

Міністерство освіти і науки України
НТУ «Дніпровська політехніка»

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

ДО ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ З ДИСЦИПЛІНИ

«Морські нафтогазові технології»

ДЛЯ СТУДЕНТІВ СПЕЦІАЛЬНОСТІ

185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Дніпро

2018

Міністерство освіти і науки України
НТУ «Дніпровська політехніка»

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
до практичних занять з дисципліни
«Морські нафтогазові технології»
для студентів спеціальності 185
«Нафтогазова інженерія та технології»

Рекомендовано до видання навчально-методичним
управлінням університету

ЗАТВЕРДЖЕНО
на засіданні кафедри
техніки розвідки
родовищ корисних копалин
Протокол № 1
від 05.09.2018 р.

Дніпро
НТУ «ДП»
2018

Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Морські нафтогазові технології» для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Упоряд.: А.О. Ігнатов. – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2018. – 28

с.

Упорядник

А.О. Ігнатов, канд. техн. наук, доц.

Відповідальний за випуск

доц. кафедри техніки розвідки родовищ корисних копалин

Ю.Л. Кузін, канд. техн. наук

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1

ПОШУКИ І РОЗВІДКА ПОКЛАДІВ НАФТИ І ГАЗУ В АКВАТОРІЯХ МОРІВ

Мета: набути практичні знання про принципи пошуку і розвідки покладів нафти і газу в акваторіях морів.

Загальні відомості

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. 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 з пошуково-розвідувальними роботами в акваторіях з глибинами моря понад 3000 м.

Принципи пошуку і розвідки морських родовищ нафти і газу

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 науково-технічних 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 здат-

ністю та точністю, забезпечують формування стратегії та програми виконання більш дорогих робіт – геофізичних досліджень (сейсморозвідки, гравімагніто-розвідки, 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. 1.1), а саме:



Рис. 1.1. Концептуальна схема процесу пошуково-розвідувальних робіт

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, геолого-геофізичних 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 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 пошуково-розвідувальних робіт використовуються принципи, що забезпечують найбільш повне вивчення та розуміння геологічного басейну і нафтогазових комплексів, наприклад пірамідальна схема геологорозвідувальних робіт (рис. 1.2).



Рис. 1.2. Принципова схема проведення геологорозвідувальних робіт

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, сфор-

мувати уявлення про наявність окремих елементів – пасток, покришок, нафтогазоносності та хронології відкладів.

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 пошуково-розвідувальних 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.

Одним із найбільш розповсюджених сьогодні є метод трьохвимірної сейсморозвідки (3D), що дає можливість з високою точністю визначати сейсмогеологічні характеристики розрізу, виявляти локальні структури, прогнозувати фільтраційно-ємнісні 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.

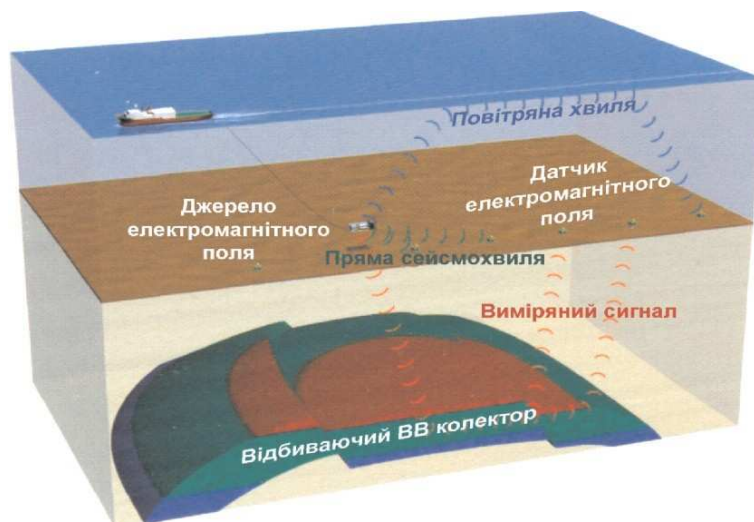


Рис. 1.3. Принципова схема методу CSEM

На практиці визначення точності та надійності геологічного моделювання здійснюється шляхом проведення багатоваріантного моделювання з викорис-

танням одних і тих же даних, а також порівняння з фактичними даними за схожими (аналогічними) об'єктами, де пробурені пошукові свердловини.

