка видобутку нафти і газу у Великобританії.

За останньою переоцінкою запасів вуглеводнів Великобританії станом на 01 січня 2004 р., запаси нафти родовищ, що знаходяться у розробці, оцінюються у 3,383 млрд т доказаних і 2,227 млрд т можливих, із яких вже 2,910 млрд т видобуто. Запаси газу у родовищах, що знаходяться у розробці, оцінюються у 2,418 трлн м³ доказаних і 0,315 трлн м³ можливих, із яких вже 1,828 трлн м³ видобуто. За верхньою оцінкою не відкритими залишаються запаси нафти 1,826 млрд т, газу 1,259 трлн м³, за середньою — 1,826 млрд т нафти і 492 млрд м³ газу, за нижньою — 323 млн т нафти і 279 млрд м³ газу [31].

Більшість родовищ на шельфі Великобританії відкрито в мілководній зоні (рис. 1.14), тільки 2 родовища експлуатуються з глибиною моря понад 300 м: *Foinaven* — 480 м і *Schiehallion* — 425 м, тому розробка на родовищах здебільшого ведеться із стаціонарних платформ, переважно зі сталевими основами.

Родовища на шельфі Великобританії за розмірами помітно менші від норвезьких. Найбільшим нафтовим родовищем у британському секторі є родовище *Forties* з початковими видобувними запасами 347 млн т нафти, друге за розмірами — родовище *Brent* із початковими видобувними запасами 263 млн т. Тільки 5 родовищ мають видобувні запаси нафти більше 100 млн т (рис. 1.15 *Рис. 1.14. Розподіл родовищ із глибиною моря у Британському секторі Північного моря.*

Рис. 1.15. Розподіл родовищ за величиною запасів у Британському секторі Північного моря.

[32]): *Magnus* — 121,1 млн т; *Beryl* — 128,4 млн т; *Ninian* — 158,89 млн т; *Brent* — 263,16

млн т; *Forties* — 347,2 млн т. Найбільше газове родовище *Leman* з двома ділянками, що розробляються різними операторами й облік здійснюється як на двох різних родовищах, із запасами 185 млрд м³ і 174 млрд м³.

Данія

У датському секторі Північного моря розробляється 19 родовищ. Сумарні початкові видобувні запаси цих родовищ оцінено у 529 млн м³ нафти і 531 млрд м³ газу, із яких до 2009 р. вже видобуто 315 млн м³ нафти і 331 млрд м³ газу відповідно [33]. Загальну характеристику родовищ наведено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1

Загальні відомості про родовища Данії

Глибина моря у датському секторі не перевищує 65 м, тому родовища розробляються зі стаціонарних платформ. Починаючи з 1990 р. під час розробки

Рис. 1.16. Динаміка видобутку нафти і газу у Данії.

родовищ широко використовуються горизонтальні видобувні та нагнітальні свердловини, тому дреновані запаси, що припадають на одну свердловину у середньому становлять 2,6 млн т умовного палива. Родовище *Halfdan* розробляється тільки 4 свердловинами з довжиною горизонтальної частини від 500 м до 2000 м, на кожну з яких припадає більше 8 млрд м³ газу. Родовище, іще не досягло піку видобутку, у середньому щорічно свердловинами видобувається більше 770 млн м³ газу. Пік видобутку в Данії припадав на 2000-2005 рр., це приблизно 20 млн м³ нафти і 10 млрд м³ газу на рік (рис. 1.16) [34].

Найбільше датське родовище *Dan* із видобувними запасами у 98 млн т нафти і 24 млрд м³ газу. Пік видобутку на цьому родовищі припадає на 2001 рік (5,9 млн т нафти, що становить більше 85 тис. т у рік на одну свердловину). На цей час родовище вироблено більше як на 80% і вступило у період спадаючого видобутку [35].

Лекція 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 видобутку 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 [36]. 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 пошуковорозвідувальними 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) [36], що досягається за рахунок швидких темпів промислового освоєння родовищ та високих рівнів видобутку вуглеводнів.

За таких умов більшість провідних НГК світу приділяють велике значення освоєнню морських родовищ, оскільки: по перше, собівартість продукції порівняно невелика; по друге, не потрібно здійснювати спорудження капіталомісткої інфраструктури для транспортування, зберігання видобутих вуглеводнів (транспортування нафтогазопродуктів здійснюється морським транспортом із морських нафтогазовидобувних об'єктів (МНГО)) і по третє, МНГО мають відносну безпеку та низьку загрозу терористичних актів [36, 37, 38, 39].

Принципи пошуку і розвідки морських родовищ нафти і газу

Кожна НГК у глобальній стратегії в галузі пошуків і розвідки вуглеводнів у морських акваторіях для себе визначає основні принципи [38, 40, 41]:

- ◆ головна увага приділяється перспективним структурам з потенційно великими об'ємами вуглеводневих ресурсів («гігантські» та «крупні» об'єкти);
- ◆ швидке введення в промислове освоєння нових запасів;
- ◆ постійне оновлення об'єктів пошуку вуглеводнів;
- ◆ пошук і розвідка «приграничних» перспективних структур.

Комплексний підхід до зниження ризиків пошуково-розвідувальних робіт розпочинається на рівні регіональних робіт із вивчення геологічного басейну і нафтогазових комплексів.

На різних етапах геологічного вивчення перспектив нафтогазоносності використовуються відповідні технології. Спочатку розглядаються геологічні басейни, потім здійснюється аналіз нафтогазоносних комплексів у межах басейнів. Під час детальної оцінки вірогідних пасток вуглеводнів і перспективних структур, з метою зниження ризиків під час пошуків і розвідки, використовується великий набір програмного забезпечення для роботи з геологічними, сейсмічними та геолого-геофізичними даними різної складності та великої інформаційної місткості.

Зниження геологічних факторів ризику під час пошукових та геологорозвідувальних робіт досягається, в основному, за рахунок впровадження науковотехнічних новацій та розробок, що безпосередньо пов'язані з виробничими завданнями у конкретних геологічних умовах. Порівняно недорогі розробки, зокрема програмне забезпечення, геофізичні прилади з високою роздільною здатністю та точністю, забезпечують формування стратегії та програми виконання більш дорогих робіт — геофізичних досліджень (сейсморозвідки, гравімагніторозвідки, свердловинної геофізики), пошукового буріння. У такому випадку досягаються високі коефіцієнти результативності пошуково-розвідувальних робіт та правильний вибір технологій та обладнання для подальших робіт.

Реалізація морських проектів, у переважній більшості, здійснюється декількома партнерами із залученням великої кількості сервісних компаній, що потребує чіткого узгодження дій. Усі проекти пошуково-розвідувальних робіт відбуваються на основі багатоступеневого процесу. Цей процес включає декілька рівнів розвитку проекту (рис. 2.1), а саме:

I рівень — виявлення та оцінка: включає розроблення проекту з визначенням можливостей та ризиків для компанії (розробка декількох моделей, варіанти виконання робіт, дослідження технічних та технологічних можливостей реалізації проекту, оцінка ризиків та визначення його стійкості);

II рівень — вибір геологічної моделі: вибір найбільш вірогідної моделі (деталізація проекту, визначення технологічних, технічних та економічних параметрів проекту, оцінка геолого-економічних ризиків);

III рівень — визначення: доопрацювання обраної моделі (критичний аналіз та експертування розробленого проекту на перспективну структуру, перевірка відповідності виявленого об'єкта прийнятій стратегії компанії);

IV рівень — реалізація: остаточне визначення об'єкта, проведення комплексу робіт та отримання результатів;

V рівень — аналіз: за результатами отриманих геологічних, сейсмічних, геологогеофізичних даних та даних буріння підводяться підсумки та визначаються вихідні дані і рекомендації для детального проектування.

Під час реалізації багатоступеневого процесу здійснюється планування робіт із залученням досвіду експертів, порівняння обсягів та видів

Рис. 2.1. Концептуальна схема процесу пошуково-розвідувальних робіт.

відповідних робіт згідно з проектом, критичний розгляд і затвердження оцінки ресурсів, аналіз і подальше вивчення відкритих запасів і ресурсів.

За результатами виконання технічної роботи у рамках кожного етапу проводяться практичні семінари на основі інформації, що надана експертами, та приймаються відповідні управлінські рішення. Кожна компанія, учасник проекту, отримує інформацію щодо ризиків пошуку оцінених ресурсів і розподілу капітальних витрат на однакових умовах, незалежно від дольової участі у ньому. Одним із важливих етапів є прийняття рішення щодо закладання та буріння пошукової свердловини, де здійснюється оцінка прибутковості у різних діапазонах цін під час реалізації багатьох варіантів розвитку проекту. Крім того, до прийняття рішення про буріння пошукової свердловини і виділення коштів, проводиться оцінка технічних ризиків і небезпек під час промислового освоєння відкритого родовища. За умов виявлення нових ресурсів першочерговою задачею є забезпечення їх найшвидшого промислового освоєння.

Багатьма компаніями під час пошуковорозвідувальних робіт використовуються принципи, що забезпечують найбільш повне вивчення та розуміння геологічного басейну і нафтогазових комплексів, наприклад пірамідална схема геологорозвідувальних робіт (рис. 2.2). Такий підхід забезпечує технічну стійкість і дає можливість швидко і більш впевнено приймати управлінські та технологічні рішення. Під час застосування цієї схеми головна увага на початковому етапі приділяється «основі», а саме, визначенню і опису регіональної будови району робіт, стратиграфії і тектоніки басейну, створенню просторових зональних, структурних геолого-геофізичних моделей, проведенню палеотектонічних досліджень. Це дає змогу створити концепцію про басейн, визначити перспективні нафтогазоносні системи, сформулювати уявлення про наявність окремих елементів – пасток, покришок, нафтогазоносності та хронології відкладів.

Рис. 2.2. Принципова схема проведення геологорозвідувальних робіт.

Уява про нафтогазоносні системи слугує основою для другого етапу, під час якого вивчаються особливості нафтогазоносних комплексів. На основі кількісного аналізу визначаються різні аспекти системи у кожному з виділених комплексів. Застосовуються засоби для картування та визначаються загальні ризики на виділених зонах вірогідного накопичення вуглеводнів кожного з комплексів. Після картування та кількісного аналізу нафтогазоносних комплексів знову проводиться більш детальний геологічний та геофізичний аналіз з метою визначення перспективних структур у кожному комплексі для уточнення та деталізації створених просторових геолого-геофізичних моделей до рівня прогнозного продуктивного горизонту.

У кінцевому результаті створюються постійнодіючі моделі на перспективні структури, ранжуються за кількісною оцінкою прогнозні ресурси вуглеводнів, визначаються геологічні і техніко-економічні ризики, що складають єдиний портфель перспективних структур.

На етапі вивчення перспективних структур виконуються пошукові та геологорозвідувальні роботи на найбільш перспективних об'єктах з найбільшими прогнозними ресурсами та найнижчими ризиками, у першу чергу геологічними, а також із техніко-технологічною можливістю реалізації проекту у найкоротший час.

Сучасні технічні і технологічні рішення для розвідування морських родовищ нафти і газу

Розвиток нафтогазової промисловості, зокрема, морського сектора, вимагає інтенсивного розвитку науки та техніки. Передусім багатомільярдні проекти потребують високої достовірності та точності під час проектування та ведення пошуковорозвідувальних робіт на морі з метою уникнення високих геологічних і фінансових ризиків.

На теперішній час у галузях геології та геофізики використовується значна кількість методів, обладнання та технологій для вивчення геологічного розрізу, прогнозування нафтогазоносності, виявлення перспективних структур [42].

Одним із найбільш розповсюджених сьогодні є метод трьохвимірної сейсмозв'язки (3D), що дає можливість з високою точністю визначати сейсмогеологічні характеристики розрізу, виявляти локальні структури, прогнозувати фільтраційноємнісні характеристики та нафтогазоносність на основі даних про параметри хвильового поля.

Оцінка достовірності отриманих геолого-геофізичних даних здійснюється на кожному етапі створення геолого-технологічної моделі перспективного об'єкта (родовища), з визначенням геологічних ризиків та точності сейсмічних параметрів та атрибутів, застосовуючи методи інтегрованої інтерпретації та геологічного аналізу. Точність створеної геологічної моделі об'єкта оцінюється за умов відсутності даних пошукового буріння, тому для її підтвердження використовуються отримані фактичні дані. Необхідно зазначити, що на даний час загально прийнятої методики оцінки достовірності інтегрованої інтерпретації не існує.

На практиці визначення точності та надійності геологічного моделювання здійснюється шляхом проведення багатоваріантного моделювання з використанням одних і тих же даних, а також порівняння з фактичними даними за схожими (аналогічними) об'єктами, де пробурені пошукові свердловини [43].

На морі широко застосовуються різні модифікації електророзвідки, магніторозвідки, гравірозвідки, методи аерокосмічних, геохімічних та інших досліджень, через відсутність ускладнюючих факторів, що наявні на суші (інфраструктура, русла рік, озера, болота, заповідники тощо).

Однією із новітніх технологій у геологорозвідці є метод електромагніторозвідки з керованим джерелом електромагнітних коливань (CSEM), або каротаж морського дна (принципова схема представлена на рис. 2.3 [40], зовнішній вигляд приймача електромагнітних коливань — на рис. 2.4 [44]). Суть технології полягає у створенні рухомим джерелом електромагнітних коливань дуже низької частоти на невеликій віддалі від морського дна, і реєстрація відбитих коливань за допомогою датчиків, що розміщені на морському дні.

Сигнал викривлюється на погано провідних об'єктах геологічного середовища, що проявляються як аномалії, які відрізняються від фонового значення. Погано провідними об'єктами з вираженими аномаліями, можуть бути поклади нафти і газу.

Рис. 2.3. Принципова схема методу CSEM.

Рис. 2.4. Загальний вигляд приймача електромагнітних коливань.

Результати, що отримані нафтогазовими компаніями підтверджують високу ефективність цього методу. Крім того, поєднання (комплексування) декількох методів кратно підвищує достовірність отриманих результатів.

Необхідно зазначити, що дані сейсмозв'язки можуть мати прямі вказівки на наявність вуглеводнів, але не рідко отриманої інформації замало для визначення промислової цінності об'єкта. У таких випадках інформація щодо виявлення вуглеводневих аномалій є додатковим ключем для розв'язання задач, що зводяться до максимального отримання інформації щодо нафтогазоносності площі та мінімізації геологічних ризиків під час пошуково-розвідувальних робіт.

Однією із перших застосування цієї технології розпочала компанія *Shell*. Досить часто компанія для зниження геологічних ризиків застосовує комплексування результатів різних методів для підвищення достовірності прогнозування розрізів, перспективних об'єктів та продуктивних горизонтів, вірогідності оцінки запасів і ресурсів. Зокрема, завдяки застосуванню методу CSEM у

глибоководній частині шельфу Нігерії компанія *Shell* відкрила два крупних об'єкта.

У Бразилії під час геологічного вивчення перспективних об'єктів не було виявлено аномалії, що значно підвищувало ризики геологорозвідувальних робіт. За результатами комплексної оцінки нафтогазоносності об'єкта на основі додаткових досліджень, було прийнято рішення щодо зупинення розвідки та відмова від ліцензії. Адже, значні витрати на реалізацію проекту супроводжувалися великими ризиками щодо підтвердження нафтогазоносності перспективних горизонтів у виявлених об'єктах.

Іншим прикладом ефективності методу *CSEM* є дослідження глибоководної ділянки у Малайзії (Південно-східна Азія). Під час розвідки перспективної структури, поклади газу, що залягали порівняно неглибоко, спотворювали хвильові зображення та не давали достатньої інформації щодо глибокозалягаючих горизонтів. Пробурена пошукова свердловина «А» виявила залишкове насичення вуглеводнями перспективних горизонтів нижньої частини розрізу. Застосування методу *CSEM* підтвердило наявність аномалії (рис. 2.5-2.8) [44, 45]. Буріння другої пошукової свердловини «В», без цієї інформації було дуже ризиковим кроком. Але на основі комплексного підходу у межах перспективного блоку за результатами буріння свердловини «В» відкрито промислові запаси вуглеводнів у двох стратиграфічних комплексах пізнього плейстоцену та середнього міоцену.

Рис. 2.5. Сейсмогеологічний профіль глибоководного блоку, Малайзія.

Рис. 2.6. Схема розміщення профілів 3D CSEM у межах блоку.

Рис. 2.7. Фрагмент інтерпретації даних 3D CSEM, Малайзія.

Рис. 2.8. Резистивиметрична 3D модель, Малайзія [45].

За останнє десятиліття досить широко використовуються новітні технології аерокосмічних зондувань з використанням високочутливої спектrometerії. За допомогою таких методів здійснюється картування геологічної будови сухопутних ділянок, а також виявляються виходи та/або просочування природних вуглеводнів на шельфі. Крім того, ці зйомки дають змогу досягнути та краще зрозуміти формування сучасних осадових басейнів. Ще одним із напрямів досліджень та їх застосування під час пошуків і розвідки нафтогазових родовищ є радіолокаційна зйомка із застосуванням мультиплексорної поляризації і тепловізорна зйомка.

Розвиток технологій та обладнання дав можливість покращити використання традиційних методів та отримати набагато кращі результати. Гравітаційні градієнти можуть вимірюватись під час аерозйомки у поєднанні з магніторозвідкою високої чутливості, що дає змогу визначити розміри осадових басейнів і деталізувати наявні структури.

Комплексне застосування таких методів є важливим джерелом інформації на початкових етапах геологічного вивчення нових ділянок шельфу.

Під чотирирівніми (4D) сейсмічними дослідженнями (моніторинг) розуміють результати 3D сейсмічних досліджень, що періодично проводяться на діючих родовищах. Об'єкт досліджень — структура відбивних горизонтів, що може змінюватись внаслідок відбору пластової рідини, нагнітання води в пласт, гідророзриву пласта (ГРП), тощо.

Техногенні зміни динамічного і гідростатичного тиску в просторі під час вироблення вуглеводнів активізують геодинамічні процеси. Активізація цих процесів пов'язана з характеристиками пластових систем та інтенсивністю природних режимів роботи покладів та/або створенням штучних аномалій за рахунок закачування різних агентів, зокрема, води та газу в продуктивні пласти. Змінювання порового тиску за рахунок активізації фільтрації флюїдів до видобувних свердловин викликають сейсмічність.

Геодинамічні процеси підсилюються за рахунок нагнітання газу або води в пласт, стимулюючи зростання порового тиску рідини у фронті її руху до видобувних свердловин і викликають додаткову мікросейсмічність. Зміна місцеположення і механізму цих подій у часі та просторі дає об'ємну картину руху фронту флюїду в породах у реальному часі. Фактор часу відіграє суттєву роль у зміні фізичних властивостей пластів. На основі інформації про розподіл цих зон можуть бути краще зрозумілі проблеми ущільнення поклади і розподілу каналів фільтрації флюїдів.

Застосування моніторингу 4D дає змогу здійснити прогноз нафтогазоносності та оцінити розвідані запаси з кращою достовірністю, а також покращити управління процесом розробки та забезпечує можливість оперативного корегування розвідувального і експлуатаційного буріння за допомогою сейсмічної локалізації вибою свердловини в нафтогазонасичені зони.

Велика увага приділяється обробці, інтерпретації та візуалізації отриманої інформації під час досліджень. На перше місце вийшли програмні технології математичної обробки та моделювання різних фізичних процесів.

Особливу роль відіграють програмні модулі з обробки, інтерпретації даних сейсморозвідки. Обсяги інформації, що отримані за результатами сейсморозвідки, вимірюються терабайтами і потребують довготривалих операцій з підготовки, комплексування даних з обробки та інтерпретації.

Багато відомих компаній розробляють програмне забезпечення з обробки та інтерпретації масивів даних сейсморозвідки, свердловинної геофізики, що залишаються основними джерелами інформації для побудови геолого-геофізичних, геологічних моделей родовищ та перспективних площ.

Особливу роль відведено програмним комплексам, що пов'язані із візуалізацією отриманих результатів. Інтенсивно розвиваються технології, що відносяться до просторового відтворення результатів моделювання геологічних, гідродинамічних процесів формування та розвитку нафтогазоносних басейнів. Адаптація покращення уяви та сприйняття інформації сприяє більш глибокому розумінню природних та технологічних процесів, що реалізуються під час пошуків, розвідки і розробки родовищ нафти і газу.

На теперішній час широко використовуються кімнати віртуальної реальності (рис. 2.9) [40], де спеціалісти мають змогу досліджувати та приймати

Рис. 2.9. Кімната віртуальної реальності в навчальному центрі компанії Shell.

високоточні інженерні рішення на основі просторових імітацій геологічних та гідродинамічних моделей окремих покладів, родовищ, геологічних зон.

За допомогою новітніх інформаційних технологій у режимі реального часу здійснюється моніторинг та супервізія практично кожного процесу, що дає змогу підвищити якість отримуваної інформації, мінімізувати можливі неполадки обладнання та особливо чітко контролювати технологічні процеси, а також забезпечити максимальну технологічну та економічну ефективність проектних рішень.

Досвід пошуків і розвідки морських родовищ нафти і газу

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. за даними [46] 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 мілководній 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 *Campes*) 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.

Трактування 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.

Наприклад, за даними [47] 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 період з 1979 р. по 1984 р. відбувалися головні відкриття та були прирости запасів і ресурсів вуглеводнів у Норвегії (рис. 2.10)

Рис. 2.10. Динаміка приросту запасів і ресурсів вуглеводнів, відкриття (основних) родовищ та буріння пошукових свердловин у норвезькому секторі континентального шельфу.

Рис. 2.11. Динаміка буріння пошукових свердловин та їх успішність у норвезькому секторі континентального шельфу

[47]. 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%. Динаміку буріння пошукових свердловин та їх успішність наведено на рис. 2.11 [47].

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 (рис. 2.12 та 2.13) [47]

Рис. 2.12. Динаміка витрат (за видами) на геологорозвідувальні роботи та обсягів

пошуково-розвідувального буріння в норвезькому секторі континентального шельфу (1985-2008 рр.).

Рис. 2.13. Динаміка середньорічних приростів запасів і ресурсів у залежності від успішності пошукового буріння в норвезькому секторі континентального шельфу (1969-2008 рр.).

Необхідно зазначити, що загальні витрати на геологорозвідувальні роботи за 2007-2008 рр. зросли до максимальних величин (40-55 млрд NOK (NOK — норвезька крона дорівнює 1,431 грн. за курсом НБУ [48] 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

Рис. 2.14. Динаміка та структура приростів запасів і ресурсів вуглеводнів у норвезькому секторі континентального шельфу (1969-2008 рр.).

останнє десятиліття здійснено приріст найменших середньорічних обсягів запасів і ресурсів вуглеводнів за всю історію норвезького нафтогазовидобутку (рис. 2.14). Розподіл обсягів приросту запасів і ресурсів на нових об'єктах свідчить про відкриття, в основному, середніх, малих та дрібних нових родовищ. Динаміку середньорічних приростів видобувних запасів та річних обсягів видобутку наведено на рис. 2.15 [47]. 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.

Принципова схема проведення геологорозвідувальних робіт, в основному, не відрізняється (рис. 2.1), а тільки модифікується під конкретні умови регіону, де здійснюються пошукові роботи, з метою досягнення максимальної інформативної ємкості про його геологічну будову та перспективи нафтогазоносності, а також технічні можливості їх освоєння.

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 додатками до них.

Одним із прикладів реалізації пірамідальної схеми геологорозвідувальних робіт є відкриття крупного нафтового родовища Бонга (*Bonga*) у 1996 р. у

Рис. 2.15. Динаміка приростів запасів і ресурсів вуглеводнів та річних рівнів видобутку на норвезькому секторі континентального шельфу (1969 — 2008 рр.)

глибоководній частині Нігерійського шельфу (глибина води 1000-1300 м) [49, 50]. 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) [50]. 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 сейсмозвідка (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 підосви товщі до 4200 м. У межах блоку було виділено біля 10 перспективних структур із різними глибинами залягання та розмірами, найбільшими 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 [41].

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*, введення в розробку заплановано на 2014 рік із залученням *FPSO* з проекту *Bonga* після його закінчення [50].

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 переробку усієї наявної інформації в інтегрованому циклі обробки та науково-технічних досліджень [51]. За результатами комплексних досліджень деталізовано геологічну та гідродинамічну модель родовища, а також виявлено 19 продуктивних пластів із літологічною мінливістю по площі та розрізу [51]. 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.

Лекція 3

БУРІННЯ МОРСЬКИХ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Типи свердловин

Розподіл свердловин за типами, проводиться для впорядкування процесів планування, проектування, фінансування та оцінки результатів їх спорудження. Свердловини класифікуються за характерними ознаками, такими як цільове призначення, глибина, профіль, розташування (суша, море), віддаль гирла до інших свердловин, експлуатаційно-економічні умови, діаметр експлуатаційної колони тощо. Найбільш нормативно обґрунтованою та сталою є класифікація свердловин за цільовим призначенням. У Російській Федерації така класифікація визначена наказом Міністерства природних ресурсів [108] згідно з якою усі свердловини поділяються на 8 категорій: опорні, параметричні, оціночні, структурні, пошукові, розвідувальні, експлуатаційні, спеціальні. У таблиці (табл. 5.1) наведено деталі такої класифікації. У Сполучених Штатах

Америку діє класифікація AAPG (Американська Асоціація Нафтових Геологів) [109]. Згідно з цією класифікацією всі нафтогазові свердловини розподіляються на пошукові (*wildcat wells*), розвідувальні (*exploratory wells*) та експлуатаційні (*development wells*). Вищенаведені класифікації стосуються свердловин як на суші, так і на морі.

У практиці спорудження свердловин застосовуються й інші класифікації. Вони здебільшого мають умовний характер і можуть змінюватися з розвитком технології буріння. Наприклад, за глибиною морського дна свердловини розподіляються на мілководні — глибина моря до 500 м, глибоководні — глибина моря від 500 м до 2000 м і надглибоководні — глибина моря більше 2000. Ця класифікація нормативно не закріплена, хоча все частіше висловлюються думки про необхідність її юридичного визначення з метою оподаткування. Світовий рекорд глибини моря, де велось буріння заявлено у 2011 р. компанією *Transocean*, яка пробурила свердловину в Мексиканській затоці на глибині моря 3107 м.

Конструкції свердловин

Конструкції свердловин на морі, як і на суші, визначаються їх цільовим призначенням та геологотехнічними умовами спорудження. З цієї точки зору буріння на морі має такі особливості:

- ◆ необхідність забезпечення замкнутого циклу циркуляції промивальної рідини та вносу вибуреної породи в умовах морської товщі;
- ◆ підводне розміщення (у більшості випадків) гирла свердловини і його обладнання;
- ◆ геологічний розріз, як правило, складається з більш молодих гірських порід, у яких градієнти порового тиску і гідророзриву мають невелику різницю;
- ◆ підвищена вірогідність проявів газу на малих глибинах;
- ◆ тривалі простой, пов'язані з відмовою обладнання. Наприклад, відмова підводного противикидного обладнання призводить до необхідності його демонтажу і підйому на поверхню. Ця операція буде тривати мінімум 3 доби з відповідними (значними) витратами коштів на оренду установки;
- ◆ жорсткі вимоги до охорони довкілля.

Конструкція верхньої частини свердловини

Конструкція верхньої частини свердловини визначається типом платформи із якої ведеться буріння, глибиною води, місцем розташування противикидного обладнання. Стаціонарні платформи з опорою на дно дають можливість застосовувати конструкцію, що практично не відрізняється від конструкції свердловин на суші. У цьому випадку на платформі роблять спеціальні отвори (слоти) для кожної свердловини. Через слот в море спускається обсадна труба (кондуктор), що забивається або замивається в дно моря. У разі необхідності трубу нахиляють у заданому напрямку. Далі буріння проводиться у такому ж порядку, як і на суші. У цьому випадку платформа відіграє роль поверхні суші.

У разі буріння свердловини з тимчасової платформи, або постійної платформи, що переміщається під впливом хвиль, застосовуються конструкції свердловин з підводним розташуванням гирла. Під гирлом свердловини розуміється колонна головка з підвішеними в ній обсадними трубами. На дні моря встановлюється та цементується плита із слотами, по одному на кожен свердловину, а бурова і гирло свердловини пов'язуються райзерами. Райзер — це стальна труба великого діаметра, що використовується як направляюча для бурильних труб і як канал для циркуляції бурового розчину та винесення розбуреної породи на поверхню. До райзера кріпляться викидні лінії підводних превенторів та інші комунікації. Для забезпечення прямолінійності райзера його натягують спеціальними натяжними пристроями або кріплять до його корпусу підводні плавучі буї. Конструкція райзера має забезпечити його цілісність і герметичність під дією власної ваги, морської течії та корозії, так як термін його служби досить тривалий. Райзер весь час коливається разом з платформою, тому його нижній кінець з'єднується з превенторною або дивертерною установкою кульовою п'ятою або іншим гнучким з'єднанням, що герметизується вузлом ущільнення. Така конструкція (підводні превентори + райзер низького тиску) набула широкого розповсюдження і стала «звичайною». На рис. 5.1 показано схему описаної вище системи з підводним розташуванням превенторів.

Рис. 5.1. Схема конструкції верхньої частини свердловини з підводним противикидним обладнанням.

Із збільшенням глибин моря на яких ведеться буріння, виникають проблеми, пов'язані з райзером низького тиску. Зростала вага райзера і разом з нею зусилля його розтяжки і, як наслідок, навантаження на платформу; під впливом морської течії, хвиль і ураганів райзер зазнавав більших навантажень і підвищувалась небезпека зминання або розриву його труб; збільшувалась кількість бурового розчину в райзері і небезпека забруднення довкілля. Багато технічних засобів запроваджено щоб зменшити його вагу, підняти надійність з'єднань. Але проблема залишилася, і, в останні роки все більшого поширення набуває конструкція свердловин з верхнім розташуванням превенторів [110].

Таке розташування превенторної установки дало можливість змінити діаметр високонапірного райзера на менший. Система здатна витримувати тиск, який може виникнути у випадку проявлень або фонтанування. Зникла необхідність чималих витрат часу на спуск труб великого діаметра і монтаж комплексу підводних превенторів. Знизилася довжина викидних ліній превенторів. Значною перевагою високонапірного райзера є те, що він як райзер використовується тільки для однієї свердловини, а в наступну свердловину він спускається нижче морського дна, як проміжна колона. На рис. 5.2 показано варіанти надводного, підводного і комбінованого монтажу превенторів.

Рис. 5.2. Свердловини з надводним, підводним і змішаним розташуванням противикидного обладнання.

У комбінованому варіанті основне обладнання монтується на високонапірному райзері на поверхні, а під водою встановлено для більшої надійності постійно відкритий плашковий превентор. Надводний монтаж превенторів має і недоліки, а саме: зменшення кількості обсадних труб, щомможуть бути спущені після встановлення бурового райзера, зменшення операційного простору, а також значні первинні витрати на придбання обладнання. Відомі випадки [111], коли потрібно було мати високонапірний райзер з внутрішнім діаметром 183/4", який би витримував внутрішній тиск 85 Мпа, а це складна і дорога споруда.

Застосування райзера під час буріння має, крім проблеми забезпечення його цілісності, ще один значний недолік: він заповнений буровим розчином, наслідком чого є збільшення кількості розчину в циркуляційній системі, збільшення тиску стовпа бурового розчину на гірські породи, що в умовах невеликої різниці між пластовим тиском і тиском гідророзриву спричиняє необхідність спуску великої кількості обсадних колон і, відповідно, призводить до високої вартості свердловини. Безрайзерне буріння під перші обсадні колони здійснювалося за технологією *rip and dump* (закачав і викинув), коли буровий розчин, що закачувався у свердловину під час буріння, виливався разом із вибуреною породою з підводного гирла свердловини на дно моря. Причому, застосовувався буровий розчин невисокої якості на водній основі. В багатьох випадках це призводило до нестабільності стовбура свердловини, не-якісного цементування і зміщення колони в просторі.

Фірмою *Agr Subsea Inc.* була розроблена технологія безрайзерної циркуляції бурового розчину — *Riserless Mud Recovery (RMR)* [112]. На дні моря буровий розчин через спеціальний пристрій, наприклад, дивертер, з гирла попадає на дотискуючий насос, який подає розчин на поверхню для очистки і рециркуляції (рис. 5.3). Ця технологія останні 4 роки застосовується у різних частинах світу під час буріння свердловин на глибинах моря до 450 м, наприклад на Каспійському морі [112], в Єгипті, на Сахаліні.

Рис. 5.3. Схема безрайзерної циркуляції бурового розчину.

Негативний вплив райзера особливо великий у глибоководних свердловинах. У 1996 р. 22 компанії створили об'єднаний індустріальний проект з метою зменшення впливу глибини моря на конструкцію свердловини [113]. У результаті була вдосконалена технологія *RMR* підйому бурового розчину з дна моря. На рис. 5.4 показано схеми звичайного буріння з райзером і технологія «підводного бурового ліфта», а також складові частини гідростатичного тиску на вибій при звичайній і *RMR* технологіях. Як видно з рисунка, гідростатичний тиск на вибій у разі

застосування «підводного ліфта», тобто подачі бурового розчину з дна моря на поверхню спеціальним насосом, зменшується за рахунок заміни бурового розчину у райзері на більш легку морську воду. На рис. 5.5 показано, яким чином зменшення висоти стовпа бурового розчину дає можливість досягати проектного горизонту з меншою кількістю проміжних обсадних колон [113].

Рис. 5.4. Гідродинамічний тиск на вибій за звичайної і RMR технологій.

Рис. 5.5. Обґрунтування теорії подвійного градієнта.

Вказане досягається за рахунок того, що в будь-якій точці на глибині свердловини нижче морського дна гідростатичний тиск складається з тиску стовпа морської води на дні моря і тиску стовпа бурового розчину висотою від заданої точки свердловини до дна моря. Градієнт тиску, таким чином, складається з двох складових

— морської води і бурового розчину. Ця технологія отримала назву технологія подвійного градієнта. Кут нахилу такого подвійного градієнта по вертикалі менший, ніж градієнта при звичайній технології. За рахунок зменшення кута, як видно з рисунка, збільшується глибина спуску обсадної колони, що визначається різницею порового тиску і тиску гідророзриву.

На рис. 5.6 наведено конкретний приклад порівняння конструкцій свердловин. Технологія подвійного градієнта дає можливість в умовах невеликої різниці порового тиску і тиску гідророзриву суттєво полегшити конструкцію свердловини [113]. Така технологія має два ключових елементи. Перший — це підводний обертовий дивертер, який ізолює морську воду, що знаходиться в райзері від бурового розчину у свердловині, і направляє буровий розчин, що виходить із свердловини на другий ключовий елемент — підводний насос, який перекачує розчин з дна моря на поверхню. Іншим варіантом безрайзерної технології є підводна сепарація бурового розчину, коли частинки вибуреної породи на дні моря сепаруються і викидаються в районі підводного гирла. Далі очищений розчин подається на поверхню до бурових насосів.

Технологія подвійного градієнта або RMR особливо ефективна під час глибоководного буріння, коли тиск морської води збільшується.

Рис. 5.6. Порівняння конструкцій свердловин на різних градієнтах.

Конструкції «струнких» свердловин

На відміну від свердловин малого діаметра, так звані, «стрункі» (*slender*) свердловини мають кінцевий діаметр у продуктивній зоні такий же, як і у звичайних свердловин, але діаметри вищезташованих ділянок свердловини значно менші. Це досягається тим, що конструкцією свердловини передбачається кріплення кожного наступного інтервалу хвостовиком, який спускається нижче попереднього хвостовика з мінімально можливим діаметральним зазором. Вона має такі переваги:

- ◆ економічні: менші витрати матеріалів (обсадних труб, бурового розчину, цементу); скорочення загального часу буріння; зменшення часу проведення геофізичних робіт; зниження вартості оренди бурової установки;
- ◆ захист довкілля: менша кількість вибуреної породи і виливів бурового розчину;
- ◆ зменшення ризиків: зменшення операцій з обсадними колонами великого діаметра; зменшення ризиків під час транспортування та підготовки;
- ◆ можливості в непередбачуваних обставинах: додаткова колона може бути спущена в проблемну зону без необхідності зменшення діаметра кінцевої колони;
- ◆ можливості під час розробки конструкції знизувгору: дає змогу проектувати експлуатаційну колону необхідного для видобутку продукції діаметра без суттєвого збільшення діаметра попередніх колон;
- ◆ спрощення процесу ліквідації свердловини через зменшену кількість обсадних колон, що перекривають одна одну і зменшення кількості можливих проявів у районі гирла свердловини;

- ◆ можливість використання стандартних обсадних труб і цементів;
- ◆ зменшення телескопічності конструкції, тобто зменшення ділянок свердловини «труба в трубі».

У період розробки конструкції вирішувались такі проблеми, як ефект свабування під час спуску хвостовика через попередній хвостовик з малими зазорами та підвищення еквівалентної питомої ваги стовпа цементного розчину під час операції цементування хвостовика. Перша проблема була вирішена створенням спеціального башмака, друга — застосуванням розширювача більшого діаметра, ніж попередня колона. Конструкцію «струнка» свердловина було успішно випробувано у різних промислових умовах [114].

Однодіаметрні свердловини (monodiameter well)

Ці свердловини мають від гирла до вибою один внутрішній діаметр. Вказане досягається за рахунок обсадних труб, що розширюються, це труби, які після спуску в попередню колону можна механічно або іншим способом розширити до діаметра попередньої колони. Названа новинка дуже перспективна і перебуває на стадії випробування на перших свердловинах [115].

Бурове обладнання та інструмент

Надводне обладнання

Обладнання для буріння свердловини (буровий верстат), що розміщується над поверхнею води і практично не відрізняється від обладнання, що застосовується під час буріння на суші. Крупногабаритне бурове обладнання — це лебідка з приводом, талева система, насоси з приводом, циркуляційна система.

У морському бурінні ще додаються пристрої амортизації вантажопідйомної системи від коливань під дією морських хвиль, що встановлюються на кронблоці або талевому блоці бурової вишки, механічні або гідравлічні засоби натягнення райзера. Система очистки бурового розчину має додаткові вузли для обробки і зберігання бурового шламу [116].

Підводне обладнання

До підводного обладнання відноситься:

- ◆ придонна плита зі слотами;
- ◆ обладнання противикидне (ОП) зі станцією контролю;
- ◆ дівертер;
- ◆ буровий райзер — труба, що з'єднує обладнання гирла свердловини з платформою;
- ◆ колонна головка — установлене в придонній плиті обладнання для підвіски і взаємної ізоляції обсадних колон свердловини;
- ◆ підводний маніфольд — компоновка відповідно з'єднаних клапанів і труб з апаратурою для їх контролю і конструкція для їх розміщення. Може змішувати або розділяти потоки рідини і направляти їх в бажаному напрямку;
- ◆ дистанційно діючий робочий апарат — *ROV (Remotely Operated Vehicle)*.

Це апарат з двома маніпуляторами для дистанційного обслуговування підводного обладнання.

Буровий інструмент

На морі під час буріння стовбура свердловини застосовується те ж саме обладнання й інструменти, що і на суші. Бурильні труби, обсадні труби, долота, компоновки низу, цемент, буровий розчин тощо. Революційною новинкою серед інструментів є розширювач, який дає змогу створювати стовбур свердловини діаметром більшим ніж внутрішній діаметр попередньої обсадної колони (рис. 5.7) [117]. Це дає можливість спростити конструкцію свердловини, зробити буріння в проблемних зонах більш безпечним. Існує багато конструкцій таких розширювачів, вони стають дедалі більш надійними і набувають поширення.

Рис. 5.7. Розширювач свердловини.

Обладнання противикидне

Обладнання противикидне може бути змонтовано під водою і на платформі. Принципові відмінності тільки в кількості превенторів і системі їх управління. **Підводне ОП** (рис. 5.8) має для збільшення надійності чотири *Рис. 5.8. Компоновка підводного ОП.*

(іноді три) плашкові превентори і два кільцевих. **Превенторні надводні комплекти** (рис. 5.9) більш прості за кількістю елементів. Вони монтуються на райзерах високого тиску [110].

Противикидне обладнання виготовляє багато фірм, але найбільш популярні три з них *Cameron, Hydril* і *Shaffer* [110]. На рис. 5.10-5.12 показано конструкції основних елементів контролю свердловин найпопулярніших фірм.

Превентор типу U (рис. 5.10) є відомим у світі як на суші, так і на морі через різносторонні сполучення розмірів і робочого тиску. Цей превентор здатний витримувати значні перепади тиску у разі закривання його систем. Тип *UM* є більш легка версія типу *U*, сконструйований для зручного обслуговування і довговічності.

Рис. 5.10. Превентори фірми Cameron.

Рис. 5.9. Компоновка надводного ОП.

Превентори типу T і TL (рис. 5.11) демонтуються і обслуговуються через боковий доступ, що дало можливість знизити їх висоту і витрати часу бурової бригади. Превентори постачаються в модулях для більшої гнучкості за їх комплектацією на заданий розмір (до 183/4") і робочий тиск до 103 МПа.

Обертові превентори (*annular preventer*) серії *TL* (рис. 5.11) високоякісні і компактні, здатні працювати під робочим тиском до 103 МПа і мають розмір від 7" до 21" у діаметрі, можуть працювати в умовах сірководню і очищати труби, закривати і герметизувати майже всі розміри і форми об'єктів, що знаходяться у свердловині. Фірма *Hydrill* відома серією своїх кільцевих превенторів *GX* та *GK* (рис.

5.12). Вони мають робочий тиск до 137 МПа і можуть закривати свердловину як з бурильними трубами, так і без них. Більшість з превенторів цієї фірми встановлюються як під водою так і на поверхні. Серії *MSP/SVX* поєднують функції превентора і дівертора в діапазоні тиску від 3,5 МПа до 114 МПа і розмірів від 121/4" до 30".

Рис. 5.11. Плашковий превентор фірми Cameron серії (TL).

Морське буріння та видобуток мають постійну тенденцію у напрямі розробки родовищ з високим пластовим тиском і температурою. В останнє десятиліття розроблено обладнання для закінчування та контролю свердловин із тиском до 103 МПа. Тепер виникає необхідність в обладнанні на тиск до 137 МПа і воно вже виготовляється.

Рис. 5.12. Кільцеві превентори фірми Hydrill серії (GX, GK).

Дослідження свердловин у процесі буріння

Із ростом вимог до ефективності буріння свердловин у складних геологотехнічних і метеорологічних умовах компанії все більшу увагу приділяють усім доступним засобам вимірювання параметрів під час буріння. Серед них великої популярності набула система *MWD*, що створена для вимірювання і передачі на поверхню параметрів процесу буріння (рис. 5.13). Система спускається на вибій як частина компоновки низу бурового інструменту. Система може заміряти такі параметри:

- ◆ напрямок буріння (зенітний кут і азимут через кожні 10 м буріння);
- ◆ режим буріння (швидкість обертання ротора, плавність обертання, рівень вібрацій, навантаження на долото, обертальний момент, витрати бурового розчину, вибійну температуру);
- ◆ інформацію про породу (більшість приладів мають вмонтований гаммасенсор, який дає змогу проводити гамма-каротаж);
- ◆ властивості породи (додається прилад *LWD* — каротаж під час буріння). Передача інформації на поверхню здійснюється одним із таких засобів: кабельна лінія в трубах, гідравлічними імпульсами та електричними сигналами.

Рис. 5.13. Конструктивна схема приладу *MWD*.

Гідравлічний метод реалізується шляхом створення гідравлічних імпульсів або хвиль, що реєструються на поверхні. Гідравлічний канал дає можливість надіслати сигнал з глибини до 12200 м.

Електромагнітний метод — це передача електричного сигналу на поверхню через бурову колону і гірські породи. Метод має переваги над гідравлічним тоді, коли застосовується особлива технологія буріння, наприклад буріння на депресії або аерованими буровими розчинами. Метод вразливий до фізичного стану гірських порід, через які проходить сигнал. Сигнал може зникнути на глибині 1500-2000 м. Кабельний канал дає змогу передавати сигнали із найбільшою швидкістю і якістю, цей канал набуває поширення серед відомих фірм з 2006р.

Система *LWD* спускається у свердловину разом із системою *MWD* і призначена доповнити її даними про властивості порід, що отримують під час геофізичних робіт на кабелі.

Ця технологія надає таку інформацію:

- ◆ природне гамма випромінювання (загальне, спектральне, азимутальне, випромінювання біля долота);
- ◆ густину і фотоелектричний індекс;
- ◆ нейтронну пористість породи;
- ◆ каліброметрію — ультразвукову, за густиною;
- ◆ опір породи (ом/м) — затування і зсув опору на різних положеннях і частоті датчика, опір біля долота, опір у глибині породи;
- ◆ акустичний каротаж;
- ◆ зображення привибійної зони;
- ◆ випробування пласта — пластовий тиск, проба пластового флюїду;
- ◆ ядерний магнітний резонанс;
- ◆ сейсміка під час буріння (*SWD*) — коло долота, вертикальний сейсмічний профіль (*VSP-WD*).

Системи замірів вибійних параметрів виготовляють ряд фірм, таких як *APS Technolog*, *Baker Hughes INTEQ*, *DrilTech LLC (Survey While Drilling (SWD))*, *Halliburton / Sperry Drilling Services*, *Path Finder Energy Services* та ін. Конструкції приладів цих фірм відрізняються за компоновкою, способом передачі даних та конструктивним виконанням окремих вузлів [118]. В останні роки фірма *Roxar AS* розробила методологію використання даних системи *MWD+LWD* для оперативного уточнення геологічної 3D моделі свердловини [119]. Буріння свердловини,

запроектованої на основі геологічної моделі, побудованої за даними сусідніх свердловин, можна скоригувати за допомогою автоматичного оновлення інформації від системи *MWD+LWD*.

Технологія буріння свердловин

Під час буріння свердловин на морі випробовуються різні сучасні технології, серед яких найбільш вагомими є:

- ◆ горизонтальні свердловини;
- ◆ багатостовбурні свердловини, у тому числі свердловини, пробурені із раніше існуючого стовбура (бокові стовбури);
- ◆ управління тиском на вибої під час буріння, у тому числі буріння на депресії;
- ◆ буріння обсадними трубами;
- ◆ застосування обсадних труб, що розширюються;
- ◆ спорудження «інтелектуальних» свердловин.

Постійно розширюється область використання колтюбінгових установок для буріння свердловин [120].

За визначенням міжнародної асоціації бурових підрядників *IADC* технологія управління тиском під час буріння (далі *MPD*) є «... гнучкий буровий процес, що характеризується більш точним контролем тиску у кільцевому просторі стовбура свердловини. Метою процесу є визначення фізичних характеристик привибійного природного середовища, таких як поровий тиск, градієнт гідророзриву і управління тиском у кільцевому просторі вздовж стовбура...».

Управління тиском під час буріння *MPD* набуває дедалі більшого поширення для ефективного розкриття продуктивних горизонтів, буріння у складних геологічних умовах, коли градієнти пластового тиску і тиску поглинання близькі між собою, та для збільшення швидкості буріння.

Суть методу полягає у тому, що під час буріння гідростатичний і еквівалентний тиск на вибій регулюються від тиску депресії до рівноваги або тиску репресії. Для цього можуть бути застосовані різні методи регулювання, наведені нижче [121].

Ручне управління — затрубний простір постійно закритий обертовим пре-вентором, а тиск на гирлі свердловини регулюється шляхом відкривання/закривання на певну висоту клапана, встановленого на його штуцерній лінії. Метод особливо необхідний, коли є небезпека раптового поглинання розчину з подальшим викидом. Він застосовується також у випадках, коли густина бурового розчину знижується під час механічного буріння у щільних породах для підвищення швидкості. Крім того, метод застосовується для вимивання газових пачок із свердловини.

Автоматичне управління. Для реалізації цього методу необхідно мати відповідну програму, автоматично керований клапан на штуцерній лінії, заміри витрат бурового розчину і тиску на гирлі свердловини.

Суть методу полягає в тому, щоб підтримувати на вибої тиск менший, ніж тиск поглинання, але дещо більший ніж тиск, за яким починають утворюватися бульбашки газу. Це досягається зміною тиску на клапані залежно від циркуляції бурового розчину. У разі циркуляції бурового розчину тиск на вибої складається із гідростатичного тиску бурового розчину (вага стовпа бурового розчину), втрат тиску на переміщення розчину в кільцевому просторі і перепаду тиску на клапані. У разі зупинки циркуляції, коли втрати тиску в кільцевому просторі відсутні, клапан відповідно до програми прикривається. Цим забезпечується сталість тиску на вибої.