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. 1.3, зовнішній вигляд приймача електромагнітних коливань – на рис. 1.4).



Рис. 1.4. Загальний вигляд приймача електромагнітних коливань

Суть технології полягає у створенні рухомих джерел 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.

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 сейсморозвідки можуть мати прямі вказівки на наявність вуглеводнів, але не рідко отриманої інформації замало для визначення промислової цінності об'єкта. У таких випадках інформація щодо вияв-

лення 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.

Ускладнення під час розвідки, відкриття та підготовки морських родовищ нафти і газу до промислової розробки

Відкриття морського родовища є визначною подією переважно для всіх нафтогазовидобувних компаній, адже отримання нових запасів спонукає переглядати існуючі геологічні концепції не тільки давно відомих нафтогазоносних районів, але й нових, що вважалися мало перспективними.

Основною проблемою на етапі відкриття, розвідки та підготовки родовища до промислового освоєння є питання достовірності отриманої інформації під час виконаної геологорозвідувальної програми.

Достовірність оцінених обсягів запасів і ресурсів вуглеводнів відкритих родовищ на різних стадіях реалізації проекту є найголовнішою проблемою для всіх без виключення учасників (держава, оператор, інвестори). На початкових стадіях геологічного вивчення перспективного об'єкта оцінюються прогнозні запаси та ресурси вуглеводнів з певним ступенем вірогідності їх підтвердження, що визначаються на базі геолого-технологічних моделей та різних методів розрахунку. На етапах коли відсутня інформація про продуктивність об'єкта досить широко використовуються фільтраційно-ємнісні характеристики для підрахунку запасів і ресурсів вуглеводнів, а також об'ємні методи з різними підходами оцінок, у тому числі ймовірнісних (стохастичного моделювання), нечітких множин, детерміновані методи. Найбільш вживаним є метод ймовірнісних оцінок, що дає можливість зробити вірогідну оцінку запасів, ймовірнісну інтерпретацію запасів, а також найбільш вірогідний розподіл підрахункових параметрів.

Детерміновані методи. Основна ідея детермінованого підходу до оцінки запасів полягає у використанні різних методів інтерполяції з метою перенесення даних, отриманих під час лабораторних та геофізичних досліджень та фаціальному аналізі міжсвердловинної кореляції. В результаті визначається число, що характеризує обсяги запасів і є усередненою оцінкою інформації доступної на даний час.

Оцінка запасів із використанням нечітких множин. У випадку відсутності або нестачі необхідних для ймовірних оцінок запасів статистичних даних, використовуються теорія та методи нечітких множин. Оцінка запасів за допомогою методу здійснюється на основі правил нечіткої алгебри.

Оцінка запасів, після відкриття родовища за наявності геолого-геофізичної та геолого-промислової інформації про об'єкти досліджень у пошуковій свердловині, здійснюється на основі уточненої геолого-геофізичної та гідродинмічної моделі покладів та нових даних прогнозу розповсюдження колекторів і їх нафтогазоносності з визначенням прогнозних контактів вуглеводнівода. У зони прогнозних контактів закладаються розвідувальні (оціночні) свердловини, а за-

паси в межах цих зон оцінюються як вірогідно розвідані. Ділянки покладів, що характеризуються чіткими сейсмічними атрибутами, що інтерпретуються як аномалії на нафту (газ) та підтверджені результатами випробувань з промисловими припливами нафти та/або газу відносяться до доведених запасів.

Розвідані об'єми вуглеводнів, для яких існує достатньо доказів, що вони можуть прибутково видобуватися (на підставі припущень про витрати на їх розвідку і видобування, можливості реалізації і майбутніх цін), зазвичай називаються доведеними запасами (*proven reserves*). Оцінки доведених запасів з часом при перегляді фактів і допущень, на підставі яких вони класифіковані, змінюються. Вірогідні запаси (*probable reserves*) включають об'єми, що розвідані, прогнозуються як комерційні, але з меншою упевненістю, чим доведені запаси.

Другою проблемою є коректне визначення ризиків та прибутків для компанії від реалізації проекту, адже в складову входить багато критеріїв і показників, що визначають ранг проекту та його перспективність. Необхідно зазначити, що багато компаній на стадії відкриття родовища відмовляються від реалізації проекту, через геополітичні, суспільно-правові та інші складові, що не відповідають стратегії компанії, з подальшим переуступленням прав оператора чи інвестора іншим компаніям. Прикладом цього може слугувати уже розглянуте вище родовище *Bonga*, де під час промислового освоєння змінились практично всі інвестори, окрім компанії *Shell*.

Досить часто компанії відмовляються від реалізації проекту на початковій стадії геологічного вивчення перспективних об'єктів через підвищення геологічних ризиків та/або зменшення прогнозних ресурсів вуглеводнів, що були визначені на основі додаткових геолого-геофізичних досліджень.

Важливим аспектом є екологічна безпека та безпека експлуатації об'єктів у морських умовах куди відносяться кліматичні умови, ускладнюючі фактори морської флори та фауни. Крім того, якщо технічно та технологічно є можливість забезпечити всі критичні показники, то економічна привабливість та дохідність проекту різко зменшується, через його дороговизну. Необхідно зазначити, що для окремих великих проектів розробляються спеціальні новітні технології, які не мають аналогів та можуть більше не застосовуватись на інших об'єктах.

Поряд із такими аспектами технічні проблеми відходять на другий план, адже сучасний рівень техніки і технологій високий і забезпечує реалізацію дуже ризикованих та складних проектів.

У випадках коли категорія проекту за ризиками є високою, тоді компанії їх переводять у перспективні проекти з реалізацією за більш привабливих економічних й інших чинників, що негативно впливали на його дохідність. У процесі підготовки родовища до промислового освоєння важливим аспектом є наявність декількох дрібних, середніх, великих родовищ (сателіти) поряд з виявленим крупним родовищем. Тоді всі проектні документи враховують перспективу залучення сателітів до спільної схеми освоєння морського родовища. Адже, такий підхід значно покращує перспективність та комерційну привабливість проекту.

Зміст звіту

1. Загальні відомості про пошук і розвідку покладів нафти і газу в акваторіях морів.
2. Принципи пошуку і розвідки морських родовищ нафти і газу.
3. Сучасні технічні і технологічні рішення для розвідування морських родовищ нафти і газу.
4. Ускладнення під час розвідки, відкриття та підготовки морських родовищ нафти і газу до промислової розробки.

Контрольні запитання

1. Охарактеризувати сучасні технічні і технологічні рішення для розвідування морських родовищ нафти і газу.
2. Висвітліть сучасні технічні і технологічні рішення для розвідування морських родовищ нафти і газу.
3. Навести характеристики ускладнень під час розвідки, відкриття та підготовки морських родовищ нафти і газу до промислової розробки.

Рекомендована література

1. Довідник з нафтогазової справи/ За ред. В.С, Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
2. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В, Гладун, П.М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
3. Зарубін Ю.О. Розробка морських родовищ нафти і газу: Підручник / Зарубін Ю.О., Гунда М.В., Гришаненко В.П., Буренков В.В., Швидкий О.А.. – К.: ДП «Науканафтогаз» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», 2012. – 312 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 2

ТИПИ ТА КОНСТРУКЦІЇ МОРСЬКИХ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Мета: набути практичні знання про принципи буріння морських нафтових і газових свердловин.