Метод оптимізації — це поєднання методів автоматичного управління з оптимізацією процесу буріння. Він складається з трьох компонентів: оптимізації роботи бурової колони з метою запобігання надмірних вібрацій, резонансу та удар

них навантажень; гідравлічної програми, що забезпечує правильну очистку свердловини, визначає профіль тиску від вибою до гирла; стабільності стовбура свердловини в контексті градієнта гідророзриву для ефективного протитиску на стінки. Метод оптимізації вимагає розробки попередньої програми, постійного вимірювання вибійних параметрів, уточнення програми з надходженням нових даних.

Сігмарівень — передбачає процедуру управління вибійним тиском в умовах буріння у виснажених горизонтах, коли будь-який буровий розчин-рідина не може забезпечити необхідного малого тиску на вибій. У таких випадках необхідно застосовувати аеровані розчини, буріння з продувкою газом тощо. Для впровадження методу необхідно встановити додаткове обладнання для закачування промивальної рідини та її очистки.

Рис. 5.14. Обладнання

свердловини під час буріння на депресію

На рис. 5.14 показано принципову схему буріння з депресією на пласт, основним моментом якого є постійне проявлення пластового флюїду, який після очистки, як правило, спалюється [122].

У морському бурінні перші свердловини із застосуванням технології *MPD* пробурено на стаціонарних платформах із надводним розташуванням обв'язки гирла свердловини. Принципово ця технологія була подібна тій, що була і на суші. Принциповою різницею свердловин із надводним і підводним розташуванням гирла, буріння яких ведеться мобільними буровими установками, є необхідність високонапірного райзера у разі надводних ОП [123]. У 2007 р. була запатентована концентрична райзерна система, що давала можливість ефективно застосовувати технологію *MPD* на напівзануреній платформі. Концентрична райзерна система (рис. 5.15) складається із обсадних труб високого тиску діаметром 340 мм або 245 мм, що спускаються в морський райзер (стояк).

У Росії буріння на депресії застосовують компанії «ЛУКОЙЛ-Бурение Пермь», «ЄвразіяПермь», «Роснефть» та «Сургутнефтегаз» [124].

Рис. 5.15. Концентричний райзер для глибоководного буріння.

Буріння обсадними трубами (БОТ)

Буріння обсадними трубами (БОТ) — це процес в якому використовуються стандартні обсадні труби для утворення стовбура свердловини з одночасним його кріпленням цими ж трубами. Буріння обсадними трубами дає змогу на 20-30% [125] збільшити швидкість буріння за рахунок уникнення спуско-підйомних операцій бурильних труб і пов'язаних з цим проблем. Бурове долото та інший вибійний інструмент спускається і піднімається за допомогою канатів в обсадну колону і з'єднується з її нижнім кінцем. Буріння обсадними трубами також дає можливість бурити проблемні зони свердловини з більш високою якістю стовбура і меншим пошкодженням продуктивних пластів. Загалом, кожна бурова установка з верхнім приводом може бути використана для такого буріння без модернізації. Можливість весь час обертати обсадну колону і промивати свердловину навіть під час операції заміни зношеного долота покращує контроль за станом свердловини. При взаємодії обсадної колони і стінки свердловини має місце «ефект штукатурки» — частинки породи втираються в пори стінок і роблять їх слабо проникними. Тобто утворюється міцна тонка кірка, що зменшує поглинання бурового розчину, збільшує міцність стінок і продуктивність свердловини.

Технологія буріння обсадними трубами може бути застосована з технологією похило-скерованого буріння. Вперше таку комбіновану технологію застосовано в Норвегії на платформі *Eldfisk Bravo* в Північному морі [125]. Інтервали буріння колонами діаметром 273 мм та 197 мм було проведено із застосуванням верхнього приводу, гвинтового двигуна і телеметричної системи. Колоною 273 мм було пробурено до 1490 м по стовбуру і набрано

зенітний кут біля 21° , далі інтервал стовбура бурився трубами діаметром 197 мм, до зенітного кута 60° , потім виконали поворот стовбура на 87° та пробурили до глибини 3684 м. В обох інтервалах ускладнень (поглинання, прихватів) не було. «Ефект штукатурки» зумовив практично калібрований діаметр стовбура. Швидкість буріння становила близько 15 м/год, останніми трьома трубами бурили зі швидкістю 24-27 м/год. Із використанням 197 мм труб проходка стовбура в інтервалі 1490-3684 м здійснювалася зі швидкістю обертання колони 30 об./хв. Знос колони був незначний і менший, ніж

розраховано. Темп набору кривизни дорівнював приблизно $2,5^\circ/30$ м проходки.

Під час буріння було відмічено мінімальні бокові вібрації і удари. Вібрації були меншими, ніж це має місце у разі застосування компонок низу для направленої буріння. Застосування комбінованої технології на цій свердловині призвело до зменшення витрат на утримання бурильних труб, боротьбу з поглинанням, полегшення умов роботи бурового обладнання.

На іншій свердловині *Tesco and Occidental Petroleum* на Близькому Сході на родовищі Кватар велося буріння похилого стовбура діаметром 310 мм ко-лоною 244 мм. Досягнута зміна кривизни від 28° до 75° з поворотом на 26° .

Темп викривлення – $5^\circ/30$ м.

Буріння обсадними трубами забезпечує всі функції, притаманні звичайному бурінню, включаючи вертикальне або направлене буріння, буріння з роторними керованими з поверхні компоновками, застосування гвинтових двигунів, каротаж під-час буріння *LWD*, замір вибійних параметрів під час буріння *MWD*, відбір керна, використання різноманітних компонок низу бурової колони (КНБК), буріння бокових стовбурів свердловин [126]. Принципово новим пристроєм для технології БОТ є з'єднувальний вузол *DLA (drill lock assembly)*, який сполучає обсадну трубу з компоновкою низу. Цей пристрій дає можливість оператору спускати на вибій будь-яке долото чи інший інструмент, *DLA* є частиною КНБК. При посадці КНБК, що спускається на вибій на канаті чи бурових трубах, спеціальний захват фіксує компоновку, при цьому зростає тиск і спускний інструмент від'єднується під час обертання.

Технологія буріння обсадними трубами успішно застосовується в Мекси-канській затоці, Північному морі, Австралії та Західній Африці. В РФ цю технологію випробовує компанія «ЛУКОЙЛ» в Пермі та готується до випробування італійська компанія «ЕНІ» на ліцензійній ділянці в Ростовській області.

У Західній Африці, наприклад, технологія БОТ використана під час буріння свердловини із стаціонарної платформи [127]. Під платформою на дні моря встановлена плита, що має 8 прорізів через які пробурено похило-скеровані свердловини. Компанія запропонувала пробурити ще одну свердловину, без прорізі. Для цього потрібно було спустити 30 м кондуктор з кутом нахилу 2° з його фіксацією на дні моря. У кондукторі вирізали вікно через яке планувалося спустити долото 24 м і пробурити проблемні нестабільні породи з подальшим обсадженням стовбура 20 м колоною. Проблема була у тому, що під час спуску цієї колони дуже складно потрапити у стовбур пробуреної свердловини. Тому вирішено через вікно спустити 20 м обсадну колону з накрученим долотом діаметром 24 м [127]. Такою компоновкою пробурили 60 метрів і зацементували кільцевий простір до дна моря. В подальшому долото було розбурено. Така технологія дала змогу знизити вартість свердловини і зробити надійну конструкцію верхньої частини свердловини навіть без установки донної плити.

Обсадні труби, що розширюються

Технологія обсадних труб, що розширюються (РОТ) має великий потенціал у здешевленні буріння свердловин як на суші, так і на морі. Вони виготовляються в численних конструктивних варіантах, здатних бути корисними під час вирішення різних проблем, що виникають в процесі буріння свердловини. Перший досвід застосування РОТ отримано під час ремонту свердловин [128]. У першому випадку на свердловині *Voitsdorf 25* необхідно було перекрити перфораційні отвори в обсадній колоні 178 мм з метою ліквідації водопритоку. Для цього спускалася труба діаметром 140 мм і розширялася до перфораційних отворів конусною оправкою. На другій газовій свердловині *P-Ost 1* була проведена аналогічна операція. В обох випадках отримано щільне з'єднання. Технологія застосування РОТ набула поширення в усіх частинах світу під час кріплення проблемних зон, фіксування продуктивних горизонтів фільтрами, тощо. Наступним кроком у розвитку цієї технології є концепція свердловини одного діаметра — монодіаметр свердловини (МДС), коли, у разі необхідності, кріплення відкритої ділянки свердловини через раніше встановлену обсадну колону спускаються нерозширені труби, які після їх установки розширюються до діаметра попередньої колони. Це дуже перспективна технологія з огляду на те, що сучасне буріння все частіше проводиться на поклади, які можна характеризувати як занадто гли-бокі, з високою температурою, виснажені, капіталоемні, віддалені, на великій глибині моря, чутливі до охорони довкілля. Технологія монодіаметра зі свердловини допоможе вирішити багато із цих проблем. Звичайні телескопічні свердловини, коли свердловина має зверху 36 м і знизу $5,5\text{ м}$, замінюються свердловиною одного діаметра, наприклад $9,5/8\text{ м}$. Причому у 2-3 рази зменшується об'єм вибуреної

породи, витрати сталі, цементу та хімікатів і, відповідно, негативний вплив на довкілля. Зменшуються вимоги до бурової установки з відповідним зменшенням орендної плати. Зменшується типорозмірний ряд райзерів, превенторів, обв'язки гирла свердловини, доліт та іншого інструменту. За необхідності свердловина може бути закінчена більшим діаметром, що збільшить її дебіт і можливість інтенсифікації видобутку. Описана технологія успішно випробувана компанією *Shell* в південному Техасі на *Thomas-Rife Gas Unit No. 15 well in Starr County*. Перша свердловина з монодіаметром закінчена у квітні 2007 р. в Оклахомі.

У морському бурінні на даний час випробовано лише окремі елементи технології, але інтенсивно розробляються проекти з її впровадження. Випробування на морі були проведені у кінці 2003 р. [129]. Завдяки впровадженню цієї технології можливі значні зміни, зокрема, буріння горизонтальних свердловин на 30 км і більше, скорочення кількості платформ, свердловин із підводним розташуванням гирла, тощо.

У Росії розширювальні обсадні труби вперше застосовані Компанією «ЛУКОЙЛ» на Каспії [124].

Лекція 4

ЕКСПЛУАТАЦІЯ МОРСЬКИХ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Облаштування 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 [142].

Норвезький класифікатор свердловин передбачає також виділення багатовибійних свердловин *Multilateral wellbore* [143].

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 [144].

Надводне облаштування свердловин

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 (рис. 6.1) [145, 146] 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 (рис. 6.2) [147, 148].

- 1 — гирло свердловини;
2 — направляюча база;
3 — нижня колонна підвіска; 4 — 30"
колонна підвіска; 5 — з'єднання
інжекційної лінії; 6 — джампер; 7 —
керуючий інтерфейс; 8 — клапан;
9 — інжекційна лінія ущільнення; 10 — 30"

Рис. 6.1. Сухе обладнання гирла свердловини: а) підводна частина закінчення свердловини; б) колонна головка типу MS-700.)

Рис. 6.2. Розташування блоків платформи: а) буровий і видобувний блоки;

б) блок фонтанних ялинок з механізмом синхронізації вертикальних переміщень.

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 (рис. 6.3) [148].

Підводне облаштування свердловин

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 2013 р. досягне 6500 штук [149]. 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) [150].

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 (рис. 6.4) 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 (рис. 6.4) [151] конструктивно простіша, а відповідно і дешевша, однак доступ на вибій, наприклад, геофізичними приладами або колтбінговими пристроями можливий лише через насосно-компресорні труби.

Рис. 6.4. Посилені: а) вертикальна та

б) горизонтальна підводні фонтанні арматури, розраховані на робочий тиск 1020 кг/см², температуру до 175⁰С, виробництва FMC Technologies.

Сучасні підводні фонтанні (рис. 6.5) арматури виготовляються на робочий тиск до 1020 кг/см² і температуру до 175⁰С, використовуються на глибинах моря до 3000 м [152].

Конструкція фонтанної арматури забезпечує можливість інструментального 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 (рис. 6.6) [153]. Вони оснащені вишкою для монтажу та спуску компоновки райзера, системою натягу та стабілізації райзера, буровим обладнанням для «легкого» буріння, колтбінговою установкою,

резервуарами для робочих рідин, апаратами підводного спостереження. Сервісне судно з'єднується натягнутим райзером з головою 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* [154] 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.

AAV, AMV — затрубні клапани основний та аварійний (*Annulus vent*); *ACV* — затрубний контрольний клапан (*Annulus control valve*); *ASV* — затрубний аварійний клапан (*Annulus swab valve*); *AWV* — затрубний робочий клапан (*Annulus wing valve*); *AXV* — затрубний обхідний клапан (*Annulus cross-over valve*); *CID* — інжекційний вхід на вибій (*Chemical injection downhole*); *CIT* — арматура для хімічної інжекції (*Chemical Injection Tree*); *LMV* — нижній кореневий клапан (*Lower master valve*); *PCV* — трубний контрольний клапан (*Production control valve*); *PIV* — клапан індикатору тиску (*Pressure-Indicating Valve*); *PMV* — трубний кореневий клапан (*Production master valve*); *PSV* — трубний аварійний клапан (*Production safety valve*); *PT* — перетворювач тиску (*Pressure Transducer*); *PWV* — трубний робочий клапан (*Production wing valve*); *SV* — очисний клапан (*Swab valve*); *UMV* — верхній кореневий клапан (*Upper master valve*)

Рис. 6.5. Схема: а) звичайної вертикальної підводної фонтанної арматури і б) горизонтальної підводної фонтанної арматури.

Рис. 6.6. Судно і компоновка: а) із системою стабілізації б) для обслуговування підводних свердловин.

б)

Способи експлуатації свердловин

Вирішальним фактором, що впливає на вибір механізованих способів експлуатації морських свердловин, є надзвичайно великі витрати на освоєння та облаштування морських родовищ, що економічно виправдовуються лише під час розробки родовищ високодебітними свердловинами. Розбурювання родовища та подальша експлуатація свердловин здійснюється переважно з однієї платформи, з близько розташованими гирловими арматурами і значним відхиленням траєкторії свердловин від вертикалі. Певні технічні обмеження накладаються на вибір способу експлуатації глибоководних свердловин з підводним розташуванням гирлового обладнання.

Поряд з фонтанним способом найбільш технологічно прийнятним механізованим способом експлуатації морських свердловин є газліфт. У значно менших обсягах за умов розташування гирла свердловин на стаціонарних експлуатаційних платформах використовуються відцентрові, гідропоршневі і штангові насоси. У таблиці 6.1 узагальнено дані про сфери застосування і досвід використання у морських умовах різних видів механізованого видобутку.

Штангова насосна експлуатація вперше була застосована на морі у видобувному підприємстві «Артемнефтегаз» (м. Баку) у 1945 р. На теперішній час на Каспійському морі значна кількість свердловин експлуатується штанговими глибинними насосами (ШГН). Більшість свердловин — похило-скеровані з глибиною від 600 м до 1500 м (на родовищі Банка Дарвіна і Острів Артема) і від 1700 м до 2000 м (на родовищі Гюргяни-море). У разі невеликих глибин залягання покладів, свердловини експлуатуються невставними насосами діаметром 28 мм, 32 мм та 43 мм. На площі Гюргяни-море застосовуються вставні свердловинні насоси діаметром 56 мм і 70 мм. Починаючи з 1962 р. вперше для економії площі і раціонального розміщення обладнання розпочали

застосовувати двобалансирні станки качалки, що пов'язано із впровадженням кушового методу буріння. Похила направленість кушових свердловин викликала ряд специфічних проблем: швидке зношення підземного обладнання за рахунок тертя штангових муфт у похилоскерованих свердловинах; зниження подачі насоса, починаючи з 750-800 м; із збільшенням глибини підвіски насоса число поточних ремонтів зростало значно інтенсивніше, ніж у вертикальних свердловинах [155].

За умов підводної системи видобутку нафти найбільш розповсюдженим способом експлуатації свердловин є газліфт. Якщо свердловини розташовані на великій відстані від платформи, то спостерігається зростання робочих тисків, а за рахунок падіння пластового тиску і збільшення обводненості продукції, зростають і питомі витрати робочого газу. Економічно не вигідними вважаються відстані більше 13 км [156]. У деяких випадках, для вилучення вуглеводнів, за умови підводної системи видобутку, використовуються занурені відцентрові і гідропоршневі насоси. Штангові глибинні насоси не сумісні із системою підводного видобутку.

Газліфтний спосіб експлуатації для свердловин із надводним розташуванням гирла широко застосовується на родовищах Північного моря і Перської затоки. Фірма *Dubai Petroleum Co* [157] розробила стандартну схему компонування підземного обладнання для різних умов експлуатації свердловин морських родовищ Фатех і Південно-Західний Фатех. Конструкція свердловин включає: кондуктор діаметром 508 мм до глибини 450 м, технічну обсадну колону діаметром 340 мм, ступеневу експлуатаційну колону діаметром 273 мм x 245 мм. Підземне обладнання складається з двох паралельних колон насосно-компресорних труб діаметром 102 мм з бічними посадочними мандрелями для газліфтних клапанів, посадкового ніпеля (для розміщення допоміжного обладнання під час підземного ремонту свердловини) і хвостовика з роз'єднуючим пакером. Із 1980 р. більше 100 свердловин Перської затоки експлуатуються газліфтним способом з подачею стисненого газу з однієї централізованої газліфтно-компресорної станції. Свердловини експлуатуються зі стаціонарних платформ на глибині моря біля 50 м. Глибина подачі газу змінюється від 1500 м до 3000 м з робочим тиском 5-7 МПа і середньою питомою витратою $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Підводне дотискування

Останні десятиріччя освоєння глибоководних родовищ нафти і газу стимулювало використання не тільки підводних фонтанних арматур, але й широкого спектра технологічного обладнання для попередньої підготовки продукції та транспортування її до головних споруд, які розташовані на платформі або суші, що дає змогу безпосередньо на дні моря проводити такі роботи [158]:

- ◆ відділення супутньої води від продукції свердловин із закачуванням її у пласти без підйому на поверхню;
- ◆ одно- або багатофазне дотискування продукції свердловин для підйому на поверхню;
- ◆ відділення піску від продукції свердловин і його утилізацію;
- ◆ сепарацію та обробку газу;
- ◆ компримування (дотискування) газу;
- ◆ контролювання роботи систем та керування ними.

До основних переваг використання систем підводної підготовки та дотискування відносять: скорочення довжини трубопроводів, зменшення розмірів поверхневих споруд, підвищення темпів розробки родовищ і збільшення повноти вилучення вуглеводнів із пластів.

За статистичними даними щорічне падіння видобутку із свердловини з розташуванням на суші становить близько 5%, із свердловин на мілкій воді досягає 10%, а на глибокій — 18%. Кінцеве нафтовилучення з глибоководних родовищ на 20-30% нижче [159]. Використання систем підводного дотискування дає можливість знизити протитиск на гирлі свердловин і за рахунок цього збільшити накопичений видобуток свердловини в 1,5-2 рази [160], що компенсує велику вартість підводних споруд і значно покращує економічні показники.

Показовий проект підвищення повноти вилучення нафти, що реалізується компаніями *Statoil* та *FMC Technologies* на родовищі *Tordis*, за рахунок переведення всіх технологічних операцій на морське дно, за розрахунками повинен забезпечити збільшення коефіцієнта нафтовилучення із 49% до 55%, продовжити тривалість життя родовища на 15-17 років і додатково видобути 4,8 млн т нафти [161]. На першій стадії підводної підготовки продукції на глибині 200 м проводиться гравітаційна сепарація газу, на

другій розділення рідкої фази на нафту і воду. Підводна сепараційна установка оснащена двома багатофазними витратомірами. Відділена супутня вода підводними електропровідними насосами закачується через нагнітальні свердловини у продуктивні пласти, а обезводнені нафта і газ змішуються, і багатофазним насосом подаються на стаціонарну технологічну платформу.

Компанія *Statoil* реалізує проект [162] підвищення газовилучення на родовищі *Ormen Lange* у Північному морі за рахунок підводного облаштування. Розробка родовища ускладнюється рельєфом дна моря, глибина якого змінюється від 800 м до 1200 м. Початкові геологічні запаси родовища оцінено у 528 млрд м³ природного газу. Підводне облаштування забезпечить сепарацію газу і роздільне перекачування конденсату та газу за допомогою підводних насосів та компресорів на берег або технологічну платформу. За умов безкомпресорного видобування накопичений видобуток оцінено у 294 млрд м³, або 56% від початкових запасів. Підводне облаштування повинно на 9 років продовжити розробку родовища, забезпечивши додатковий видобуток 97 млрд м³ природного газу і збільшення коефіцієнта газовилучення до 74%. Період стабільного видобутку на рівні приблизно 50 млн м³ газу та більше 4000 м³ конденсату на добу продовжиться на 5 років. На теперішній час рекордним є підводне облаштування родовища Пердидо у Мексиканській затоці на глибині біля 2338 м, що включає 17 фонтанних арматур вертикального типу на робочий тиск 69 МПа, два підводних маніфольда, 5 сепараційних і дотискуючих установок з відповідними системами контролю та електроживлення [163].

Значні технічні обмеження для механізованого видобутку з глибоководних родовищ викликають необхідність використання підводних дотискуючих систем. Спеціалісти компанії *Schlumberger* [164] провели моделювання системи сумісної роботи пласта, свердловинного підйомника, дотискуючої системи, маніфольду, шлейфа та райзера для піднімання продукції від чотирьох свердловин гіпотетичного родовища на платформу на глибині моря 2135 м і глибині свердловин по вертикалі 3600 м. Розглянута можливість використання занурених відцентрових насосів (ЕВН) з номінальною продуктивністю 400 м³ на добу і напором 4120 м та газліфтних клапанів високого робочого тиску (*XLift*). Робочий тиск звичайного газліфта обмежений величиною 16 МПа, що, враховуючи довжину райзера дає можливість встановити робочий газліфтний клапан не глибше 1220 м. Розроблені компанією *Schlumberger*, робочі газліфтні клапани піднімають робочий тиск до 34 МПа при витратах газу до 280 тис. м³ на добу [165], відповідно до максимальної глибини спуску робочого клапана 3150 м. Розрахунки показали (рис. 6.7) [164], що додаткове встановлення підводного багатофазного дотискуючого насоса піднімає дебіт свердловин на 15% за умови використання електровідцентрових насосів (ЕВН) і на 38% у поєднанні з газліфтом високого тиску.

Рис. 6.7. Добовий відбір нафти

з гіпотетичного глибоководного родовища при різних способах експлуатації свердловин

У порівнянні з 2003-2007 рр. наступний період 2008-2012 рр. характеризується збільшенням витрат на підводні технологічні споруди у 3,5 рази з 671 млн дол. США до 2,4 млрд дол. США [166]. Очікується, що у найближче десятиріччя у підводні технологічні споруди буде інвестовано 3,4 млрд дол. США. Вони будуть направлені на встановлення 131 дотискуючого насоса (54% загальних інвестицій), 28 сепараційних систем, 1005 мультифазних вимірювачів, 15 компресорів [167].

Проектуванням і виготовленням підводного технологічного обладнання займається багато фірм, серед яких найбільш відомі *Framo Engineering* [168], *Aker Kvaerner* [169], *FMC Technologies* [170], *Schlumberger* [171], *Clyde Pumps Ltd* [172], *Acergy* [173], *Technip* [174], *Roxar* [175], *Siemens* [176], *Baker Hughes* [177].

Для підводних дотискуючих систем у англомовній технічній термінології, незалежно від призначення і конструктивних особливостей, використовується зручний загальний термін «бустер» (*booster*). Вважається, що п'ять перших підводних електропровідних бустерів виробництва *Framo Engineering* [178] було інтегровано з підводним облаштуванням свердловин компанією *Statoil* на глибині 330 м наприкінці 1998 р. Бустери призначені для збільшення продуктивності свердловин з високою в'язкою нафтою, але з низьким газовим фактором (1 м³/м³), це — родовище *Lufeng* у Китайському морі поблизу Гонконга. Насоси потужністю 400 кВт і продуктивністю 130 м³ на годину піднімали тиск на 35 бар — до величини гідростатичного тиску на дні моря. Живлення та управління підводними дотискуючими насосами здійснювалося з технологічного судна *FPSO Navion Munin*, куди вони і подавали продукцію свердловин. Бустери *Framo* виготовлені у вертикальній

компоновці мали вагу біля 6 т та висоту 3,3 м і встановлювалися на єдиній з фонтанною арматурою основі (рис. 6.8) [179].

У 2009 р. *Framo Engineering* анонсувало підводні багатофазні насоси для промислового використання, на робочий тиск 1020 бар з напором до 2000 бар, потужністю до 2600 кВт та продуктивністю більше 8500 м³ на добу [180]. Перший у світі багатофазовий геліоко-аксіальний підводний насос виробництва *Framo* встановлено Компанією *Shell* у 1994 р. на родовищі *Draugen* у Норвезькому морі на глибині 270 м. Насос призначено для підйому на центральну платформу продукції свердловин сателітного родовища *Rogn*, розташованого на відстані 9 км від платформи. Родовище *Draugen* розробляється з підтриманням пластового тиску за допомогою закачування води з платформи. Для розподілу води між нагнітальними свердловинами на дні моря розміщено розподільну гребінку, на основу якої встановлено багатофазний насос (рис. 6.9) [181]. Насос потужністю 650 кВт має гідравлічний привід і живиться енергією води, що нагнітається. Номінальна продуктивність насосу 193 м³ газорідинної суміші на годину за умови вмісту газу 42% і води 75% за об'ємом при напорі 53 бар [182].

а) схематичне зображення б) інтеграція з фонтанною арматурою

Рис. 6.8. Багатофазний бустер *Framo* на родовищі *Луфенг*.

Рис. 6.9. Бустер «*Framo*»: а) зовнішній вигляд;

б) схема закачування води та дотискання продукції на родовищі *Драуген*.

Компанія *Aker Kvaerner*, водночас з підводними відцентровими бустерами для перекачування нафти і закачування води, розробила компактний підводний газовий електропровідний відцентровий компресор (газовий бустер) з ступенем стиснення до 6,5 та продуктивністю біля 30000 Н·м³ за годину. Перший у світі компресорний модуль (рис. 6.10) [183], що включає газові сепаратори, рідинні та газові дотискувальні системи, встановлено у 2011 р. компанією *Statoil* на родовищі *Ormen Lange* у Північному морі [162].

Рис. 6.10. Обладнання компанії *Aker Kvaerner*: а) газовий бустер;

б) підводний компресорний модуль.

Контроль за роботою свердловин

Сучасне обладнання морських свердловин розробляється з дотриманням ряду вимог. Оскільки, будь-яке обладнання має свій термін експлуатації, воно повинно розроблятися на термін розробки родовища. Особливо це стосується глибоководних свердловин з підводним облаштуванням гирла та їх підземного обладнання. Такі ж вимоги відносяться до приладів та датчиків, що використовуються для досліджень і контролю за роботою свердловини, та встановлюються у свердловині стаціонарно. Тому на теперішній час обладнання для контролю за роботою свердловин має велику зносостійкість.

Основними складовими обладнання, за допомогою якого проводиться моніторинг та контроль роботи свердловини, є пристрої та датчики для вимірювання тиску, температури, витрати пластового флюїду (включаючи багатофазний потік), вмісту винесеного піску, а також густини та компонентного складу пластового флюїду.

Стандартний свердловинний вимірювальний прилад складається з сенсорів (датчиків) реєстрації пластових параметрів, електроніки та корпусу.

Прилади та датчики можуть монтуватись та спускатись у свердловину на спеціальних тримачах, що

являють собою потовщену трубу з пазами для встановлення приладів, як із зовнішнього, так і з внутрішнього боку. Окремі види вимірювальних приладів (датчики тиску і температури) можуть встановлюватись у бічні посадочні мандрелі такі ж, як і у разі використання газліфтних клапанів. Кабель, через який відбувається передавання інформації від вимірювального пристрою до поверхневого обладнання — комп'ютера чи контрольної системи, ізолюють захисним металорукавом, що прикріплюється до НКТ.

Повноцінна система моніторингу та контролю за роботою свердловини, така як система *WellWatcher* компанії *Schlumberger*, управляє різними пристроями, включаючи сенсор *FloWatcher* для вимірювання витрати потоку та густини флюїду, сенсор *PumpWatcher* для моніторингу роботи електричного зануреного насосу, пристрій *PressureWatch* для вимірювання тиску та температури. Поверхневі пристрої вимірюють багатозазні витрати та тиск, а також визначають вміст піску у продукції. Крім поверхневих контролерів, засувки та клапанів є також комп'ютери для збору даних, що зберігається на платформі або передається у центральний офіс. Таким чином, значення параметрів передаються від свердловинного пристрою через кабель на поверхню. Поверхневий пристрій збору даних (комп'ютер) може пересилати дані повітряними супутниковими чи наземними оптоволоконними каналами зв'язку до центральних офісів на суші, де інформація накопичується у базі даних для оперативного доступу (рис. 6.11) [184].

Рис. 6.11. Схема руху даних під час контролю експлуатації свердловин в компанії Schlumberger.

Система моніторингу роботи свердловин може видавати дані замірів з періодом менше 1 с, а це більше 31 млн точок за рік. Результати вимірювань можуть використовуватись для формування управлінських рішень, щодо подальшого видобування нафти і газу.

Багатозазні дебітоміри

Контроль за роботою свердловин справедливо вважається важливою складовою підвищення ефективності, у тому числі економічної, розробки морських родовищ. Якщо контроль за буферним та затрубним тиском і температурами здійснюється за допомогою відповідних перетворювачів, що встановлюються на фонтанній арматурі, то для вимірювання дебітів свердловин розроблені спеціальні прилади. Вони дають змогу у режимі реального часу вимірювати миттєві витрати нафти, води, газу і піску в кожній окремо взятій свердловині або групі свердловин. Прилади, так звані, дебітоміри встановлюються на технологічних платформах за умови «сухої» обв'язки гирла свердловин, або під водою безпосередньо на фонтанній арматурі, викидній лінії або маніфольді на підводному облаштуванні. Інформація від них по лініях зв'язку передається на технологічну платформу. Біля 20% підводних свердловин оснащені дебітомірами. Лідерами на світовому ринку підводної дебітометрії є фірми *Framo Engineering*, *Schlumberger* [185] і фірма *Roxar* (рис. 6.12) [186].

a)

Рис. 6.12. Підводний багатозазний витратомір:

a) фірм Framo Engineering та Schlumberger [200]; б) фірми Roxar.

Компанія *Roxar*, залежно від задач, пропонує сім модифікацій дебітометрів, що комплектуються і виконуються за індивідуальним замовленням відповідно до діапазону вимірювальних параметрів, умов вимірювання та розмірів викидних ліній. Типова конструкція приладу призначена для роботи при тисках до 69,0 МПа, температурах до 150°C, швидкостях руху флюїду в лінії до 35 м/с, вмісті у продукції води і газу від 0% до 100%. Типові дебітоміри забезпечують вимірювання кількості рідини з точністю 3%, газу — 6%, обводненості продукції 2% [186]. У принцип дії приборів закладено вимірювання декількома датчиками кондуктивних та індуктивних характеристик потоку. Для потоків з

газоводяним фактором більше 95% *Roxar* рекомендує додатково включити гамма-густини- номір, що легко встановлюється або демонтується, коли цього вимагають умови вимірювання.

Компанія *Framo Engineering* пропонує підводні багатофазні дебітоміри з товарною маркою *PhaseWatcher Vx* (табл. 6.2), що встановлені на більш як 1200 свердловинах. Спільна розробка з *Schlumberger* розрахована на робочі тиски до 103,4 МПа, температури до 200°C, в'язкість рідин до 2000 мПа·с, витрати до 18 тис. м³ на добу і вище. Дебітоміри *PhaseWatcher Vx* встановлюються на базі фонтанної арматури або маніфольду.

Вимірювання поглинання гамма-випромінювання від радіоактивного джерела на двох енергетичних рівнях використовується для визначення частки води, нафти і газу.

Тестування в промислових умовах на родовищі високов'язкої нафти Йом- бо (*Yombo*) у м. Бразовиль (Конго) підтвердило, що дебітоміри забезпечують точність виміру частки води з похибкою 1% [187].

Таблиця 6.2

Технічні характеристики багатофазного дебітоміру *PhaseWatcher Vx* [185]

Принцип дії цих дебітомірів базується на створенні однорідного рівномірного потоку під час його проходження через звужену ділянку трубопроводу (трубка Вентурі). Принцип визначення витрат потоку базується на вимірі значення тиску на дифманометрі, відводи якого приєднано у місцях звуження та розширення труби. Значення тиску за допомогою калібрувальних таблиць даних, прошитих у контролері витратоміра, конвертуються у значення витрати. У місці звуження труби приєднано швидкісний високочастотний гаммавипромінювальний фракційний вимірювач (рис. 6.13) [188], за допомогою якого визначається вміст різних фракцій в багатофазному потоці. Такий витратомір немає рухомих елементів, що робить його надійним і довговічним, він не вимагає постійного контролю, оскільки не є чутливим до зміни дебіту, фазового вмісту чи тиску.

Рис. 6.13. Схема багатофазного витратоміра.

Рис. 6.14. Схема витратоміра Коріоліса.

Іншим поширеним видом пристроїв для реєстрації об'єму та густини багатофазного потоку, що виробляються компанією *Emerson Process Management*, є витратомір [189], у якому використовується ефект Коріоліса. Принцип дії базується на зміні фаз механічних коливань U подібних трубок, якими рухається пластовий флюїд (рис 6.14). Цим витратоміром вимірюється, як масова витрата флюїду, так і його густина. Величина значення густини та витрати пропорційні значенням частоти та зсуву фаз механічних коливань (U - подібних трубок).

Компанія *Emerson Process Management* розробила безліч різних витратомірів Коріоліса[189], що відрізняються своєю формою, конструкцією та розмірами. Компанія встановила більше 500 тис. витратомірів у всьому світі. Похибка вимірів масової витрати становить 0,1% для рідини, та 0,35% для газу. Ці витратоміри розроблено для використання у робочих лініях діаметром 150-250 мм [189].

Технології та обладнання для дослідження свердловин

Дослідження свердловини проводяться для аналізу динамічних характеристик покладу шляхом визначення змін тиску та збору необхідного об'єму інформації для подальшого аналізу і прогнозування гідродинамічних показників розробки [190].

Компанія *Halliburton* розробила новітню телеметричну систему *SmarTest™ System* для оперативного дослідження свердловин, що дає можливість отримувати користувачеві більш якісну інформацію, яка об'єднує існуючу технологію проведення досліджень пласта на бурильній колоні (*DST*) з новітніми удосконаленнями у пристроях компоновки бурильної колони. Система розроблена для застосування у необсадженої свердловині, але може бути модифікована для застосування в умовах обсадженої свердловини.

Оператором за допомогою системи *SmarTest™ System* проводяться якісні дослідження та

випробування пласта з меншим негативним впливом на продуктивний горизонт, порівняно з традиційними пристроями для дослідження та випробування свердловин. До компоновки обладнання системи *SmarTest™ System* для виконання досліджень входять складові частини, які наведено на рис. 6.15 [190].

Використання системи *SmarTest™* забезпечує проведення різноманітних досліджень з подальшим визначенням показників експлуатації свердловини, а саме:

- ◆ дослідження покладу з використанням традиційних технологій для розрахунку: проникності; скін-фактора; коефіцієнта продуктивності; тиску в покладі;
- ◆ реєстрація значень тиску та температури у режимі реального часу;
- ◆ реєстрація витрати флюїду;

Рис. 6.15. Компоновка системи SmarTest™ для проведення досліджень у свердловині.

- ◆ аналізу флюїду за пластових умов;
- ◆ одержання високоякісних за параметрами *PVT* проб флюїду зі свердловини;
- ◆ можливість дослідження декількох зон одночасно за один захід.

Ця система має свої специфічні характеристики та переваги, що забезпечують:

- ◆ використання як у обсаджений, так і у необсаджений свердловині;
- ◆ акустичне двостороннє передавання даних у режимі реального часу;
- ◆ використання збалансованих тиском однофазних пробовідбірників;
- ◆ використання телеметричних свердловинних пристроїв;
- ◆ зворотній зв'язок щодо розташування інструменту;
- ◆ свердловинну ідентифікацію флюїду за параметрами питомої електропровідності, густини, в'язкості та (РН).
- ◆ великий об'єм відбору первинної проби флюїду;
- ◆ використання приладу розділення флюїду;
- ◆ використання при мінімальній кількості поверхневого обладнання;
- ◆ вищі показники та результати, ніж дослідження пласта з використанням кабелю зв'язку;
- ◆ проведення досліджень за відсутності факельного викиду;
- ◆ зниження ризиків операційного простою, оскільки система працює у реально-часовій, бездротовій, двосторонній передачі даних через акустичну телеметричну систему «*ATST™*»;
- ◆ відбір первинних проб флюїду у об'ємі внутрішнього діаметра робочої колони труб;
- ◆ більш якісну реєстрацію динамічних параметрів пласта ніж кабельна система (дані якої передаються кабелем).
- ◆

Використання системи *SmarTest™* порівняно із звичайними пристроями, що спускаються на колони бурильних труб, проводиться за 3 дні, а не за 7 днів для дослідження одного експлуатаційного об'єкта, та 5 днів порівняно з 17 днями для дослідження двох експлуатаційних об'єктів.

Вибійний тиск та температура вимірюються за допомогою спеціальних датчиків, що спускаються у свердловину.

Датчики та пристрої вимірювання тиску використовуються для проведення моніторингу роботи свердловини і забезпечення контролю дотримання технологічних режимів експлуатації нафтогазоносних об'єктів. Усі системи

повинні бути довговічними за різних умов їх експлуатації. Пристрої, що встановлено у свердловину, не повинні часто перебувати у ремонті, замінюватися чи відновлюватися.

Розробкою та виготовленням сучасних датчиків, що працюють у широких діапазонах значень тиску (від 20 МПа до 140 МПа) та температури (від 125°C до 200°C) займається компанія *RubyTek System* [191]. Період реєстрації замірів

даних може становити 5-10 мс. Ці прилади (датчики) встановлюються у бічні посадочні мандрелі на насосно-компресорних трубах (НКТ) або у спеціальні приладотримачі. Їх основні переваги такі:

- ◆ висока швидкість передавання (розвантаження) даних (1~12Мб/с);
- ◆ високий ресурс роботи батареї та великий об'єм пам'яті;
- ◆ он-лайн перевірка стану батареї;
- ◆ автономний модуль розташування батареї;

- ◆ проведення робіт у агресивному середовищі (H₂S, CO₂, кислоти);
- ◆ розділення даних для різнорідних робіт;
- ◆ можливість під'єднання кабелю для використання пристрою у режимі реального часу;
- ◆ адаптація до використання на ПК у сучасних операційних системах за допомогою відповідного програмного забезпечення.

Пристрої та датчики використовуються для таких видів робіт:

- ◆ дослідження пласта пластовипробувачем на бурильних трубах;
- ◆ дослідження свердловини на приплив;
- ◆ оптимізація видобутку;
- ◆ реєстрація перепадів тиску;
- ◆ дослідження на інтерференцію;
- ◆ дослідження на тріщинуватість;
- ◆ моніторинг тиску в процесі буріння;
- ◆ моніторинг тиску нагнітання;
- ◆ операції з використанням гнучких насосно-компресорних труб (ГНКТ);
- ◆ моніторинг у спостережних свердловинах;
- ◆ моніторинг насосних систем;
- ◆ випробування свердловин;
- ◆ управління системою розробки;
- ◆ моніторинг перфорації свердловини;
- ◆ моніторинг продуктивності свердловини.

Після підняття датчика на поверхню, за допомогою кабелю (через *USB*- інтерфейс) зчитуються дані замірів для проведення аналізу результатів досліджень.

Товарна лінія цих датчиків класифікується за такими категоріями:

- ◆ серія *RTS3000* — кремнієво-сапфіровий запам'ятовуючий пристрій (*memory read out MRO*— зчитування з пам'яті);
- ◆ серія *RTS5000* – кремнієво-сапфіровий стаціонарний пристрій (*surface read out SRO* — зчитування на поверхні);
- ◆ серія *RTS7000* – кварцовий запам'ятовуючий пристрій;
- ◆ серія *RTS9000* – стаціонарний кварцовий пристрій.
- ◆ серія (на замовлення) *RTS10000* — виготовляється відповідно до окремих вимог споживачів (наприклад висока температура, близько 200^oC чи вище, високий тиск, близько 200 МПа, швидкий період реєстрації значень вимірів 5~10 мс).

Компанія *Omega Completion Technology Ltd* [192] розробила пристрій для вимірювання вибієного тиску (рис. 6.16). Значення тиску передається на поверхню через звичайну гідравлічну контрольну лінію. Завдяки відсутності будь-яких електронних та електричних елементів живлення, це дає змогу використовувати прилад в особливих умовах оточуючого середовища. Пристрій монтується в бічну посадочну мандрель.

Вибійний тиск діє на поршень чи гільзу, що у свою чергу створюють вплив на гідравлічну рідину в контрольній лінії. Тиск, заміряний на поверхні, відповідає значенню вибієного тиску за різницею відомого значення гідростатичного тиску стовпа рідини (масла) в контрольній лінії. Рухомий поршень компенсує температурні коливання. Такий вимірювач тиску забезпечує вимірює з точністю 0,07 МПа.

Таблиця 6.3

Технічні характеристики датчиків *ДунаМет™* серії *Преміум*

Для інших датчиків компанія розробила спеціальні приладотримачі, за допомогою яких прилади спускаються у свердловину.

Широку серію пристроїв та датчиків для дослідження свердловин, зокрема пристрої для вимірювання тиску та температури, що спускаються у свердловину на приладотримачах або за допомогою тросу для дослідження свердловин пропонує компанія *Halliburton*. Датчики *DynaMem*TM розроблено, як для короткострокового, так і для довгострокового моніторингу. Вони поділяються на такі серії: Преміум-серія (кварцові), Про-серія (сапфіровий) і Плюс-серія (п'єзоелектричні). Технічні характеристики датчиків Преміумсерії і Про-серії наведено в таблицях 6.3 та 6.4.

Таблиця 6.4

Технічні характеристики датчиків *DynaMem*TM Про-серії

Лекція 5

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 передує 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 техно логічної 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 ви- ведення продукції на технологічну платформу основного родовища.

Технологічні нафтові платформи

Технологічна нафтова платформа – це інженерна споруда для виконання певних робіт, що пов'язані з видобутком нафти і газу в акваторії моря [203]. 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) [203, 204]. 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 [205].

Типи технологічних платформ

Нафтові платформи умовно класифікують [203], 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*).

Дещо окремо розташовані призначені для виконання тих самих функцій плавучі споруди (судна), класифікацію яких наведено у таблиці 7.1. Лідерами на ринку нафтових платформ є компанії, які наведено в таблиці 7.2.

Класифікація плавучих споруд (суден)

Компанії – лідери на ринку нафтових платформ [206]

Таблиця 7.1

Таблиця 7.2

Стаціонарні платформи

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. Схематичне зображення платформ наведено на рис. 7.1 [207]. 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 побудо

а) на бетонній основі

б) на металевій основі Рис. 7.1.

Схематичне зображення платформ.

вана на канадському шельфі Атлантичного океану для розробки родовища Гайбернія (*Hibernia*) (рис. 7.2) [208]. Операторами на цьому родовищі виступають *ExxonMobil Canada* (33,125%), *Chevron Canada Resources* (26,875%), *Pet- ro-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.

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

а) зовнішній вигляд

б) розташування виробничих елементів

Рис. 7.2. Платформа Гайбернія.

Планується будівництво другої аналогічної платформи на цьому родовищі. Її вартість оцінюється у 4-6 млрд дол. США [209].

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.

Гнучкі башти

Ці платформи складаються з відносно тонкої гнучкої башти, на якій змонтовано палуби з обладнанням для буріння свердловин, видобутку та підготовки нафти і газу (рис. 7.3) [210]. 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.

Перша платформа такого типу була встановлена на родовищі Лна (*Lna*) у каньйоні Міссісіпі на глибині моря 300 м у 1978 р. [211].

У 1999 р., з платформи «гнучка башта», розпочато розбурювання родовища Балдпейт (*Baldpate*) у Мексиканській затоці з глибиною моря 488 м [210].

«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.

Платформи на гнучкій башті.

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 [212], 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 [213, 214].

Платформи з розтягнутими опорами

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 (рис. 7.4) [215].

Для прикладу, платформа, що встановлена на родовищі *Ursa* [216], на глибині моря близько 1200 м, має загальну вагу 97,5 тис. т, розміри палуби 100 x 100 x 15 м, без урахування висоти бурової вишки. На палубах розташовано свердловинний, житловий, енергетичний, буровий і два технологічних модулі. Загальна вага надводної частини, що включає обладнання і бурову вишку, близько 28,4 тис. т. Позитивну плавучість платформі забезпечують 4 круглих сталевих колони діаметром 26 м і висотою 54 м, що встановлені на закільцований прямокутний понтон висотою 8,8 м і шириною 11,5 м. Платформу закріплено до морського дна 16 прив'язями на чотирьох кутах, діаметром 813 мм з товщиною стінки 38 мм, що з'єднані з попередньо встановленими якірними палями. Довжина якірних паль становить 130 м і діаметром 2,4 м, товщина стінки до 38 мм.

Рис. 7.4. Схематичний вигляд платформи, встановленої на родовищі *Magnolia*.

Широкого розповсюдження знаходять міні платформи з розтягнутими опорами типу *Seastar* та *MOSES*. За умови відносно низької вартості вони використовуються як допоміжні споруди, зокрема, технологічні, без обладнання буровою вишкою, або як тимчасові – для початкової стадії розробки родовища.

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'язями 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 [217]. Відмінною рисою платформи типу *Seastar* є понтон у вигляді трьохпроменевої зірки, на який спирається одна центральна колона (рис. 7.5) [217, 218].

а) типу MOSES

б) типу Seastar

Рис. 7.5. Схематичний вигляд платформи.

Напівзанурені платформи

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*) [219], де глибина моря близько 300 м (рис. 7.6) [220, 221].

а) Асгард (*Asgard B*)

б) Вісунд (*Visund*) Рис. 7.6.

Зовнішній вигляд платформ.

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 (рис. 7.7) [222]. 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. [223].

Рис. 7.7. Принципова схема облаштування родовища *Asgard*.

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 114x96 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 – 114x96 м і важить 33 тис. т. Загальна вартість платформи перевищує 1 млрд дол. США [219].

Добова експортна потужність платформи становить 38 млн м³ газу та 13 тис. т конденсату. Платформа забезпечує часткову стабілізацію 5-6 т нафти щоденно, що перекачується на технологічне судно (*Asgard A*). Біля 11 млн м³ газу на добу з платформи реінжектується (повторно нагнітається) у родовище.

Прикладом інтегрованої напівзануреної технологічної платформи, що включає і обладнання для буріння та обслуговування свердловин, з технологічним і житловим блоками є платформа, що встановлена на нафтовому родовищі Вісунд (*Visund*) у Північному морі (рис. 7.5). Платформа закріплена безпосередньо над 21 видобувною свердловиною з підводним облаштуванням на глибині моря 335 м. Ще дві свердловини, з окремим маніфольдом, розташовані на відстані 8 км. Платформа довжиною 121 м, шириною

95 м, і вагою більше 50 тис. т може забезпечити підготовку 16 тис. м³ нафти, 28 тис. м³ рідини і 18 млн м³ газу, а також закачування у пласти 18 тис. м³ води та 10 млн м³ газу щодобово [222].

Spar-платформи

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 проектуються 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. 7.8) [224].

Рис. 7.8. Принципова конструктивна схема *spar*-платформи традиційної конфігурації.