Типи морських 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. Усі свердловини поділяються на 8 категорій: опорні, параметричні, оціночні, структурні, пошукові, розвідувальні, експлуатаційні, спеціальні.

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.

Конструкції морських свердловин

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

- ◆ необхідність забезпечення замкнутого циклу циркуляції промивальної рідини та виносу 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 морських свердловин

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 замикається 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. 2.1 показано схему описаної вище системи з підводним розташуванням превенторів.

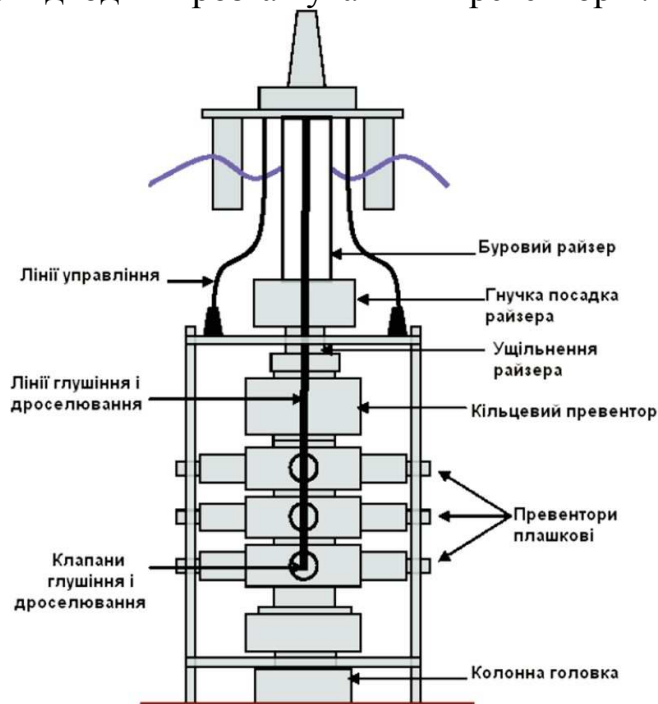


Рис. 2.1. Схема конструкції верхньої частини свердловини з підводним противикидним обладнанням

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. 2.2 показано варіанти надводного, підводного і комбінованого монтажу превенторів. 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, що можуть бути спущені після встановлення

бурового райзера, зменшення операційного простору, а також значні первинні витрати на придбання обладнання.

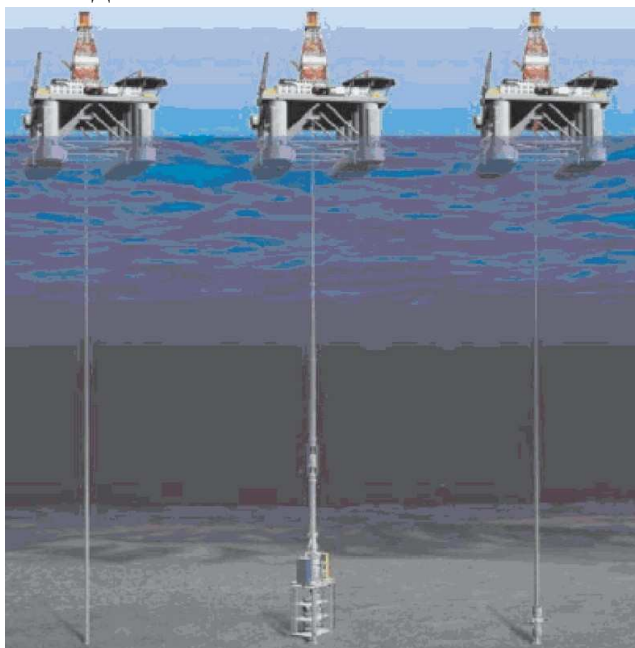


Рис. 2.2. Свердловини з надводним, підводним і змішаним розташуванням противикидного обладнання

Конструкції «струнких» морських свердловин

На відміну від свердловин малого діаметра, так звані, «струнки» (slender) свердловини мають кінцевий діаметр у продуктивній зоні такий же, як і у звичайних свердловин, але діаметри вищерозташованих 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 знизу-вгору: 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.