Першу платформу такого типу, у формі циліндра висотою 214 м і діаметром 22 м, встановлено у 1996 р. для розробки родовища Керр-МакГіес Нептун (*Kerr-McGee's Neptune*), що знаходиться у Мексиканській затоці на глибині моря 588 м. Рекордсменкою, до 2008 р., була *Spar*-платформа, що встановлена у Мексиканській затоці де глибина моря біля 1700 м. Однак цей рекорд перевищено платформою, що збудовано як регіональну технологічну платформу для розробки групи родовищ Пердідо (*Perdido*), у першу чергу вже відкритих *Great White, Tobago i Silvertip*, каньйон Аламініос, (західна частина Мексиканської затоки, на глибині моря більше 2300 м) [225]. Основою платформи є циліндр висотою 167 м і вагою 21 тис. т. На палубах платформи змонтовано бурове та технологічне обладнання і житловий блок на 150 осіб. Алюмінієву посадочну вертолітну площадку з автоматичною системою пожежогасіння розрахована на постійне базування двох великих вертольотів (*Sikorsky S92*), кожен з яких може перевозити 24 людини. Проектування платформи здійснено фірмою *Technip*, проектування корпусу — *Allance Engineering*, виготовлення та комплектація платформи — *Kiewit Offshore Services* (Техас). Платформу сертифіковано у Американському корабельному бюро *ABS* [226]. Вартість платформи оцінюється у 1,8 млрд дол. США [220].

Платформа має продуктивність біля 18 тис. т нафти на добу, отримуючи нафту із розташованих у радіусі 15 км трьох родовищ *Great White, Silvertip i Tobago* з 34 свердловин, у тому числі 12 віддалених. Геологічні запаси родовищ оцінено у 90 млн т, а видобувні — у 40 млн т. Проект Пердідо — це перший проект, що включає повний цикл підводної технології видобування. Усі свердловини оснащуються вертикальною підводною фонтанною арматурою з робочим тиском 69 МПа і підводними багатофазними витратомірами. На дні моря розташовується п'ять циклонних підводних сепараційних установок з електровідцентровими дотискуючими насосами та два маніфольди. У сепараторі газ відділяється від нафти і води. Рідка фаза і газ райзерами піднімаються на платформу — рідка фаза насосами, а газ вільним потоком. Очікується, що така система зменшить до 14 МПа протиск на гирлі свердловин.

У серпні 2008 р. платформу встановлено над каньйоном Аламініос і у 2010 р. розпочато підготовку до транспортування видобутої продукції з трьох родовищ підводним газопроводом довжиною 170 км та нафтопроводом — 110 км. У подальшому планується, що платформа Пердідо стане центральною технологічною спорудою для розробки родовищ у радіусі 48 км [227]. Власниками платформи є компанії *Shell* (35%), *Chevron* (37,5%) і *British Petroleum* (27,5%), оператором виступає компанія *Shell*.

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 (рис. 7.9) [228, 229]. 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 [228].

Технологічна платформа такої конструкції, під назвою Телемарк, виготовляється для розробки трьох родовищ *Telemark*, *Mirage* і *Morgus* у Мексиканській затоці, на глибині моря 1200 м. Вартість платформи оцінено у 500 млн дол. США. Аналогічну платформу компанія *Acteon* замовила для встановлення у Мексиканській затоці, де глибина моря становить 1357 м [229].

а) схематичне зображення

б) зовнішній вигляд (*Telemark Hub MinDOC*) Рис. 7.9.

Платформа туну *MinDOC*.

Технологічні судна

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.

Довгий час найбільшим у світі технологічним судном вважалось *Girassol* (рис. 7.10), 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 [230]. 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 [231].

Найменше плавуче технологічне судно *Crystal Ocean* (рис. 7.10) [230, 232] 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. Спутня вода очищується чотирьома гідроциклонами до вмісту вуглеводнів менше $1,5 \times 10^{-3}$ % і скидається за борт [232].

а) *Girassol*

б) *Crystal Ocean*

Рис. 7.10. Найбільше і найменше технологічні судна у світі.

Технологічне судно *Espirito Santo* (рис. 7.11) [233, 234], що експлуатується в умовах найбільшої глибини моря для суден – 1789 м, у теперішній час базується на родовищі *Golfino*, біля берегів Бразилії. Потужність збору та підготовки нафти – 14 тис. т за добу, побудовано воно у Сінгапурі за кооперацією трьох фірм *Keppel Shipyard Tuas*, *Dynamac* і *BTE* [235].

а) *Espirito Santo* (1789 м)

б) *Armada Perkasa* (13 м) Рис. 7.11.

Технологічні судна з найбільшою і найменшою глибиною моря.

Різні умови, у яких експлуатуються технологічні судна, ілюструє *Armada Perkasa* (рис. 7.11), судно що орендовано компанією *Afren* на 5 років у малайзійської компанії *Bumi Armada* і заякорено у 2008 р. для розробки родовища *Okoro* біля берегів Нігерії, на глибині моря всього 13 м. Судно побудовано у 1975 р., має довжину 221 м і дедвейт 58,657 тис. т, розраховано на двоступеневу підготовку 3,2 тис. м³ нафти, компримування 500 тис. м³ газу на добу і зберігання 43 тис. м³ нафти.

За винятком деяких випадків, у неглибоких акваторіях моря розробка родовищ здійснюється за допомогою стаціонарних сталевих платформ. Глибина моря, на якій вони використовуються, за технічними і економічними критеріями, обмежується величиною 300-500 м. Останнім часом, у різних регіонах світу, щорічно встановлюється близько 200 стаціонарних платформ [206] різного призначення, у тому числі і технологічних.

Загалом у світі у глибоководних акваторіях (глибина моря більше 500 м) у 2005 р. розробка родовищ велася за допомогою 199 технологічних платформ і суден, з яких [206]: 119 (60%) типу *FPSO*; 43 (22%) напівзанурені різного типу; 21 (11%) типу *TLP*; 13 (6,5%) типу *Spar*; 3 (1,5%) типу «гнучка башта». Діапазон глибин, на яких економічно виправдано використання певного типу платформ, представлено на рис. 7.12 [206]. Для глибокої води із загальної тенденції випадають платформи, що побудовані відповідно до схеми «гнучка башта», діапазон використання яких є обмежений, проте з великими межами глибин 250-750 м. Решта платформ мають економічно виправдане використання. Порівняльний вартісний аналіз, представлено у роботі [206], він показує, що на глибинах більше 1500 м перевагу мають напівзанурені та буй-платформи (рис. 7.13) [206].

Рис. 7.12. Діапазон глибин моря для застосування технологічних платформ різних типів.

Рис. 7.13. Порівняльна вартість застосування технологічних платформ різних типів.

Облаштування морських родовищ нафти і газу у Мексиканській затоці

До районів з найбільш розвинутими інфраструктурами морського видобування нафти та газу, і де, у першу чергу, формувався досвід облаштування морських родовищ, відноситься Мексиканська затока і шельф Північного моря.

У Мексиканській затоці, на мілководній частині шельфу, під час облаштування родовищ, головним чином, використовуються стаціонарні платформи. На цей час там нараховується більше 14 тис. стаціонарних платформ різного типу, від масивних бетонних технологічних до малих кесонів [236]. Детальна інтерактивна карта Мексиканської затоки, включаючи границі ліцензійних ділянок, розташування нафтовидобувних споруд, нафто- і газо-проводів, доступна на сайті (*MMS — U.S. Department of the Interior Minerals Management Service Gulf of Mexico OCS Region* <http://www.gomr.mms.gov/homepg/pubinfo/MapsandSpatialData.html>).

Перше глибоководне родовище на континентальному шельфі Мексиканської затоки *Cognac*, що відкрито у 1975 р., дало продукцію у 1979 р. З того часу у розробку введено біля 180 родовищ. Платформами обладнано 49 глибоководних родовищ (рис. 7.14), зокрема, на 15-ти використано *TLP*; на 15-ти – буй-платформи; на 4-х – плавучі споруди різної комплектації *FPSO*, *FPO*; на 4-х – напівзанурені платформи та на 3-х – платформи типу «гнучка башта» (табл. 7.3). П'ять родовищ, що знаходилися на континентальному шельфі з глибиною моря до 400 м, облаштовано стаціонарними платформами. Ще біля 120 глибоководних родовищ розроблялися з підводним облаштуванням гирла свердловин [237, 238].

Рис. 7.14. Розташування глибоководних платформ у Мексиканській затоці.

Таблиця 7.3

Типи платформ, з яких ведеться видобуток нафти і газу в Мексиканській затоці [238]

Освоєння шельфу, розвиток інфраструктури і вдосконалення технологій скорочували проміжок часу від

отримання ліцензії до видобутку першої нафти з родовища (рис. 7.15) [237]. Зменшення термінів освоєння родовищ пояснюється як поглибленням знань щодо геологічної будови континентального шельфу, так і значним збільшенням кількості морських бурових установок та прогресом нафтогазовидобувних технологій. Необхідно зазначити, що кількість бурових установок постійно збільшувалась, досягнувши максимуму 40 одиниць у 2001 р. У наступні роки на шельфі було задіяно від 25 до 34 установок. Відповідно у 2000-2002 рр. пробурено і максимум свердловин, біля 200 одиниць на рік. У 2008 р. на континентальному шельфі Мексиканської затоки США пробурено 108 свердловин [237]. Приблизно до півтора року скоротився проміжок часу від кваліфікації родовища як комерційного до видобутку першої нафти.

Рис. 7.15. Середній час від отримання ліцензії до першої нафти на глибоких родовищах Мексиканської затоки.

Аналіз даних із різних джерел про розміри інвестиції на реалізацію проектів з видобутку нафти і газу, без урахування операційних витрат, для Мексиканської затоки показав, що відсутній зв'язок між глибинами моря і типами технологічних споруд, але є чітка тенденція до зменшення питомих інвестиційних витрат з ростом величини видобувних запасів родовища або групи родовищ (рис. 7.16). Загалом затрати зменшуються від 50 дол. США до 20 дол. США на тону видобувних запасів умовного палива.

Рис. 7.16. Питомі інвестиційні витрати на реалізацію проектів з розробки родовищ нафти і газу у Мексиканській затоці (біля маркерів вказана глибина моря в місці встановлення платформ).

Облаштування морських родовищ нафти і газу на Європейському шельфі

Початок видобутку на шельфі європейських морів пов'язано із освоєнням родовища *Ekofisk* у 1971 р. З того часу створена розвинута інфраструктура видобутку нафти і газу на континентальному шельфі європейських морів (рис. 7.17) [222]. Детальні інтерактивні карти ліцензійних ділянок, розташування родовищ на шельфі Великобританії, Норвегії, Данії можна знайти на сайтах Британського міністерства енергетики [239], Норвезького нафтового директорату [143], Данського енергетичного агентства [240].

У норвезькому секторі континентального шельфу було встановлено більше 150 платформ різного призначення. У 2009 р. використовувалось близько 115 платформ, з яких 36 – інтегрованого технологічного призначення для буріння свердловин, видобутку та підготовки нафти та газу; 6 – для буріння свердловин. З інтегрованих технологічних платформ: 8 стаціонарних на бетонній основі, 16 стаціонарних на сталевій основі, 4 напівзанурених платформи, 2 платформи на розтяжках *TLP* і 6 технологічних споруд *FPSO*. З повністю підводним облаштуванням і виведенням продукції свердловин на технологічні платформи сусідніх родовищ розробляється 21 родовище, приому з двох родовищ продукція транспортується на великобританські платформи *Enoch* та *Rev* і ще з двох – на берегові споруди *Ormen Lange*, *Vilje* [223].

На континентальному шельфі Великобританії, включаючи Ірландське море, встановлено біля 290 платформ різного призначення, з них 8 бетонних і 32 сталеві стаціонарні технологічні платформи, 2 технологічні платформи на розтяжках, 15 *FPSO* і 5 напівзанурених технологічних платформ [239]. На шельфі Данії функціонують 15 стаціонарних технологічних платформ на сталевій основі [240]. Розвинута система магістральних нафто- і газопроводів (рис. 7.17 і табл. 7.4, 7.5) забезпечує транспортування нафти та газу з морських родовищ до терміналів, що розташовані на берегах Норвегії, Великобританії, Німеччини, Бельгії і Франції.

Рис. 7.17. Інфраструктура видобутку і транспортування нафти і газу на норвезькому шельфі.

Лекція 6 ВПЛИВ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ, РИЗИКИ ЖИТТЮ ТА ЗДОРОВ'Ю ВИРОБНИЧОГО ПЕРСОНАЛУ

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 [19].

Забезпечення безпеки під час освоєння морських родовищ нафти і газу безпосередньо залежить від рівня розвитку нормативно-правої 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 [19].

Вимоги до охорони навколишнього середовища на морі регулюються низкою міжнародних, регіональних та національних документів. На сьогоднішній день існує біля 20 регіональних конвенцій щодо видобутку нафти і газу на морі та захисту морського середовища. Наприклад, *Convention for the Protection of the Marine Environment of the North East Atlantic (OSPAR Convention), Paris, 1992* (Конвенція щодо захисту морського середовища пів-нічно-східної Атлантики) [324]; *Convention on the Protection of the Black Sea against Pollution, Bucharest, 1992* (Конвенція щодо захисту Чорного моря від забруднення) [325] тощо. Міжнародних угод на цю тему налічується близько 10, наприклад, *Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter (London Convention, 1972), London, 1972* (Конвенція щодо попередження забруднення моря викидами відходів та іншими речовинами) [326]. Усі ці документи стосуються тих чи інших видів забруднення, а не охоплюють увесь можливий комплекс забруднень.

Тепер, безпосередньо компанії розробляють економічно ефективні заходи та технології, щоб запобігти нанесенню шкоди співробітникам, навколишньому середовищу та майну фірми. Важливою частиною політики компаній стало своєчасне оповіщення зацікавлених сторін про небезпечні ситуації, що дає змогу приймати всі можливі заходи для їх усунення. Особливе місце займають зобов'язання компаній щодо забезпечення прав громадян на отримання достовірної екологічної інформації. Все більше уваги приділяється вивченню та моделюванню передаварійних ситуацій, вдосконаленню технологій комплексного розрахунку ризиків, обліку невизначеності вихідних даних.

Надійність роботи внутрішніх систем контролю та результативність їх діяльності перевіряють відповідні державні органи. Забезпечення безпеки, без перебільшення – один із головних імперативів основних систем зарубіжних стандартів (американської, канадської, британської та норвезької «*Det Norske Veritas*» (DNV) – ведучої компанії у сфері послуг з управління ризиками) та діяльності в галузі морської нафтогазової індустрії. Така точка зору підтримується багатьма фахівцями найбільших компаній [20, 27, 28].

Принциповою особливістю підходу до забезпечення безпеки, який формується на даний час є створення систем наскрізної оцінки та управління ризиками на усіх етапах життєвого циклу об'єктів, що знизить ризики настільки, наскільки це може бути практично можливо у системі стандартів DNV (рис. 9.1). Цей рівень відповідає рівновазі між функціональними можливостями, безпекою та вартістю об'єкта. Проте слід зауважити, що кожна з компаній-операторів діє тільки в рамках забезпечення безпеки в межах своєї ліцензійної ділянки. У той час як нафтогазові родовища знаходяться в єдиній системі природно-географічного комплексу. Між ними не існує бар'єрів, що могли б забезпечити безпеку всього шельфу або регіону у разі виникнення великих аварій. Навпаки, завдяки гідрологічним та метеорологічним умовам шельфу, аварія тільки на одному об'єкті може обернутися катастрофою для усього регіону і збиток від цього може вимірюватися багатьма мільярдами доларів, що не покриває умови страхування ні по одному з проектів, що розробляються.

Аналіз, оцінка та керування ризиками – важливий елемент практичної діяльності у ході реалізації індустріальних проектів [327, 328, 329].

Рис. 9.1. Залежність сумарної вартості об'єкта від витрат на зниження ризиків.

Ризики пов'язані з нештатними технологічними процесами та режимами:

- ♦ відхилення параметрів технологічних процесів від необхідних номіналів;
- ♦ відхилення від встановлених правил виробництва будівельно-монтажних, пуско-налагоджувальних, ремонтно-відновлювальних робіт, регламентів технічного обслуговування;
- ♦ поява вільно підвішених прольотів, локальних вибоїн морського дна, висотно-планові зміщення об'єктів нафтогазовидобутку, нафтопроводів, що впливають на цілісність споруд, помилки персоналу;
- ♦ поступове погіршення технічних і експлуатаційних характеристик окремих конструкцій та механізмів.

Небезпеки несуть вибухонебезпечні предмети (міни, авіаційні бомби, торпеди і т.д.), поховання боєприпасів та хімічної зброї; несанкціоновані звалища відходів; затоплені судна, трали та інші об'єкти.

Невиключені умисні дії третіх осіб: диверсійні та терористичні акти, у тому числі інформаційні; проникнення на об'єкти інфраструктури з метою промислового шпигунства.

За неповною статистикою терористичних актів на трубопроводах, представленої на міжнародній конференції «*Symposium on The Oil and Gas Routes from Caspian-Caucasus Region of Pipelines, Stability and International Security, organized by the Landau Network-Centro Volta, Coto, 10-11 December 2001*», за останні 20 років скоєно близько 100 диверсійних і терористичних актів, із них у Європі – 17.

Серйозні дослідження проблеми забезпечення безпеки об'єктів нафтогазової індустрії від терористичних загроз не проводилися. Проте, останнім часом міжнародні організації та уряди окремих країн розпочали запроваджувати додаткові заходи у цій області.

Події 11 вересня 2001 р., хоча й не мали прямого відношення до нафтогазового бізнесу, зумовили зміну ставлення до безпеки суден і портових споруд. Від пасивного неприйняття тероризму світова спільнота перейшла до активної превентивної політики, спрямованої на попередження терористичних актів. Комітет з безпеки на морі Міжнародної морської організації в грудні 2002 р. підготував і провів Дипломатичну конференцію з морського захисту, де обговорювалися зміни та доповнення до Міжнародної конвенції СОЛАС-74. Конвенція була доповнена новим розділом «Особливі заходи щодо підвищення рівня морської безпеки», який стосується пасажирських суден, вантажних суден, самохідних плавучих бурових установок, а також портових споруд.

Конвенцією встановлені мінімальні вимоги функціональної безпеки для суден і портових об'єктів, а також моніторинг та контроль доступу на судна, моніторинг дій людей, стану вантажу, а також забезпечення доступності засобів зв'язку у разі виникнення небезпеки.

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.

Характерні типи аварій на морських нафтогазових промислах

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 напівануреній 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 південносхідного 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 (рис. 9.2). *Рис. 9.2. Платформа Deepwater Horizon після вибуху* 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 зв'язку з цим надзвичайний стан було оголошено в штатах Луїзіана та Флорида і з метою ліквідації витікання нафти компанією *BP* було вжито такі заходи:

- ◆ невдала ліквідація пробоїн за допомогою глибоководного робота;
 - ◆ монтаж залізобетонного захисного купола масою 100 т над місцем витікання з аварійної свердловини для збору нафти, що буде відкачуватись на поверхню в танкер. За розрахунками розробників така споруда повинна збирати до 85% нафти, що витікає зі свердловини. Здійснити цей план не вдалося через активне гідратування на морському дні у зоні пробоїн.
 - ◆ монтаж меншого металевого захисного купола з можливістю закачування в нього метанолу для запобігання утворення гідратів, який, дав змогу контролювати витікання нафти приблизно на 25%;
 - ◆ спроба заглушити свердловину через технологічні канали непрацюючого превентора, що також виявилась невдалою;
 - ◆ розпочато буріння двох свердловин, спроектованих таким чином, щоб перетнути стовбур аварійної свердловини вище нафтоносного пласта. Це дало змогу заглушити свердловину важкими розчинами та у подальшому встановити цементний міст лише в серпні 2010 р., тобто приблизно через 3 місяці після аварії. У зв'язку з цим вивчення причин аварій та розробка рекомендацій щодо їх попередження мають велике значення для забезпечення технічної, пожежної та екологічної безпеки, а також підвищення ефективності нафтогазодобування на континентальному шельфі.
- Безпечне функціонування об'єктів облаштування родовищ значною мірою зумовлено наявністю практично апробованої нормативної бази з проектування, будівництва та експлуатації морських споруд. Її основою є національні Правила, Вимоги, Положення та інші нормативні документи, в яких узагальнено результати світового досвіду освоєння вуглеводневих ресурсів континентального шельфу. Контроль за дотриманням вимог, зазначених у цих документах, у всіх країнах світу здійснюють незалежні організації, без санкції яких не допускається проектування, будівництво та експлуатація морських споруд. Найважливіша функція цих організацій – перевірка стану конструкцій об'єктів, як з метою попередження аварій, так і планування профілактичних і ремонтних заходів.
- Фахівцями міжнародних компаній систематизуються випадки аварій на шельфі. Результати деяких таких досліджень наведено в таблиці 9.1, вони ілюструють не тільки кількісний склад аварій, а також закономірності зміни їх співвідношень у разі структурного ранжування, що дуже важливо для прогнозу ймовірності виникнення аварій та їх попередження.
- Із наведених даних випливає, що приблизно 17% припадає на аварії, причини виникнення яких обумовлені погодними умовами, зіткненнями та відкритим фонтануванням, а 10% – на пожежі, руйнування конструкцій та інші випадки. Такий розподіл свідчить про те, що значна частина аварій відбувається з вини персоналу, який допускає порушення технологічного процесу, правил проведення суден або їх швартування до морських нафтогазопромислових споруд.

Таблиця 9.1

Наслідки аварій на континентальному шельфі [63].

Слід також зазначити той факт, що тільки в кількох випадках із загального числа не з'ясовані причини виникнення аварій. Це свідчить про те, що питанням безпеки в морській нафтогазовій промисловості приділяють досить велику увагу.

Найбільше аварій із загального числа відбувається під час видобутку (близько 30%) та буріння (26%) (таблиця 9.2) [63]. Наступне місце займає операція, пов'язана з переміщенням об'єктів облаштування,

допоміжних та обслуговуючих технічних засобів. Із загальної кількості аварій майже 50% сталися на мобільних нафтогазопромислових спорудах, а близько 36% – на стаціонарних платформах [63]. В умовах Мексиканської затоки їх було приблизно в 2 рази більше, ніж у Північному морі.

Це пояснюється наявністю значної кількості стаціонарних, мобільних та інших споруд, а також підводних і надводних свердловин у Мексиканській затоці. Статистичні дані причин аварій показують, що вони, в основному (за винятком впливів ураганів і тайфунів), виникають в результаті помилок, допущених персоналом. Тому здійснювати буріння та експлуатацію морських нафтогазових родовищ повинні висококваліфіковані фахівці, здатні приймати правильні рішення, особливо в аварійних ситуаціях.

Одним із головних напрямів забезпечення безпеки робіт є створення нормативної бази проектування, будівництва й експлуатації морських нафтогазопромислових об'єктів. Причому, нормативні документи повинні складатися не тільки на основі вимог, що розробляються вітчизняними фахівцями, а й з урахуванням світового досвіду.

Таблиця 9.2

Розподіл числа аварій за видами під час проведення різних операцій на плавучих і стаціонарних платформах

Необхідно категорично заборонити операторам (замовникам) проведення будь-яких робіт, пов'язаних зі зміною конструкції споруди без письмового дозволу проектною організацією. Підтвердженням цього висновку слугує самовільне вирізання оператором отвору 290 мм на розкосі, що сполучає опорні колони платформи Александер Кілланд, що призвело до аварії та людських жертв.

Для перевірки стану морських нафтогазопромислових споруд під час їх експлуатації в проекті має бути передбачена штатна автоматизована система контролю (АСК), яка сповіщає відповідним службам на платформі про можливі несприятливі ситуації в несучих конструкціях споруд, що дасть змогу завчасно розробити комплексну систему профілактичних заходів, спрямованих на попередження аварій.

Для забезпечення евакуації людей, гасіння пожеж, збирання нафти, що розлилася та ліквідації інших аварійних ситуацій створюються багатоцільові судна, оснащені необхідними системами та обладнанням.

Одним із основних напрямів розвитку науки та техніки є створення експериментальних баз для модельних випробувань запроєктованих морських нафтогазопромислових споруд. Необхідно, щоб такі випробування були обов'язковою нормативною вимогою під час проектування. Слід мати на увазі, що помилки, зроблені на цьому етапі, виявляються пізніше – у процесі будівництва та експлуатації морських споруд. Якщо вони виявлені під час будівництва, то їх ще можна виправити, а якщо в процесі експлуатації, то їх вдається проаналізувати лише після аварії. Тому основні принципи забезпечення безпеки робіт на шельфі такі:

- ◆ проект необхідно виконувати згідно з установленими національними та міжнародними нормами;
- ◆ необхідний суворий залежний і незалежний контроль за виготовленням, будівництвом і експлуатацією споруд;
- ◆ має гарантуватися якість та здійснюватись інспектування обладнання в процесі роботи;
- ◆ необхідно здійснювати своєчасний ремонт об'єктів та обладнання, вдосконалення технологічних процесів та обслуговування промислу.

Екологічно-аварійні ситуації

Виробнича діяльність морських нафтогазовидобувних і транспортних об'єктів передбачає досить чіткий графік утилізації та вивезення відходів виробництва з морських платформ, затримка останнього може відбуватися тільки за несприятливих погодних умов.

Цей режим гарантує екологічну безпеку об'єктів, але він може бути порушений в результаті раптового виникнення некерованого надходження пластової продукції (відкриті фонтани, викиди), а також при серйозних протіканнях нафти (або конденсату) зі сховищ, трубопроводів, танкерів. Подібні аварійні ситуації можуть призводити до серйозних екологічних наслідків та загрожувати безпеці персоналу, який перебуває на платформі у момент виникнення небезпеки. Світова практика розробки морських родовищ нафти і газу підтверджує сумну статистику аварійних подій. Так, за відомостями *Norwegian Maritime Technology Consultancy*, за період з 1970 р. по 1985 р. у Північному

морі втрачено 20 платформ, із яких половина – в результаті відкритих фонтанів. За відомостями *Petroleum Information Co* (США), у період з 1980 по 1985 р. у Мексиканській затоці під час буріння та ремонту 5424 свердловин трапилося 46 випадків викидів, у результаті яких мали місце людські жертви та великі розливи нафти. Розливи виникають, також, під час аварій на танкерах в результаті зіткнення з іншими суднами, або при посадці на мілину. Екологічний збиток від розливів вуглеводнів, особливо коли відбуваються великі аварії, досить складно оцінити в грошовому еквіваленті, хоча у світовій практиці вже досить добре відомі такі прецеденти. Так, аварія танкера «Ексон Вальдез» біля берегів Аляски в 1989 р. спричинила виплату штрафних санкцій на компенсацію збитку у сумі понад 1 млрд дол. США в результаті витікання близько 40 тис. т нафти.

У зв'язку з цим заслуговує на увагу комплекс робіт компанії «Ексон» з відновлення навколишнього природного середовища:

- ◆ більше 30 млрд дол. США було виплачено компанією за зустрічними позовами;
- ◆ відновлено 200 км берегової лінії Аляски та невеликих островів у районі аварії шляхом комбінованої обробки різними хімреагентами кількістю близько 30 тис. т і безпосередньому очищенні поверхні води за допомогою спеціалізованих суден;
- ◆ для флоту компанії (понад 1400 суден) було закуплено близько 240 км якірних ланцюгів (для плавучих бонових огорож), 150 км бонових огорожень, 600 тис. пар рукавичок (гумових і бавовняних), 70 тис. т палива;
- ◆ близько 1000 чоловік було задіяно в роботах з очищення, близько 700 чоловік здійснювали вивчення та контроль стану водного середовища, а також об'єктів довжиною 16 тис. км;
- ◆ біообробка берегової зони включала азотні та фосфористі добавки для сприяння росту природно-виникаючих бактерій, що в процесі свого розвитку утилізували нафту;
- ◆ для відмивання берегів використовувалася гаряча вода (+60°C), що нагніталася потужними насосами з витратами до 2000 л/хв. На ліквідацію наслідків цієї аварії пішло близько двох років.

Основні джерела забруднення навколишнього середовища

До основних технологічних операцій можна віднести: будівництво берегових баз, виготовлення платформ, установлення платформ у морі, будівництво підводних трубопроводів.

Під час будівництва берегових баз основними об'єктами потенційного забруднення навколишнього середовища є виробничі підприємства (управління бурових робіт, нафтогазовидобувні управління, бази з обслуговування флоту, а також полігони для захоронення відходів). Основними забруднюючими речовинами є: виробничі відходи, стічні води, що вміщують нафтопродукти, господарсько-побутові стічні води, паливно-мастильні матеріали, а також у деяких випадках пластові води, що надходять з платформ, які знаходяться поблизу. А потенційні об'єкти негативного впливу на довкілля такі:

- ◆ під час виготовлення металевих платформ (складальні, механічні, зварювальні роботи, нанесення захисного покриття та фарбування) основними забруднювачами є: механічні домішки, масла, нафтопродукти, хром, нікель, цинк, пил;
- ◆ під час виготовлення платформ метало-бетонного типу – промивання устаткування та бетонопроводів, пропарювальні камери, система охолодження устаткування та агрегатів, випробувальний стенд тощо; основні забруднювачі: нафтопродукти, цемент, бетонна крихта, пил, стічні води;
- ◆ під час спорудження ґрунтових основ – відсіпка, планування та ущільнення ґрунту, заходи щодо захисту основи від руйнування; основний вплив: вібрація, ґрунтові та поверхневі води.

У процесі установки платформ у морі основними чинниками впливу на навколишнє середовище та забруднювачами є: вібрація, вихлопні гази, цементний розчин, стічні води. Під час будівництва підводних трубопроводів: ерозія та зниження біологічної активності ґрунтово-рослинного шару, виникнення хвилювань у береговій зоні. Основні забруднювачі: стічні води з вмістом нафтопродуктів, паливно-мастильні матеріали, побутові та каналізаційні стічні води, сміття.

У практиці освоєння морських родовищ у процесі буріння розвідувальних свердловин проводиться екологічний моніторинг з метою отримання необхідних даних – першочергових відомостей про стан освоєння середовища, з тим щоб надалі мати можливість порівняння цих відомостей у динаміці, за тривалий період розробки конкретного покладу.

Цей моніторинг включає вивчення:

- ◆ гранулометричного складу донних відкладень;
- ◆ концентрації важких металів у воді та донних відкладах;
- ◆ вміст мікроелементів та вуглеводнів у воді;
- ◆ якісної та кількісної структури морської біоти.

Моніторинг включає також відбір проб морської води, планктону, збір гідрометеорологічних даних у досліджуваній акваторії (або ділянці), куди входить визначення швидкості та напрямку придонних течій, дані про підземні води.

Крім цього, окремі компанії розробили свої нормативи, що деталізують вимоги вищого рівня. Деякі компанії проголошують принцип «нульового скиду». Цей принцип означає повну заборону викидати в море продукти промислової діяльності. Їх збирають у контейнери (компанія «ЛУКОЙЛ» [330] на Каспійському морі) і транспортують на берег для знезараження та утилізації. Необхідно зазначити, що абсолютне виконання цього принципу майже неможливе, тому що на платформі існують також такі види забруднення, як стічні води, побутове сміття тощо. Морська бурова платформа компанії «ЛУКОЙЛ» на Каспійському морі обладнана циркуляційною системою бурових розчинів, дренажною системою для забруднених технологічних стоків, а також каналізаційною системою і накопичувальною ємністю господарсько-побутових стічних вод. Відносно цих видів забруднення в інших районах світу до платформ можуть застосовуватися правила і норми як до суден.

Під час буріння свердловин великого діаметра за одну годину утворюється до 20 м³ шламу. В таких умовах його утилізація з техніко-економічної точки зору досить складна, тому у більшості випадків під час буріння верхніх інтервалів застосовуються бурові розчини на водній основі без обробки хімреагентами або з мінімальною обробкою, дозволеними реагентами. Такі розчини і вибурена порода скидаються в море. У більш чутливих до забруднення умовах будь-яке скидання шламу в море забороняється. Наприклад, під час буріння свердловини недалеко від узбережжя Бразилії (рекреаційна зона) застосовано метод транспортування шламу від бурової до спеціальної баржі, яка відвозила шлам на узгоджену відстань і скидала його в море [331]. Крім того, платформа була огорожена замкнутим колом буїв, а баржа стояла на якорі за межами огорожі.

Фірма *CETCO Oilfield Services Co* розробила і успішно випробовує підводний агрегат для проведення операцій з очистки води в таких випадках – це *NEMOH (Nomadic Environmental Media Host vessel)* [332]. Цей агрегат приєднується до підводного обладнання за допомогою дистанційно діючого підводного апарата, який після закінчення операції демонтує його і піднімає на поверхню або переміщає на нову точку. Застосування агрегату *NEMOH*, як зазначають автори, значно зменшить навантаження на морське середовище.

Протипожежна безпека морських нафтогазових платформ

Освоєння морських родовищ нафти та газу вимагає вирішення комплексу питань пов'язаних з безпекою як персоналу, який перебуває на об'єктах, так і самих споруд, що створюються для видобутку та транспортування продукції.

Принципова відмінність морських нафтогазовидобувних об'єктів від об'єктів на суші полягає в тому, що проблеми безпеки повинні вирішуватися безпосередньо в морі, оскільки їх віддаленість істотно ускладнює, а в льодових умовах майже виключає, допомогу ззовні. Саме цією обставиною пояснюється необхідність наявності на платформах усіх штатних систем безпеки.

У даний час безпека стала такою ж необхідною умовою проекту, як завершення будівництва та досягнення запланованих показників видобутку.

Питанням безпеки на морських об'єктах завжди приділялася велика увага, але все ж аварії трапляються. Це відбувається, перш за все, через брак досвіду, що завжди має місце, коли створюється нове (хоча, безумовно, час-тина аварійних ситуацій, як правило, виникає через недотримання регламентної дисципліни обслуговуючим персоналом об'єктів). Статистикою встановлено, що близько 80% усіх аварій пов'язано з помилковими діями персоналу. Тому першочергову увагу приділяється постійному навчанню та вдосконаленню навичок персоналу, а також контролю за його діяльністю.

Відомо, що роботи на морських об'єктах нафтовидобутку відносяться до найбільш складних видів людської діяльності. Основними об'єктами облаштування морських родовищ є платформа, трубопровід, плавуче або підводне нафтохранище тощо.

Платформи характеризуються високою вартістю будівництва і концентруються на обмеженій площі в безпосередній близькості від житлового модуля технологічних систем, силових агрегатів, засобів евакуації людей, що є потенційно небезпечним для життя та здоров'я персоналу чисельністю 100-200 чол.

Сира нафта, що надходить на платформу, зазвичай містить велику кількість вуглеводневих газів. Через дуже високий тиск у зоні гирл свердловин можливі витіки, що представляють собою небезпеку; досить часто вони відбуваються на фланцевих з'єднаннях, в трубопроводах, вентилях, кранах і т. д.

Потенційні джерела можливого займання, особливо різне електрообладнання, є практично на всіх ділянках і зонах платформи. Пожежа або вибух найбільш небезпечні для морської стаціонарної платформи. Вони нерідко призводять до катастрофічних руйнувань, загибелі персоналу та значних матеріальних збитків.

Більшість аварій пов'язано з бурінням і перш за все – з розвідувальним. Це пояснюється тим, що аварії, як правило, виникають внаслідок викидів у процесі розвідувального буріння, коли стратифікація пластів вивчена недостатньо, що нерідко призводить до відкритого фонтанування.

Аварії відбуваються на платформах і в процесі різних ремонтних робіт, особливо пов'язаних зі зварюванням і витіками газу з ємностей, трубопроводів та апаратів (компресори, рібойлери) тощо. Тут, аварійні ситуації викликані частіше всього недотриманням технологічної дисципліни.

І усе ж таки, за статистичними відомостями служби охорони надр США, незважаючи на значне зростання числа платформ, в цілому спостерігається тенденція зниження кількості аварій. Це свідчить про те, що вдосконалення техніки, посилення нормативів та підвищення технологічної дисципліни дають позитивні результати.

Ліквідація морських нафтогазових споруд на етапі завершення розробки родовищ

Є різні ситуації, що вимагають виведення з розробки родовища та ліквідацію об'єктів нафтогазовидобутку. Наприклад, у зв'язку з необхідністю попередження або знищення забруднень, виникнення яких можливе внаслідок природних катастроф, економічних факторів і звичайного виснаження родовища. Вимоги до виведення з розробки родовища та ліквідації експлуатаційних об'єктів повинні бути передбачені [333], зокрема, в ліцензійній угоді, де обумовлюються випадки, коли ліцензійна ділянка може бути покинута власником та які дії він повинен здійснити після того як видобуток припинено. В операційній угоді компанії-оператор передбачається застереження про відповідальність за недбале виконання робіт і зобов'язання з ліквідації їх наслідків, зокрема забруднень.

Для ліквідації об'єктів морського нафтогазовидобутку проводиться техніко-економічна оцінка варіантів технічних і технологічних рішень, розробляється програма ліквідації або декілька програм для різних об'єктів, наприклад, платформ і трубопроводів окремо. Свердловини ліквідовуються відповідно до вимог стандартів підприємств, норм і законодавства країни, які виключають навіть потенційну можливість загрози для середовища, флори та фауни [334, 335, 336].

Для технічних споруд у техніко-економічних обґрунтуваннях розглядаються економічні та екологічні наслідки їх ліквідації за декількома варіантами. Наприклад, залишення на місці, повторного використання без переміщення, повторного використання на іншому місці, затоплення на дні моря, переміщення та утилізація на суші споруд та обладнання [337, 338].

В обґрунтуваннях особливу увагу приділено факторам впливу на природне середовище, зокрема, енергетичним витратам та обсягам викидів у атмосферу у процесі ліквідації об'єктів, забрудненню моря та його дна, фізичному пошкодженню зовнішнього середовища, естетичному (візуальне, ароматичне, шумове) забрудненню. Також розглядаються соціальні наслідки для рибальства, використання людських ресурсів, судноплавства та інше. Залежно від особливостей експлуатації родовищ основними об'єктами морського комплексу видобування можуть бути: стаціонарні споруди, льодостійкий блок, кондуктор, підводний комплекс видобування, підводні промислові газопроводи тощо. Всі об'єкти із закінченням терміну використання повинні бути ліквідовані та утилізовані відповідно до вимог наглядових органів. У різних регіонах відпрацьовуються різноманітні схеми ліквідації морських стаціонарних споруд, як із залишенням їх на місці, так і з вивезенням на берег для утилізації.

Після закінчення експлуатації об'єкти морського промислу можуть бути демонтовані повністю, або частково. Також може бути розглянута можливість виведення з експлуатації, залишаючи їх на місці. Повна ліквідація потребує видалення конструкції на достатню глибину нижче дна моря, щоб запобігти можливій взаємодії з іншими користувачами акваторії. У цьому випадку виділяється декілька етапів:

- ◆ цементування і ліквідація всіх свердловин;
- ◆ промивка та очищення труб та обладнання, що містить вуглеводні;
- ◆ демонтаж надбудов;
- ◆ демонтаж опорної частини стаціонарної споруди;
- ◆ очистка морського дна.

Перевага повної ліквідації – повернення родовища до свого первісного стану, недолік – висока вартість та шкода морським організмам, які часто пристосовують морські споруди для свого проживання.

Суттєва економія досягається у разі часткової ліквідації споруд. У цьому випадку знижується шкода морській біосфері та зменшується кількість етапів, що необхідно виконати для видалення конструкції.

Під час вибору методу утилізації платформи беруться до уваги вік платформи, глибина води, конфігурація і тип платформи, вага частин, що потребують підйому, міцність ґрунту, погодні умови, ерозія води, тощо.

Окрім повної та часткової ліквідації перспективним напрямом є використання стаціонарної споруди під науково-дослідні станції з вивчення морської популяції, проведення спостережень та моніторингу рівня моря тощо. На рис. 9.3 наведено схему можливих варіантів ліквідації морських платформ.

Рис. 9.3. Схема можливих варіантів ліквідації платформи.

ПРОБЛЕМИ КАДРОВОЇ ПОЛІТИКИ

На думку багатьох американських економістів, корпорації у США в 70-х –80-х роках минулого століття недостатньо інвестували у розвиток людських ресурсів, що досить негативно відбивалося на досягненнях та роботі компаній. Тривалий час американські й британські компанії розглядали витрати на персонал як такі, що не потрібні, у той час як японські та німецькі – відносились то таких витрат як до довгострокових інвестицій, що принесуть значні прибутки.

Американські компанії визнали необхідність вкладень у персонал порівняно нещодавно, коли їхні позиції на світовому нафтогазовому ринку були суттєво зміщені. Враховуючи помилки, компанії США змогли досить швидко їх виправити.

Конкурентне середовище нафтогазового бізнесу постійно змінюється та ускладнюється. Для того щоб відповідати вимогам часу, компаніям необхідна нова модель підтримки та утворення конкурентних переваг, яка б зробила їхню діяльність максимально ефективною. Основою сучасної моделі конкурентоспроможності нафтогазової корпорації є принцип ефективного використання, збереження та розвитку кадрових ресурсів. Від працівників компанії, їх бажання та здібностей працювати у важких умовах невизначеності, приймати самостійні виважені відповідальні рішення, від їх відношення до своєї компанії та відданості спільній справі залежить чи зможе компанія працювати краще, ніж її конкуренти.

Сьогодні успіх нафтогазової компанії визначається не тільки обсягом наявності запасів вуглеводнів і найновішого обладнання, а, головним чином, ефективністю менеджменту. Дійсно успішною сучасна нафтогазова компанія стане, якщо буде достатньо гнучкою та зможе відповідати швидкоплинним вимогам часу, до яких спеціалісти відносять:

- ◆ глобалізацію економіки;
- ◆ зростаюче значення якості продукції;
- ◆ зростаючу швидкість розробки та впровадження технологічних інновацій;
- ◆ соціальні зміни на ринку праці;
- ◆ необхідність збільшення прибутку та скорочення витрат;
- ◆ забезпечення інвестиційної привабливості;
- ◆ наявність постійних змін.

Кожен із цих факторів, що впливають на розвиток нафтогазового бізнесу, тісно пов'язані із діяльністю служби управління людськими ресурсами (кадровою службою), а також стратегією, яка реалізується компанією у цій сфері.

Вся система управління людськими ресурсами – відношення до працівників, інвестиції у персонал – давно вже стали невід'ємною складовою стратегії кожної успішної нафтогазової компанії. Одним із основних принципів діяльності нафтогазових компаній у останні роки стало розуміння того, що основною конкурентною перевагою компанії є її працівники. Вважаючи кадрові ресурси найважливішою конкурентною перевагою, світові нафтогазові компанії постійно шукають найбільш ефективні методи менеджменту, удосконалюють систему підбору, підготовки та перепідготовки працівників. Реалізація принципу збереження та розвитку людського капіталу є ключовим фактором досягнення корпоративного успіху.

Для багатьох українських та російських компаній саме управління людськими ресурсами, підвищення кваліфікації працівників, планування кар'єри фахівців є сьогодні найбільш «вразливими місцями», які гальмують розвиток цих компаній.

Але, як показує досвід, основою успіху компанії, яка виходить на світові ринки, є професійний рівень працівників, їх здатність виконувати важку роботу, знання найновіших бізнес-технологій. Здійснивши значні інвестиції в освоєння нових ринків, можна легко зруйнувати корпорацію непрофесіоналізмом працівників. Плинність персоналу є однією з основних проблем світових нафтогазових компаній. Коли звільняються досвідчені співробітники, показники роботи яких високо оцінюються менеджерами та колегами, компанія несе значні збитки. Вони включають витрати на пошук та підбір нового персоналу, на розвиваючі та освітні програми, на введення новачка у проекти, на заміщення бізнес-контактів і професіоналізму працівника, який звільнився. Звільнення працівників, носіїв безцінного інтелектуального капіталу та досвіду, може стати катастрофою для компанії. В одному із своїх інтерв'ю Арьє де Геус, топ-менеджер компанії *Shell*, навів такі дані: втрата одного спеціаліста може коштувати компанії 60-300 тис. дол. США і декілька місяців додаткової роботи [339]. Тож одним із головних принципів кадрової політики

світових нафтогазових компаній є утримання та стимулювання професіоналів.

Ще однією суттєвою проблемою нафтогазових компаній є кадрова зміна поколінь, яку ще називають «глобальною зміною команди», наслідком якої став масштабний відхід із галузі найбільш цінних технічних спеціалістів у різних країнах світу у зв'язку з настанням пенсійного віку. Тож проблема передачі знань молодому поколінню стоїть дуже гостро для багатьох світових нафтогазових компаній.

Розвиток і планування професійної кар'єри, тобто послідовності посад, які спеціаліст займає у компанії – це один із основних напрямів кадрової політики світових нафтогазових компаній та обов'язкова складова успішної діяльності. Компаніям така робота потрібна, оскільки вони мають змогу забезпечити «спадковість поколінь» та необхідним чином підготувати майбутніх спеціалістів. Загалом, світові нафтогазові компанії намагаються на високі посади не приймати «сторонніх» людей, а готувати спеціалістів самостійно, просуваючи їх кар'єрними сходами для отримання необхідного досвіду роботи. Крім того, результатом цілеспрямованих зусиль компанії, щодо планування та розвитку кар'єри своїх спеціалістів, стає піднесення рівня трудової мотивації працівників та їх лояльності у відношенні до компанії. Співробітники частіше пов'язують свою подальшу трудову діяльність з компанією, що сприяє підвищенню продуктивності праці, зниженню плинності кадрів і майбутніх витрат на пошук та залучення інших спеціалістів. Наприклад, у компанії *Shell* працюють програми з розвитку лідерських компетенцій та навичок. Розвиток кар'єри не обмежується певними ініціативами – для компанії *Shell* це частина щоденного життя [339].

Світові нафтогазові компанії, які прагнуть постійно змінюватись та самовдосконалюватись, використовують різноманітні методи для того, щоб дати своїм працівникам змогу навчатись та розвиватись. Окрім навчальних та освітніх програм, діючих у нафтогазових компаніях, для досягнення цієї мети спрямована система оцінки діяльності співробітників компанії. Основна мета атестації – покращення індивідуальних показників та вибір напрямку діяльності, в якому працівник продовжує свій професійний розвиток.

Як зазначено на сайті компанії *Shell* [339] професійний ріст та розвиток кар'єри своїх співробітників є фундаментом бізнес-стратегії компанії. Надаючи кожному працівнику підтримку та можливість навчатись, компанія таким чином, вдосконалюється та робить значний внесок в успіх свого бізнесу. Поряд з корпоративними тренінгами та програмами розвитку, компанія пропонує підтримку у кожному конкретному випадку, щоб задовольнити потреби та прагнення кожного свого працівника.

Зокрема, у компанії постійно проводяться опитування серед співробітників, щоб з'ясувати питання, що потребують додаткової уваги або безпосереднього вирішення. Опитування проходять у форматі он-лайн анкетування, дискусій або інтерактивних веб-трансляцій. Наприклад, опитування *Shell People Survey* проводиться у режимі он-лайн на постійній основі в усіх підрозділах компанії. Це дає можливість кожному внести свою пропозицію щодо покращення робочого середовища, висловити свою думку відносно політики компанії або привернути увагу до існуючих проблем.

Компанія *Shell* намагається надавати допомогу і підтримку своїм співробітникам у всіх напрямках. Для ефективності допомоги, в їх щоденній роботі, було розроблено механізм управління знаннями. Завдяки даній системі, спеціалісти можуть користуватися корпоративними базами знань і самі їх наповнювати. Подібний механізм використання експертних знань з різних джерел дає змогу оптимізувати виробництво, скоротити витрати й уникнути багатьох помилок. Такі програми обміну знаннями як *Metis*, *Centres of Excellence*, *Global Consultants* і *Global Networks* роблять управління знаннями дійовим інструментом передачі знань, що є доступним для всіх співробітників компанії [339].

Metis – сучасна онлайн-програма обміну знаннями, розроблена для надання допомоги співробітникам у оперативному пошуку необхідної інформації. Технічна і нетехнічна інформація інтегрована у зручний пошуковий механізм. За допомогою програми здійснюється пошук по блоках знань, що мають перелік доступних онлайн-ресурсів, необхідних для щоденної роботи та підвищення кваліфікації [339].

Shell International Global Networks (SIGN) є глобальною корпоративною мережею для обміну інформацією на всіх напрямках робіт з розвідки і розробки родовищ нафти та газу. Цю мережу використовують для організації експертних дискусій, вирішення окремих проблем, спільної роботи, пошуку новаторських рішень і створення нових баз даних [339].