Зміст звіту

1. Типи морських свердловин.
2. Конструкції морських свердловин.
3. Конструкція верхньої частини морських свердловини.
4. Конструкції «струнких» морських свердловин.

Контрольні запитання

1. *Охарактеризувати типи морських свердловин.*
2. *Висвітліть конструкції морських свердловин.*
3. *Навести характеристику конструкціям верхньої частини морських свердловини.*

Рекомендована література

1. Довідник з нафтогазової справи/ За ред. В.С, Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
2. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В, Гладун, П.М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
3. Зарубін Ю.О. Розробка морських родовищ нафти і газу: Підручник / Зарубін Ю.О., Гунда М.В., Гришаненко В.П., Буренков В.В., Швидкий О.А.. – К.: ДП «Науканафтогаз» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», 2012. – 312 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3 ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ МОРСЬКИХ СВЕРДЛОВИН

Мета: набути практичні знання про принципи проектування технології буріння морських 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 колтюрінгових установок для буріння свердловин.

Управління тиском під час буріння 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.

Ручне управління – затрубний простір постійно закритий обертовим превентором, 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.

Сігма-рівень – 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 не-

обхідно застосовувати аеровані розчини, буріння з продувкою газом тощо. Для впровадження методу необхідно встановити додаткове обладнання для закачування промивальної рідини та її очистки.

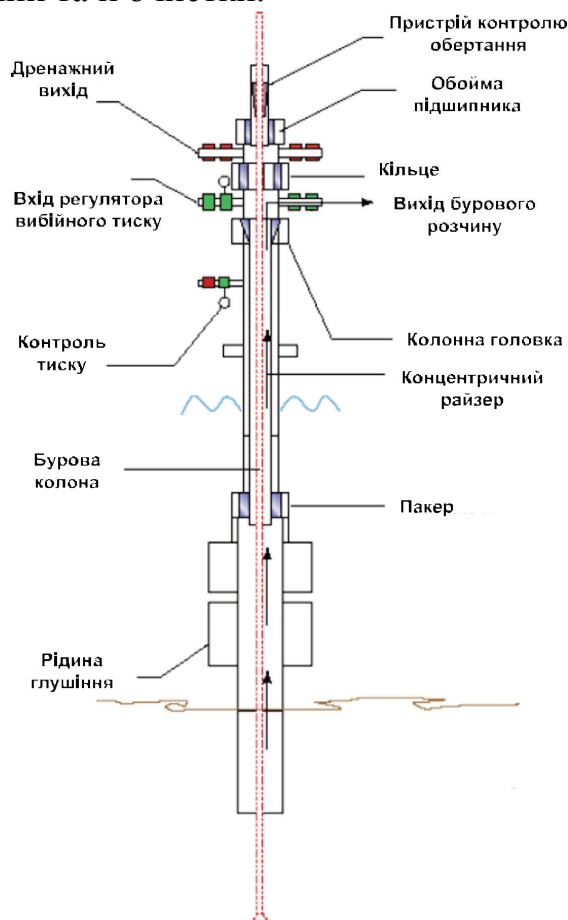


Рис. 3.1. Концентричний райзер для глибоководного буріння

На рис. 3.1 показано принципову схему буріння з депресією на пласт, основним моментом якого є постійне проявлення пластового флюїду, який після очистки, як правило, спалюється.

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% збільшити швидкість буріння за рахунок уникнення спуско-підйомних операцій бурильних труб і пов'язаних з цим проблем. Бурове долото та інший вибієний 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 утворю-

ється міцна тонка кірка, що зменшує поглинання бурового розчину, збільшує міцність стінок і продуктивність свердловини.

Зміст звіту

1. Загальні відомості про принципи проектування технології буріння свердловин.
2. Управління тиском під час буріння.

Контрольні запитання

1. Охарактеризувати принципи проектування технології буріння
2. Навести характеристику методів управління тиском під час буріння.

Рекомендована література

1. Довідник з нафтогазової справи/ За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
2. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
3. Зарубін Ю.О. Розробка морських родовищ нафти і газу: Підручник / Зарубін Ю.О., Гунда М.В., Гришаненко В.П., Буренков В.В., Швидкий О.А.. – К.: ДП «Науканафтогаз» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», 2012. – 312 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4

ОБЛАШТУВАННЯ МОРСЬКИХ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

Мета: набути практичні знання про принципи 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 передусім програма або генеральна схема освоєння вуглеводневого потенціалу конкретного нафтогазоносного регіону на континентальному шельфі морів. Її головною метою є оцінка перспективності регіону, конкретизація перспективних нафто-

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

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

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

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

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

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

Технологія використання стаціонарних платформ датується 1911 р., коли з дерев'яних платформ було пробурено багато успішних свердловин на Озері *Caddo* у Східному Техасі (США). Вважається, що з морської сталеві платфо-

рми перша комерційно успішна свердловина була пробурена у 1947 р. корпорацією *Kerr-McGee* на континентальному шельфі Мексиканської затоки, у 10 милях від узбережжя Луїзіани (США). На теперішній час у цьому районі нараховується більше 4000 нафтових платформ різного призначення.

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

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

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

Стаціонарні платформи будують на бетонній (гравійній) або металевій основі. Опори стаціонарної платформи спираються на морське дно. На опорах розміщено декілька палуб з буровою вишкою, обладнанням для буріння, видобутку та підготовки нафти та газу, житлові блоки для обслуговуючого персоналу тощо. Зображення платформ наведено на рис. 4.1. Стаціонарні платформи є найбільш розповсюдженими спорудами на морських родовищах і використовуються, як правило, на глибинах моря до 500 м. На теперішній час однією з найбільших є стаціонарна платформа побудована на канадському шельфі Атлантичного океану для розробки родовища Гайбернія (*Hibernia*). Операторами на цьому родовищі виступають *ExxonMobil Canada* (33,125%), *Chevron Canada Resources* (26,875%), *Petro-Canada* (20%), *Canada Hibernia Holding Corporation* (8,5%), *Murphy Oil & Gas* (6,5%) і *Norsk Hydro* (5%). Родовище Гайбернія розташовано приблизно на відстані 315 км на схід від острова Ньюфаундленд, у басейні Жанни Д'Арк (*Jeanne d'Arc Basin*). Глибина моря становить близько 80 м.

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 запроектовано для експлуатації у вкрай несприятливих умовах високих хвиль, туманів, зимових бурь та наявності айсбергів.



а) зовнішній вигляд



б) розташування виробничих елементів

Рис. 4.1. Стационарна платформа Гайбернія

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

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

Ці платформи складаються з відносно тонкої гнучкої башти, на якій змонтовано палуби з обладнанням для буріння свердловин, видобутку та підготовки нафти і газу (рис. 4.2). Башту спроектовано для протистояння великим боковим навантаженням за рахунок її відповідної гнучкості і тим самим, до певної міри, подібна плаваючим платформам. Рахується, що економічно виправданим є використання платформ типу «гнучка башта» на глибинах моря від 450 м до 900 м.