На сьогодні існує 13 глобальних мережевих програм для технічних і нетехнічних спеціалістів, одними із яких є «Газ і енергетика», «Надра», «Здача проекту». Якщо користувачу такої глобальної мережевої програми необхідна оперативна консультація або перевірка, він протягом декількох годин зможе отримати відповідь. Таким чином, мережа функціонує як світове консультативне агентство і є важливою складовою частиною системи обміну знаннями компанії *Shell*.

У програмі *Global Consultants* задіяні найбільш кваліфіковані і досвідчені спеціалісти в галузі розвідки й розробки родовищ нафти і газу, які мають спеціальну акредитацію і зареєстровані як професійні консультанти з тих чи інших дисциплін. Вони надають консультації, експертні висновки і забезпечують постійний обмін та поповнення інформації.

Centres of Excellence – це сайти, на яких надаються консультації і послуги компанії *Shell* з галузевих питань нафтогазовидобувним підприємствам у всесвітньому масштабі [339].

Світові нафтогазові компанії багато років працювали над створенням ефективної системи підвищення кваліфікації, навчання та розвитку своїх працівників. Ще у середині 70-х років минулого століття в американських, британських та інших великих нафтогазових компаніях мала перевагу система періодичного підвищення кваліфікації. На той час, вважали, що всі необхідні для роботи знання спеціалісти отримують під час навчання у вищих навчальних закладах, а після закінчення навчання ці знання необхідно лише періодично оновлювати на курсах підвищення кваліфікації один раз на три – п'ять років. Однак, обсяг науково-технічної інформації поступово збільшився, що призвело до того, що швидкість «старіння» інформації значно зросла: за декілька років, коли спеціаліст не був на курсах підвищення кваліфікації, він настільки відставав від знань, які змінювались у галузі, що йому практично доводилось навчатись заново. Сьогодні наука розвивається настільки швидкими темпами, що інженерні знання стають застарілими на 20% щорічно.

Рівень і темпи розвитку сучасного нафтогазового бізнесу принципово змінили відношення до системи навчання та розвитку персоналу. На зміну системі періодичного підвищення кваліфікації, яка перестала відповідати сучасним реаліям епохи високих технологій та виявилася безнадійно застарілою, прийшов підхід, який базується на системі безперервної освіти та навчання. Система безперервного навчання співробітників компанії отримала широке розповсюдження та стала частиною стандарту *ISO 9000* [340]. В організації, що відповідає цим стандартам, підготовка та підвищення кваліфікації персоналу охоплює всі рівні – від топ-менеджерів до простих виконавців.

Підвищення кваліфікації працівників у компанії проходить постійно, до того ж використовуються як формальні (тренінги, семінари), так і неформальні види навчання. Неформальне навчання, «тренінг на робочому місці»,

– це джерело безцінного досвіду для кожного співробітника. Молоді спеціалісти присутні при обговоренні важливих корпоративних проблем, мають більш широкі погляди на діяльність компанії та розуміють своє місце в досягненні цілей. Активна взаємодія між фахівцями різних підрозділів допомагає співробітникам дізнаватись більше про роботу компанії. Новому співробітнику, як правило, спочатку деякий час допомагає старший, більш досвідчений спеціаліст, наставник. 232

Інший спосіб професійного навчання на робочому місці – ротація. Перспективні спеціалісти, що мають великий потенціал, майбутні менеджери, працюють по черзі в декількох підрозділах компанії. Такий тренінг надає можливість краще розуміти особливості роботи компанії, спробувати себе у різних сферах адміністративної діяльності. Інженери та технологи під час ротації мають можливість розв'язувати нові технологічні та інженерні задачі.

Тюменська нафтова компанія *British petroleum* (ТНК-ВР) надає своїм співробітникам широкі можливості для кар'єрного росту та професійного розвитку [341]. Система навчання об'єднує корпоративні програми удосконалення технічних і функціональних навичок, цільові програми розвитку лідерських якостей та програми з упровадження нових бізнес-проектів. У компанії створено більше 250 внутрішніх навчальних програм. Програми професійного навчання проходять за такими виробничими напрямками діяльності:

- ◆ трьохрічна програма «Молоді буровики»;

- ◆ програма «Супервайзери ТКРС»;
- ◆ програма «Проектні команди в нафтопереробці»;
- ◆ програма «Інженери енергетики»;
- ◆ програма «Охорона навколишнього середовища»;
- ◆ програма «Управління цілісністю»;
- ◆ корпоративна програма з індивідуального розвитку технічних знань і вмінь співробітників.

Окрім організації вищезазначених цільових програм, велика увага приділяється індивідуальному професійному розвитку співробітників. У масштабах компанії впроваджується більше 300 спеціальних програм розвитку професійних на-віків співробітників. Це як правило, двох-, трьохденні семінари і курси. Участь у програмах безперервного навчання допомагає працівникам підвищувати кваліфікацію, дізнаватись про найновіші досягнення у галузі.

Так, у компанії *Shell* в галузі розвідки та видобутку нафти і газу працює більше 10000 технічних спеціалістів. Підвищення і підтримання їх кваліфікаційного рівня є важливішою вимогою успіху у бізнесі. У компанії *Shell* розроблено, базу даних «Досьє» з навчання кадрів, у якій комплексно представлено програми з навчання на робочих місцях і проходження курсів [339]. Про прихильність компанії *Shell* до розвитку кадрів свідчить, і той факт, що на програму навчання спеціалістів у галузі розвідки та видобування нафти і газу витрачається близько 200 млн дол. США. Компанія *Shell* інвестувала 48 млн дол. США у новий сучасний центр навчання спеціалістів з розвідки та видобування нафти і газу в Райсвайку (Нідерланди), де можуть навчатися до 10000 слухачів кожного року із різних країн світу [339].

Участь у програмах безперервного навчання допомагає нафтовикам підвищувати кваліфікацію та дізнаватись про найновіші досягнення галузі.

У період становлення системи безперервного навчання у нафтогазовій галузі компанії віддавали перевагу навчальним корпоративним центрам – у кожній великій компанії був корпоративний університет, в якому викладали професори або вчені спеціалісти з цих центрів. При компаніях діяли великі науково-дослідні лабораторії. Так було деякий час, але виявилось, що корпоративна замкненість лише є перепорою. Для справжнього розвитку необхідно постійне надходження інформації, спілкування з фахівцями інших компаній та навчальних структур, активна взаємодія з колегами.

Корпоративні навчальні центри існують і зараз, але їхня роль дещо змінилась. Сьогодні ці центри проводять орієнтацію нових співробітників, тренінги, присвячені корпоративній культурі, традиціям та іншим особливостям компанії. Нафтогазові компанії активно співпрацюють з університетами. Випускники зацікавлені в отриманні цікавої та високооплачуваної роботи, а нафтогазові компанії зацікавлені в кваліфікованих молодих спеціалістах.

Наприклад, компанія ТНК-ВР тісно співпрацює з провідними російськими університетами та інститутами з метою підготовки нового покоління професіоналів, що мають знання і навички для роботи у сучасній нафтогазовій промисловості [341]. Так у 2008 р. у рамках Програми взаємодії з вузами були реалізовані такі проекти:

- ◆ магістерська програма з нафтогазової геології і геофізики Лондонського університету *Royal Holloway* на базі організованого Центру підготовки і перепідготовки спеціалістів з геології і нафтогазової справи Тюменського державного нафтогазового університету;
- ◆ проект «Удосконалення системи навчання робочих кадрів у регіональних учбових центрах компанії ТНК-ВР».

Ще одним напрямом співробітництва є – літні стажування для студентів. Стажування вигідні і компаніям, і студентам. Останні отримують необхідний і цікавий досвід, можливість спробувати себе у роботі, а компанія придивляється до потенційного співробітника, не оформивши його на постійне місце роботи. Якщо ж компанія буде вважати стажера достойним кандидатом, то після закінчення стажування його можуть прийняти у штат.

Наприклад, на сайті компанії *Halliburton* [342] для бажаючих пройти стажування у цій компанії існує спеціальний розділ «Стажування», у якому надана інформація про програми стажування, поради щодо успішного стажування тощо.

Компанія ТНК-ВР розробила та реалізує трьохрічну програму прискороного розвитку компетенцій молодих спеціалістів для роботи супервайзерами та інженерами. Кожного року проводиться набір із випускників нафтогазових вузів з дипломами інженера-розробника або інженера з буріння віком до 30 років. Їх навчають та готують для роботи на родовищах компанії. Молоді спеціалісти отримують досвід роботи у бурових компаніях-підрядниках, а також у службах супервайзінгу дочірніх компаній ТНК-ВР. У кожного молодого спеціаліста є свій наставник для допомоги у навчанні і розвитку

основних навичок, знання і досвід, які отримують молоді спеціалісти за Програмою розвитку молодих спеціалістів з буріння в ТНК-ВР такі [341]:

Перший рік: ознайомлення зі всіма аспектами буріння; розуміння принципів бурових установок, відповідного гирлового і свердловинного устаткування; розуміння принципів роботи підрядників та взаємодія з ними;

Другий рік: вміння проектувати (розраховувати) конструкцію свердловини під керівництвом наставника з використання основних принципів проектування в бурінні; вміння проводити аналіз даних по свердловинах, що розташовані поблизу, з метою оптимізації змісту програм за допомогою порівняльної оцінки; розуміння основ процесу управління ефективністю; вміння скласти адекватну оцінку витрат у рамках програми будівництва свердловини; вміння надавати підтримку операцій на буровому майданчику з метою оптимізації процесу буріння.

Третій рік: вміння самостійно планувати роботи з будівництва свердловин, скласти програми буріння і освоєння свердловин, а також, використовувати метод оцінки ризиків; вміння продемонструвати навички розв'язання технічних задач за допомогою аналізу даних, проведення інженерних розрахунків і оцінки різних варіантів; вміння скласти програми по свердловинах, фінансові меморандуми, пакети інформації для обґрунтування проектів буріння, звіти про закінчення буріння свердловини, аналізувати добові зведення з бурових, працювати з підрядниками тощо.

Нафтогазові компанії дуже зацікавлені в підвищенні якості підготовки майбутніх нафтовиків, тому фінансують науково-дослідницьку роботу в університетах, допомагають облаштовувати лабораторії. Наприклад, в Університеті Техасу (*Texas University*), що в Остіні (США), практично біля кожної лабораторії висить табличка, на якій зазначено, яка саме нафтова компанія надала обладнання.

Повернення інвестицій, вкладених компаніями в навчання співробітників, проявляється не тільки в збільшенні прибутку та покращенні кваліфікації працівників. Збільшується рівень мотивації працівників, їх зацікавленості в роботі, зростає професійний рівень та відповідальність. Навчаючись та розвиваючись, фахівці краще розуміють стратегічні цілі компанії. Інвестиції у навчання та розвиток сприяють встановленню партнерських взаємовідносин між компанією і персоналом: працівник, як справжній фахівець, прагне постійно підвищувати рівень своєї кваліфікації, він сам керує процесом свого навчання; компанія ж надає йому для цього максимально широкий вибір ресурсів і можливостей, піклуючись тим самим про їхнє майбутнє. Як результат, ефективність діяльності компанії значно збільшується.

Співробітники високо цінують увагу, яку компанія приділяє їх навчання і розвитку, цей фактор досить часто визначає відношення працівників до своєї компанії. Але, окрім навчання і підвищення кваліфікації, важливою складовою мотивації співробітників є рівень заробітної плати, виплата винагороди за працю, соціальних пільг тощо.

Наприклад, у компанії ТНК-ВР система мотивації співробітників будується на основі оцінки результатів їх індивідуальної роботи й результатів діяльності компанії у цілому, а також враховує існуючий галузевий рівень виплат винагород.

У компанії ТНК-ВР постійно аналізується рівень заробітної плати у регіонах і галузі в цілому, що дає змогу виплачувати конкурентний рівень винагороди своїм співробітникам і залучати до роботи нових високопрофесійних фахівців. Із метою отримання якісної інформації з ринка праці, ТНК-ВР виступає ініціатором проведення обзорів заробітних плат і компенсацій у регіонах своєї присутності.

Також, компанія ТНК-ВР надає своїм співробітникам комплекс соціальних пільг, розмір і структура яких сформовані з урахуванням конкурентоспроможного рівня компенсаційного пакета. Ці пільги наразі включають [341]:

- ◆ участь у програмі недержавного пенсійного страхування;
- ◆ недержавну медичну страховку (добровільне медичне страхування); ²³⁴
- ◆ організацію санаторно-курортного лікування тощо.

Майбутні буровики вже у процесі роботи за програмою розвитку молодих спеціалістів з буріння в компанії ТНК-ВР отримують належний соціальний пакет, в який окрім заробітної плати входять одноразова допомога для іншого родних, компенсація витрат за оренду житла, добровільне медичне страхування і страхування від нещасних випадків. Отже компанія зацікавлена у залученні і професійному розвитку найбільш талановитих молодих спеціалістів до роботи у компанії і нафтогазовій галузі в цілому. Розуміння виключної важливості розвитку організаційного потенціалу для забезпечення довгострокового сталого розвитку компанії є основою всіх заходів роботи з молодими спеціалістами.

У компанії *Halliburton*, наприклад, хоч компенсаційні пакети залежать від місця розташування та діючого законодавства країни, в якій працюють співробітники компанії *Halliburton*, але все ж таки вони обов'язково включають пенсійне і медичне забезпечення, страхування на випадок втрати пра-

пездатності, або смерті у результаті нещасного випадку [342]. Рівень заробітної плати залежить від регіону, але він є конкурентноздатним на відповідному ринку праці. Також для співробітників може бути передбачена можливість придбання акцій компанії.

У компанії *Shell* конкурентоспроможні компенсаційні пакети відповідають як умовам ринку в країні, в якій працює співробітник компанії, так і рівню професійних навичок та досвіду. Індивідуальний внесок кожного працівника у загальний результат роботи компанії оцінюється і винагороджується відповідними рівнями заробітних плат та бонусів.

ПРОЕКТНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ ТА НОРМАТИВНО-ТЕХНІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ОСВОЄННЯ МОРСЬКИХ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

Зараз вже важко назвати хоча б один проект світового значення, що здійснювався б поза рамками ідеології та методології управління проектами, яке за останні десятиліття сформувалося як нова культура управлінської діяльності. Важко також назвати хоча б одну відому в світі компанію, яка не використовує в своїй практиці методи і засоби управління проектами. Проектно-орієнтований підхід, що багато років використовується в інженерній справі і техніці, перенесений на організаційні, економічні, соціальні та інші проекти в нетрадиційних галузях, дає вражаючі результати. Абсолютно різні задумки, заходи, нечіткі плани у цих «не інженерних областях» також можна розглядати як проекти і застосовувати до них проектно-орієнтовану технологію, а саме:

- ◆ чітко визначати мету, результати проекту, склад робіт;
- ◆ враховувати зв'язки і вплив на проект навколишнього середовища і численних учасників проекту;
- ◆ розраховувати ці впливи у вигляді певних ризиків, враховувати їх у проекті і будувати обґрунтовані на розрахунках плани реалізації проектів.

Такий підхід дає можливість не тільки зрозуміти, що потрібно зробити, який результат отримати, а й визначити, які для цього ресурси необхідні, у які терміни можна виконати роботи і, нарешті, відповісти на головне питання — скільки це буде коштувати.

Професійне управління проектами у сучасному поданні пов'язується з творчою діяльністю щодо керівництва та координації людськими і матеріальними ресурсами протягом життєвого циклу проекту. Це досягається шляхом застосування сучасних методів і технологій управління для отримання за складом і обсягом робіт, їх вартістю, часом і якістю виконання результатів, які б задовольняли очікування учасників проекту.

Таким чином, основна ідея технології професійного управління проектами та програмами така: чітко визначити мету; визначити склад робіт; розподілити відповідальність і ресурси; спланувати роботи з урахуванням наявних ризиків і можливостей; постійно контролювати ситуацію та своєчасно реагувати на виникаючі зміни і відхилення для досягнення мети проекту в рамках встановленого часу, бюджету та якості.

В основі цієї технології лежить комп'ютерне представлення проекту як динамічної моделі комплексу робіт із визначенням розрахункових і прогнозованих характеристик та показників. За її допомогою із залученням спеціальних програмних засобів здійснюється:

- ◆ безперервне комплексне управління проектами та їх прогнозування на даний момент часу;
- ◆ безперервний моніторинг прогресу проекту;
- ◆ контроль робіт, що виконуються;
- ◆ контроль витрат коштів і ресурсів, а також інших показників проекту;
- ◆ регулювання ходу виконання проекту шляхом його перепланування з урахуванням виконаних робіт і ситуацій.

Сучасне професійне управління проектами базується на таких основних концептуальних принципах:

- ◆ чітке визначення мети, результатів і робіт проекту з урахуванням можливих прийнятних ризиків;

- ◆ визначення центрів відповідальності за проект у цілому й за окремі його частини;
- ◆ створення системи комплексного планування робіт і параметрів проекту;
- ◆ створення системи контролю та регулювання ходу виконання проекту;
- ◆ створення команди проекту та управління нею з метою об'єднання і координації зусиль усіх виконавців, які залучені до роботи над проектом.

За даними Міжнародної асоціації управління проектами (IPMA) використання сучасної методології та інструментарію управління проектами дає змогу, зазвичай, заощадити близько 20-30% часу і близько 15-20% коштів, що витрачаються на здійснення проектів і програм [343].

Управління проектами сьогодні – один з найважливіших механізмів ринкової економіки. У багатьох розвинених країнах він використовується практично у всіх галузях, у тому числі і під час освоєння морських родовищ нафти і газу. Так у Японії, за даними Японської асоціації Управління проектами, всі інвестиційно-будівельні проекти оцінюють і реалізують за допомогою технологій Управління проектами.

Головну роль із централізації управління проектами покладено на проектний офіс. Консалтингова компанія *eQuest* за результатами обстеження

«Топ-100» компаній сформулювала різновиди проектних офісів за їх функціями та організаційними позиціями [344]. Проектний офіс – це управління одним великим проектом і його підпроектами. Програмний офіс – це управління програмою, що об'єднує групу проектів. Офіс проектного управління – це підрозділ компанії, що відповідає за методологію управління проектами і керує групою проектів.

Основними завданнями Проектного офісу є:

- ◆ розробка, впровадження та розвиток корпоративної методології управління проектами;
- ◆ управління програмами і портфелями проектів;
- ◆ управління окремими проектами;
- ◆ реалізація окремих проектів;
- ◆ технологічна підтримка управління проектами програмними і технічними засобами;
- ◆ адміністративне управління персоналом, який задіяний у проектах;
- ◆ ведення архіву проектів.

У процесі виконання проектів важливу і велику складову управління складають ризики, тому особливого значення набуває розробка підходів і методів управління проектами з освоєння морських родовищ нафти і газу, що сприяють зниженню ризиків надрокористувача. Але інструментарій, що використовується під час оцінки та управління ризиками проектів у нафтогазовій промисловості, недосконалий і потребує глибокого опрацювання. Ризики у більшості випадків оцінюються, в основному, приблизно, методом експертних оцінок. У зв'язку з цим, об'єктивна необхідність у комплексному аналізі, оцінці та методах управління ризиками освоєння морських родовищ нафти і газу, що включає аналіз і кількісну оцінку ризиків на етапах життєвого циклу родовища, є досить актуальним напрямом.

Аналіз ризику під час оцінки нафтових проектів передбачає вирішення кількох взаємопов'язаних проблем: аналіз основних факторів ризику; кількісна оцінка ризику; пошук найкращих способів адаптації проектів до мінливих умов їх реалізації. Останнє є особливо важливим, оскільки спрямовано на вироблення практичних рекомендацій для осіб, які приймають конкретні управлінські рішення.

Основними факторами ризику є дві групи: технічна та економічна.

До основних технічних факторів ризику під час розробки морських родовищ нафти і газу належать: геологічні невизначеності – невизначеності результатів ведення пошукових і геологорозвідувальних робіт, підтвердженість запасів, знань про ресурсну базу; екологічні невизначеності.

До економічних факторів ризику належать:

- ◆ мінливість внутрішніх і світових цін на нафту і продукти її переробки;²³⁶
- ◆ мінливість основних галузевих економічних нормативів: ставок платежів за користування надрами, на відтворення мінерально-сировинної бази, акцизів, експортних мит;
- ◆ мінливість загальноекономічних нормативів (процентних ставок національного і комерційних банків, курсу валют, податкових ставок, темпів інфляції).

Серед експертів в управлінні проектами давно відомо про великі обсяги впровадження *Microsoft Project Server* у різних нафтогазових компаніях, наприклад в компанії *Petrobras* (Бразилія) [344]. Впровадження проектного менеджменту *Microsoft Project Server* охопило більшість ключових підрозділів нафтогазового гіганта Бразилії: *REGAP*, *REPAR*, *CENPES*, *TI-SP*, *Sede RIO*. Масштаб впровадження у 400 менеджерів проектів робить *Microsoft Project Server* найбільшою системою управління проектами в компанії [344].

Із 1993 р. по 1998 р. у Катарі на березі Перської затоки, японською компанією *Chiyoda* за участю приблизно двох тисяч компаній-співвиконавців із більш ніж п'ятдесяти країн світу було побудовано завод з виробництва зрідженого газу і морський термінал з його обслуговування *Qatargas LNG Plant*. Бюджет проекту становив близько 1,7 млрд долл. США. Проект здійснювався із застосуванням професійного управління і сучасних інформаційних технологій, включаючи телекомунікації через супутник *Intel Sat* та глобальної мережі Інтернет: *Electronic Data Management System (EDMS)*, *Global Communication System*, *Project Material Management System*, *New Project Management Tools*, *Project IT*. На інжинірингові та управлінські роботи було витрачено близько 40% бюджету проекту. Завод було спроектовано за допомогою тривимірної системи автоматизації проектування, побудовано на віртуальному будівельному майданчику, причому було випробувано комп'ютерну технологію і організацію будівельномонтажних робіт. Після цього було проведено комплексне випробування віртуального заводу, внесено відповідні корективи до проекту і видано на друк необхідну проектношторисну документацію та матеріали з управління цим проектом, включаючи контракти, плани, графіки, специфікації, комплектні поставки і т.п. І тільки після того, як усю роботу було опрацьовано на комп'ютерних моделях, приступили до робіт на будівельному майданчику. У результаті: ретельно розроблено проект; організаційно та технологічно підготовлено виробництво; комплексно сплановано роботи щодо безперервного моніторингу прогресу проекту і контролю його основних параметрів, а також своєчасного прийняття рішень, виникаючих проблем і небажаних відхилень від установлених показників.

Цей проект, здійснювався в найтяжчих умовах аравійської пустелі за повної відсутності місцевих кадрів (у пік будівельних робіт на майданчику було зайнято до дев'яти тисяч осіб), незважаючи на це вдалося успішно завершити роботи з необхідною якістю. Економія встановленого бюджету становила 11%, проект було реалізовано на вісім місяців раніше передбаченого терміну [343].

Освоєння складних морських родовищ нафти і газу на теперішньому етапі неможливо без залучення міжнародних нафтогазових корпорацій та застосування міжнародних стандартів та сертифікатів відповідності на матеріали та обладнання іноземного виробництва. Крім необхідності застосування проектного управління, суть якого полягає у зведенні правил та настанов, необхідно однакове розуміння професійної термінології. Зазначені проблемні питання, у разі їх неузгодженості, ведуть до непродуктивних витрат часу і грошових коштів та збільшення операційних ризиків, що неминуче виникають під час використання інтерфейсів між різними нормами. Короткостроковим рішенням проблеми може стати дозвіл використовувати міжнародні стандарти та сертифікати відповідності для проектів.

Системним, довгостроковим рішенням є розробка національних стандартів і зведення правил на проектування, будівництво та експлуатацію об'єктів облаштування морських родовищ нафти і газу. Основними об'єктами облаштування родовищ нафти і газу шельфу арктичних морів є льодостійкі платформи. Їх експлуатація в екстремальних природних умовах актуалізує проблеми надійності, що пов'язані, у першу чергу, із забезпеченням безпеки персоналу та охороною навколишнього природного середовища. Тому, в даний час гостро стоїть питання визначення вимог до проектних рішень, що забезпечують безпеку морських льодостійких стаціонарних платформ на рівні прийняттого ризику.

Основними завданнями під час проектування морських платформ є: забезпечення безпеки персоналу; охорона навколишнього середовища; захист майна; мінімізація фінансових наслідків від аварійних ситуацій.

Мета технічного обґрунтування під час проектування – отримати міцну конструкцію щодо безпеки, тобто встановити зв'язок між критеріями допуску ризику у цілому і технічними рішеннями. На основі величини прийняттого ризику та аналізу міжнародних нормативних документів у галузі проектування морських гідротехнічних споруд, забезпечення промислової безпеки, охорони здоров'я персоналу та навколишнього природного середовища визначені основні вимоги до проектних рішень, що забезпечують безпеку морських стаціонарних платформ. Таким чином, проектування платформ має ґрунтуватися на таких засадах [345-348]:

- ◆ забезпечення безпеки персоналу;
- ◆ економічність, виходячи з їх функціонального призначення;
- ◆ ефективність експлуатації;
- ◆ забезпечення технічного обслуговування технологічних і допоміжних систем;
- ◆ забезпечення можливості спорудження та монтажу платформи в заводських умовах.

У міжнародній нафтогазовій промисловості застосовуються загальновизнані нормативні документи, що використовуються у всьому світі. Накопичений галузевий досвід у всіх частинах світу за багато

років включають у ці нормативні документи за допомогою їх систематичного оновлення та публікацій нових редакцій. Таким чином, у цих документах відображено оптимальну міжнародну практику з метою досягнення прийнятного рівня безпеки в нафтогазовій промисловості, включаючи роботи і на морських об'єктах. Проте оновлення нормативних документів – процес повільний, оскільки потрібна згода багатьох сторін і вдосконалення можуть відставати від фактичних потреб промисловості.

Для нових проєктів, наприклад для морських об'єктів в Арктиці, існуючі нормативні документи і технічні стандарти ще належним чином не підготовлені або не скориговані для того, щоб їх можна було застосовувати в арктичних умовах. Для розробки великого морського родовища нафти і газу кількість необхідних стандартів може досягати 1200. Тому, щоб досягти прийнятного рівня безпеки під час вирішення нових проблем ускладнених арктичними умовами, існуючі нормативні документи повинні постійно доповнюватися за допомогою [348]:

- ♦ визначення основних параметрів соціальних і корпоративних цілей безпеки;
- ♦ відповідної і достатньої оцінки факторів ризику від етапу проєктування до реалізації;
- ♦ обстежень та збору даних, що характеризують конкретні умови навколишнього середовища та навантаження на об'єктах;
- ♦ визначення додаткових або змінених функціональних вимог.

Частина нормативних документів носить загальний характер, тому вони можуть бути застосовані у багатьох географічних регіонах для різних варіантів розвитку проєктів. Для таких нормативних документів може знадобитися визначення конкретних вимог та критеріїв проєктування за допомогою введення додаткових вихідних даних, таких як:

- ♦ конкретні умови навколишнього середовища щодо температур, хвильової активності, вітрів, тощо;
- ♦ конкретні дані щодо геолого-фізичних характеристик родовища;
- ♦ критерії безпеки проєкту як основи рівня безпеки, надійності і т.д.;
- ♦ додаткові вимоги до конкретних регіонів.

У такому контексті визнані міжнародні стандарти можуть бути застосовані у регіонах і з холодним кліматом, проте слід урахувати функціональні потреби проєкту для конкретних схем поставок.

На сьогодні існує цікавий досвід з підготовки нормативно-правового поля під час розробки морських родовищ нафти і газу у Баренцовому морі [349]. Їх освоєння пов'язано з проведенням значних фінансових і технічних заходів, що обумовлюють необхідність міжнародного співробітництва і розподілу ризиків між декількома партнерами. Єдиний комплекс визнаних різними державами стандартів із техніки безпеки, адаптованих до умов Баренцового моря і прийнятних для всіх сторін, був і є обов'язковим для здійснення таких проєктів, до того ж прийнято до уваги додаткові ризики з урахуванням арктичних умов: низькі температури, льодове оточення, обмерзання, великі відстані, тривалий темний час доби, тощо.

Метою проєкту «Баренц-2020» є забезпечення гармонізації стандартів, призначених для застосування в російському та норвезькому секторах Баренцового моря:

- ♦ прийнятного і єдиного рівня безпеки на нафтогазових об'єктах;
- ♦ передбачуваного комплексу стандартів для нафтогазових компаній і підрядників незалежно від їх національної приналежності;
- ♦ оптимальної основи для співпраці всіх зацікавлених сторін у майбутньому.

Крім того, до завдань проєкту входило визначити сфери, де потрібно оновлення існуючих основних стандартів з метою врахування додаткових проблем, пов'язаних з арктичними умовами та сприяння веденню діалогу та спільне використання знань відповідними норвезькими та російськими підприємствами [349]. Перший етап проєкту тривав з жовтня 2007 р. по жовтень 2008 р., отримані результати були представлені в п'яти доповідях, що заклали основу для подальшої роботи на другому етапі (з листопада 2008 р. по березень 2009 р.). Було отримано перелік спеціальних тем з урахуванням першочерговості для подальшого дослідження робочими групами експертів.

На третьому етапі (2009-2010 рр.) опрацьовано:

- ♦ визначення загального переліку визнаних міжнародних стандартів для аналізу застосовності в проєктах на Баренцовому морі;
- ♦ рекомендації щодо стандартів для проєктування стаціонарних платформ у Баренцовому морі з урахуванням льодових навантажень;

- ◆ рекомендації щодо стандартів, що регламентують процеси управління ризиками основних загроз (пожежі, вибухи, викиди) на морських бурових, видобувних, зберігаючих платформах, що експлуатуються в Баренцовому морі;
 - ◆ рекомендації щодо стандартів, що регламентують евакуацію суден, рятування із суден і морських платформ, включаючи стандарти на рятувальне обладнання;
 - ◆ рекомендації щодо стандартів, в яких викладено необхідні вимоги щодо забезпечення життєдіяльності та охорони праці персоналу під час роботи в Баренцовому морі;
 - ◆ рекомендації щодо стандартів, що регламентують вантажно-розвантажувальні операції, транспортування нафти за допомогою судів для мінімізації ризику аварійних розливів нафти в Баренцовому морі;
 - ◆ рекомендації щодо стандартів, в яких викладено норми операційних викидів в атмосферу і в море для умов Баренцового моря [349].
- На четвертому етапі (2010-2011 рр.) за проектом почалася розробка технічних процедур (рис. 11.1, 11.2) [350].

Виробнича діяльність великих нафтогазових компаній супроводжується наявністю широкого спектра ризиків, що впливають на стійкий розвиток компанії і виконання виробничих завдань з освоєння родовищ в акваторіях морів. Для вирішення цих питань необхідно мати працездатний комплекс економічно обґрунтованих процедур, закріплених у вигляді корпоративних норм і стандартів.

На сьогодні найбільш потужним засобом поширення нових технологій і передового досвіду, розвитку світових ринків і підтримки гармонізації політики урядів з питань енергетичної ефективності та поновлюваних джерел енергії у світовому масштабі є міжнародні стандарти, де чітко систематизовано передову практику і технології в таких галузях, як: термінологія; класифікація; методи випробувань; характеристики і провідну практику менеджменту; сучасні знання (сформульовані визнаними експертами у цій галузі і засновані на міжнародному узгодженні), які збалансовано викладено щодо технологічних, економічних та державних інтересів більшості країн світу.

Рис. 11.2. Оцінка міжнародних стандартів для безпеки розвідки, видобутку і транспортування нафти і газу в Баренцовому морі в рамках проекту Баренц-2020 [350].

Світовий досвід показує, що стандартизація в умовах ринкової економіки здатна забезпечити внесок в економічне зростання, що перевищує відповідні показники від впровадження патентів та ліцензій.

Дослідження, проведені експертами Німеччини, Австрії та Швейцарії показали, що в масштабах національної економіки сукупний ефект від проведення стандартизації становить близько 1% валового внутрішнього продукту (ВВП). У результаті досліджень, проведених у країнах членів Азіатсько-Тихоокеанського економічного співробітництва (АТЕС), виявлено, що ефективне застосування технічного нетарифного регулювання дає можливість збільшити частку прибутку у середньому на 0,26% від ВВП, тоді як прибуток від заходів тарифного регулювання не перевищує 0,14% [351].

Наприклад, у Росії доведено практикою, що участь у розробці та застосуванні найбільш апробованих міжнародних стандартів дає змогу отримувати компаніям-учасникам міжнародної стандартизації 20 одиниць прибутку на одну вкладену одиницю [351].

Щодо Європейських країн, то слід зазначити, що близько 80% стандартів впроваджено тільки тому, що самі учасники ринку і галузі у цілому відчувають їх необхідність: близько 30% європейських стандартів, що діють в неенергетичній промисловості, та близько 75% стандартів, що діють в енергетичній промисловості, засновано на міжнародних стандартах [352].

У даних умовах Україна потребує створення цілісного комплексу організаційних, нормативних та правових засад розвитку та функціонування нафтогазової галузі на принципах поєднання ринкових відносин і державного управління, у тому числі регулювання, з метою забезпечення стабільного економічного, соціального розвитку, національної енергетичної безпеки, а також урахування вимог сьогодення щодо адаптації та гармонізації вітчизняної нормативно-правової та законодавчої бази до Директив Європейського Союзу [353].

Нормативно-правове забезпечення та засади функціонування нафтогазового комплексу України (НПК) повинні забезпечувати основні пріоритети, напрями та механізми здійснення довгострокової державної політики у нафтогазовій промисловості. Визначені законодавчими актами загальні засади функціонування галузі, через велику кількість неузгоджень, потребують постійного аналізу та вдосконалення. Для цього необхідно створити відповідну концепцію регулювання паливно-енергетичного

комплексу (ПЕК). Відповідно до сформованих законодавчих та нормативно-правових полів функціонування досить низькими темпами здійснюється формування технічної політики розвитку галузі, а відповідно і нормативно-технічної системи управління нею.

Крім того, Міністерством енергетики та вугільної промисловості України повторно продовжено до 2012 р. чинність нормативно-технічних документів колишнього Радянського Союзу, що були введені ще у 70-х роках минулого століття [354]. У зв'язку з недостатньо розвиненим нормативним забезпеченням, в Україні за останні роки тільки 4,5% загальної кількості підприємств у різних галузях промисловості випускали високотехнологічну продукцію. Майже 45% підприємств переробної промисловості використовують техно-логії, вік яких становить до 10 років, а 37% – від 11 до 30 років. У результаті, в рейтингу використання технологій та інновацій, серед країн світу Україна зайняла 83-є місце. Зрозуміло, що для вирішення даної проблеми Україна потребує допомоги Європейського Союзу (ЄС) та організацій зі стандартизації. Однак це не передбачає повної відмови від власних нормативотехнічних документів та стандартів [355]. Стандарти *ISO (International Organization for Standardization)*, за своїм змістом, відрізняються тим, що лише 20% з них включають вимоги до конкретної продукції, а решта стосується вимог безпеки, взаємозамінності, технічної сумісності та інших загальних методичних питань. Міжнародні стандарти *ISO* не мають статусу обов'язкових для усіх країн учасниць. Будь-яка країна має право застосовувати або не застосовувати їх. Використання міжнародних нормативних документів сприяє створенню конкурентоздатної продукції та виходу її на міжнародний рівень. Саме так вчинила Норвегія, що не входить в ЄС. Однак ще на початку

90-х років Норвегія прийняла Директиву ЄС – рамкову угоду, відповідно до якої Уряд Норвегії приймає законодавчі та нормативно правові акти ЄС у різних областях політики та економіки (крім сільського господарства та ри- бальства) [355]. На даний час Норвегія використовує близько 7 тис. нормативних документів у різних галузях економіки. Директива ЄС визначає лише цілі, що повинні бути досягнутими, залишаючи для країни можливість розробляти власне законодавство, для виконання обов'язкових вимог конкретної Директиви. Аналогічна ситуація і в нафтогазовій галузі Норвегії. Сформувавши досконалу систему нормативно-правового забезпечення Норвегія є однією з країн найбільших експортерів нафти і газу. Однак, незважаючи на значні запаси вуглеводнів, на даний час більше 63% енергоспоживання здійснюється за рахунок нетрадиційних відновлювальних джерел енергії. У нафтогазовій галузі Норвегії, а також у ряді інших провідних Європейських країн, прийняті програми на основі культури забезпечення безпеки (КЗБ), за якими введена п'ятибальна шкала. Верхньою границею шкали являється творчий (креативний) рівень, згідно з яким у забезпеченні безпечних умов експлуатації нафтогазових об'єктів приймають участь усі працівники підприємств, причому цей процес прирівняно до основних виробничих процесів. Чим вище сертифікована система забезпечення безпеки, тим нижче рівень нагляду. Ідеальною моделлю, до якої потрібно прагнути, вважається модель «один об'єкт – один інспектор», де обидві сторони є в дійсності партнерами і мають високий рівень професійної готовності. Саме тому досвід Норвегії в цьому контексті є особливо цікавим для нафтогазової промисловості України. Національну організацію нафтогазового сектора Норвегії представлено на рис. 11.3.

Норвезький парламент (Стортінг) встановлює границі діяльності нафтогазового комплексу Норвегії. Методом впливу є прийняття відповідних законів. У парламенті обговорюються відкриття нових областей для діяльності нафтогазового комплексу, головні проекти розвитку або питання великої суспільної значущості. Парламент також контролює діяльність уряду та апарату державного управління, зокрема в нафтогазовому секторі.

Уряд наділено повноваженнями щодо контролю, управління та розвитку нафтогазової промисловості. Він звітує парламенту про хід виконання прийнятої стратегії. Проведення даної політики уряд здійснює за підтримки відповідних міністерств, підпорядкованих директоратів (департаментів, управлінь, служб) та відомств. Відповідальність за виконання різних завдань упровадження політики нафтогазового комплексу розподіляється таким чином:

- ♦ *Міністерство палива та енергетики* – відповідальність за використання ресурсів вуглеводнів та контроль за діяльністю нафтогазового сектора у цілому.

- ◆ *Міністерство праці та соціальної політики* – відповідальність за здоров'я, безпеку та умови праці.
- ◆ *Міністерство фінансів* – відповідальність за державні доходи від діяльності нафтогазової галузі.
- ◆ *Міністерство риболовлі та прибережних вод* – відповідальність за визначення рівнів непередбачуваних викидів нафти.
- ◆ *Міністерство охорони навколишнього природного середовища* – відповідальність за стан довкілля.

До організаційної структури нафтогазового сектора Норвегії входять Міністерство палива та енергетики (*Ministry of Petroleum and Energy (MPE)*), Норвезький Нафтогазовий Директорат (*Norwegian Petroleum Directorate (NPD)*) та державні нафтогазові компанії, що їм підпорядковані [356].

Міністерство палива та енергетики наділено усіма повноваженнями з розпорядження ресурсами вуглеводнів на Норвезькому континентальному шельфі. Це забезпечує умови, за яких нафтогазова діяльність здійснюється відповідно до керівних документів, виданих парламентом та урядом. Крім того, міністерство здійснює контроль за державними корпораціями, а саме: Петоро (*Petoro AS*), Гаско (*Gassco AS*), а також нафтогазова компанія, контрольний пакет акцій якої належить державі, Статойл (*Statoil ASA*).

Норвезький Нафтогазовий Директорат є урядовим спеціалізованим управлінським та адміністративним органом нафтогазової промисловості та перебуває в безпосередньому адміністративному підпорядкуванні Міністерства палива та енергетики. Директорат відіграє ключову роль в управлінні нафтогазовими ресурсами та являється консультативним органом Міністерства палива та енергетики. Він здійснює контроль за розвідкою та розробкою родовищ вуглеводнів на Норвезькому континентальному шельфі та приймає рішення щодо здійснення нафтогазової діяльності, базуючись на законодавчих та нормативно-правових документах.

Основною задачею *NPD* є внесення необхідного вкладу в забезпечення максимального рівня розвитку суспільства (розподілу прибутків), шляхом ефективного управління нафтогазовими активами заснованими на безпеці, готовності до надзвичайних ситуацій та охорони довкілля. Для розв'язання своєї основної задачі *NPD* повинен виконувати чотири основні функції:

- ◆ надавати консультації *MPE*, завдяки своїй фаховій цілісності та всебічній експертизі законодавчих, нормативно-правових та нормативно-технічних документів та рішень;
- ◆ володіти державною відповідальністю за збір, систематизацію та зберігання усіх даних отриманих в процесі вивчення норвезького континентального шельфу (*Norwegian Continental Shelf (NCS)*). Геолого-промислові, геолого-геофізичні та інші дані отримані в результаті вивчення та освоєння вуглеводневих ресурсів, огляди та аналізи інформації складають основу активів на яких базується *NPD*.
- ◆ сприяти реалізації ресурсного потенціалу шляхом розроблення довгострокових стратегічних, концептуальних та програмних рішень, залучення інвестицій, зменшення витрат на реалізацію масштабних проектів за рахунок кооперації та спільних операцій, гарантування раціонального використання вичерпних ресурсів;
- ◆ шляхом співпраці з іншими уповноваженими органами, *NPD* повинен гарантувати повноцінний контроль нафтогазових активів держави.

Норвезький Нафтогазовий Директорат встановлює межі, обумовлює правила і розробляє рішення у сферах, де є уповноваженим органом, а також відповідає за виконання метрологічних аудитів та збір обов'язкових платежів у нафтогазовій галузі. Спільно з *MPE*, *NPD* відповідає за безпеку постачання нафтопродуктів.

Усі головні регуляторні документи, що відносяться до ресурсів нафти і газу та знаходяться під юрисдикцією *MPE* та *NPD*, діляться на закони, підзаконні та нормативно-правові акти, правила, включаючи королівські укази, керівні документи та стандарти.

Діяльність *NPD* регулюється трьома «спеціальними» нормативно-правовими актами:

1. «Акт оподаткування викидів CO₂» – регулює рівні податків для викидів CO₂ в атмосферу від спалювання вуглеводнів, а також податки на емісії природного газу в атмосферу.
2. «Акт про нафтогазову діяльність», що складається з десяти частин: початкові положення; ліцензія на пошуково-розвідувальні роботи; ліцензія на видобування, тощо; видобуток вуглеводнів;

призупинення нафтогазової діяльності; реєстрація (ліцензії) та застава; зобов'язання від заподіяння шкоди навколишньому середовищу; спеціальні правила, що мають відношення до компенсації норвезьким рибакам; спеціальні вимоги безпеки; загальні положення; розпорядження прямими фінансовими інтересами держави; введення законів та внесення змін до них.

3. «Акт про наукові дослідження» – встановлює нормативно-правові засади проведення наукових досліджень у нафтогазовому комплексі на *NCS*.

Регламентування та деталізація положень, викладених у законодавчих актах здійснюється нормативно-правовими актами (правилами). Правила можуть бути видані, як централізовано, так і на нижчих рівнях уповноваженими органами. Усі правила видаються у вигляді королівських указів або правил *NPD*.

Існує шість королівських указів, окремі пункти яких регламентують діяльність у нафтогазовій галузі:

- ◆ «Вигода оподаткування викидів CO_2 » – урегулює процедуру збору чи повернення коштів за викиди CO_2 ;
- ◆ «Засоби – використання іншими» – даний указ урегулює використання засобів та потужностей держави, у тому числі і нафтогазового комплексу;
- ◆ «Нафтогазовий реєстр» – визначає порядок і процедуру реєстрації та отримання ліцензій та спеціальних дозволів у нафтогазовій галузі;
- ◆ «Наукові дослідження» – відноситься до наукових досліджень пов'язаних з природними ресурсами на *NCS*;
- ◆ «Регламент тарифів» – регламентує рівні тарифних ставок за використання визначених державних засобів та потужностей (наприклад трубопроводів, газосховищ тощо).

Наразі *NPD* видав такі правила:

- ◆ правила, що стосуються замірів обсягів вуглеводнів для фіскальних цілей та для розрахунку податків від викидів CO_2 .
- ◆ правила, що стосуються раціонального використання природних ресурсів у процесі діяльності, пов'язаної з вилученням вуглеводнів.

До кожного правила, з метою уникнення неоднозначного їх тлумачення, *NPD* видав спеціальні роз'яснення (коментарі).

Для забезпечення повноцінного управління процесами в галузі та контролю за нафтогазовими компаніями *NPD* випустив ряд інструкцій та керівних документів. Вони є допоміжними документами до різних додатків та форм законодавчих і нормативно-правових актів, що ліцензіат повинен надавати уповноваженим органам, для того щоб він міг представити усю інформацію у повному обсязі та у визначені терміни. До таких інструкцій відносяться такі документи [356]:

- ◆ Інструкція для формування річних звітів про родовища, що перебувають у процесі розробки (звіт про розробку родовищ).
- ◆ Інструкція для звітів про проведення пошуково-розвідувальних робіт.
- ◆ Інструкція для проведення органічного геохімічного аналізу.
- ◆ Керівний документ з розробки родовищ, що знаходяться в прикордонній зоні.
- ◆ Інструкція для формування заключного звіту, у зв'язку з відмовленням від ліцензії на розробку родовища.
- ◆ Інструкція для формування звітів про видобування вуглеводнів та їх реалізацію.
- ◆ Інструкція для оформлення заявки на видобуток вуглеводнів.
- ◆ Інструкція для виконання проекту розробки та експлуатації покладів вуглеводнів (*Plan for Development and Operation (PDO)*), та для проекту встановлення та експлуатації засобів та обладнання (*Plan for Installation and Operation (PIO)*) для транспортування та утилізації вуглеводнів.
- ◆ Інструкція щодо класифікації ресурсів вуглеводнів на Норвезькому континентальному шельфі.
- ◆ Інструкція до заповнення звітнього файлу для формування державного бюджету на наступний рік.
- ◆ Інструкція для формування звіту про відкриття нових родовищ;
- ◆ Інструкція для визначення та класифікації свердловин та стовбурів свердловин.
- ◆ Інструкція щодо вимог до формування звітних документів у цифровому форматі – «Синя книга».

Як видно з наведених основоположних галузевих законодавчих, нормативно-правових та нормативно-технічних документів їх кількість зведено до мінімуму, що дає можливість вибудувати чітку вертикаль влади та управління всіма процесами у галузі. Тому для ефективного розвитку вітчизняної галузі та

нафтогазових компаній України доцільно сформувані концептуальні засади розвитку нормативно-правового та нормативно-технічного забезпечення відповідно до вимог чинного українського законодавства та з урахуванням досвіду провідних нафтогазовидобувних країн світу, або адаптації існуючої ефективної зарубіжної моделі до умов України [355].

Контрольні запитання з дисципліни «Вступ до спеціальності».

1. Буріння свердловин – процес широкомасштабного впливу на природне середовище.
2. Техногенний вплив на навколишнє середовище при бурінні на тверді корисні коралини.
3. Джерела порушення та забруднення навколишнього середовища при бурінні свердловин.
4. Показники екологічності матеріалів, техніки та технологічних процесів буріння свердловин.
5. Вплив процесів буріння свердловин на окремі компоненти навколишнього середовища.
6. Вплив процесів буріння на забруднення атмосфери.
7. Вплив процесів буріння на забруднення літосфери.
8. Вплив процесів буріння на забруднення гідросфери.
9. Інженерний захист навколишнього середовища при бурінні свердловин.
10. Обґрунтування необхідності розробок екологічної безпеки технологій буріння свердловин.
11. Технології обробки знескодження та утилізації оброблених очисних агентів та шламу.
12. Природоохоронні заходи при бурінні свердловин.
13. Новий науковий напрям методики очищення геологічного середовища.
14. Природні ювелірні каміння.
15. Синтетичне ювелірне каміння.
16. Походження та будова мінералів.
17. Мінерали «кштовного» каміння.
18. Коштовні мінерали – подарунки тварин та рослин.
19. Гірські породи та мінерали.
20. Заальні відомості про родовища корисних копалин.
21. Основи гірничої технологічної системи.
22. Бурова технологічна система.
23. Основні відомості про бурові свердловини.
24. Буріння геологічних свердловин.
25. Характеристика промислового освоєння нафтових і газових свердловин.
26. Особливості освоєння морських вуглеводневих родовищ.
27. Основні технологічні процеси і способи буріння свердловин.
28. Загальні технологічні процеси буріння свердловин.
29. Часткові технологічні процеси буріння свердловин.
30. Способи буріння свердловин.
31. Види буріння.
32. Різновиди буріння