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

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

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



а) схематичне зображення

б) зовнішній вигляд

Рис. 4.2. Платформи на гнучкій башті

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. Висхідні запаси родовища оцінено у 13,7 млн т нафти. Розробляється воно 10 видобувними та 7 нагнітальними свердловинами. Загальна висота платформи на родовищі Петроніус становить 570 м, вага 43 тис. т, з яких 7,5 тис. т – вага башти. Платформа забезпечує видобуток нафти в обсягах близько 7 тис. м³ нафти та 28 тис. м³ газу і 8,6 тис. м³ води на добу для закачування з метою підтримування пластового тиску. Вартість платформи – 200 млн дол. США, включаючи виробниче обладнання та інженерний супровід, що становить 40% вартості всього проекту на розробку родовища. Платформа була суттєво пошкоджена ураганом *Ivan*, що супроводжувався вітром зі швидкістю до 270 км/год та 30 м хвилями, який у вересні 2004 р. зруйнував 7 платформ, пошкодив 24 конструкції і 102 км підводних трубопроводів. Ще один ураган Катріна, у 2005 р., привів до перегляду параметрів впливу зовнішнього середовища, з обов'язковим урахуванням яких будуються нові нафтові платформи, у бік посилення технічних характеристик платформ.

Платформи з розтягнутими опорами певною мірою схожі з напівзануреними платформами. Вони мають позитивну плавучість, але стаціонарно швар-

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

Широкого розповсюдження знаходять міні платформи з розтягнутими опорами типу *Seastar* та *MOSES* (рис. 4.3). За умови відносно низької вартості вони використовуються як допоміжні споруди, зокрема, технологічні, без обладнання буровою вишкою, або як тимчасові – для початкової стадії розробки родовища.



а) типу *MOSES*

б) типу *Seastar*

Рис. 4.3. Схематичний вигляд платформи з розтягнутими опорами

Так, платформу типу *MOSES* встановлено на родовищі Марко Поло (*Marco Polo*) на глибині моря 1300 м, загальною вагою близько 33 тис. т та корисним навантаженням 14 тис. т. Вона має три палуби, горизонтальні розміри яких становлять 100 х 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.

Конструктивною основою напівзануреної платформи є вертикальні та горизонтальні понтони, що забезпечують їй достатню плавучість. Така платформа утримується на місці за допомогою якорів та систем динамічного позиціонування. Вважається, що одна з найбільших у світі напівзанурених платформ встановлена у Норвезькому морі на родовищі Асгард (*Asgard*), де глибина моря близько 300 м (рис. 4.4).

Розробка родовища *Asgard* здійснюється з використанням трьох технологічних одиниць: однокорпусного технологічного судна *Asgard A*, напівзануре-

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



а) Асгард (Asgard B)

б) Вісунд (Visund)

Рис. 4.4. Зовнішній вигляд напівзанурених платформ

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

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

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. 4.5).



Рис. 4.5. Загальний вигляд *spar*-платформи традиційної конфігурації

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

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



а) *Girassol*



б) *Crystal Ocean*

Рис. 4.6. Найбільше і найменше технологічні судна у світі

Довгий час найбільшим у світі технологічним судном вважалось *Girassol* (рис. 4.6), що було розраховано на підготовку 34 тис. т нафти, закачування 30 тис. м³ води на добу і зберігання 350 тис. м³ нафти. Судно побудовано в Кореї (*Hyundai Heavy Industries*) протягом січня 1999 р. – лютого 2001 р. для компанії

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

Найменше плавуче технологічне судно Crystal Ocean (рис. 4.6) експлуатується на родовищі Basker Manta, що знаходиться між Австралією і Тасманією на глибині моря 137 м. Судно має довжину 93,2 м, ширину 21 м, дедвейт 97 тис. т, побудовано у 1999 р. Технологічний блок забезпечує підготовку біля 6 тис. м³ рідини і закачування 900 тис. м³ газу на добу при тиску 24,1 МПа, зберігання 6,7 тис. м³ нафти. Супутня вода очищується чотирьома гідроциклонами до вмісту вуглеводнів менше $1,5 \times 10^{-3} \%$ і скидається за борт.

Діапазон глибин, на яких економічно виправдано використання певного типу платформ, представлено на рис. 4.7.

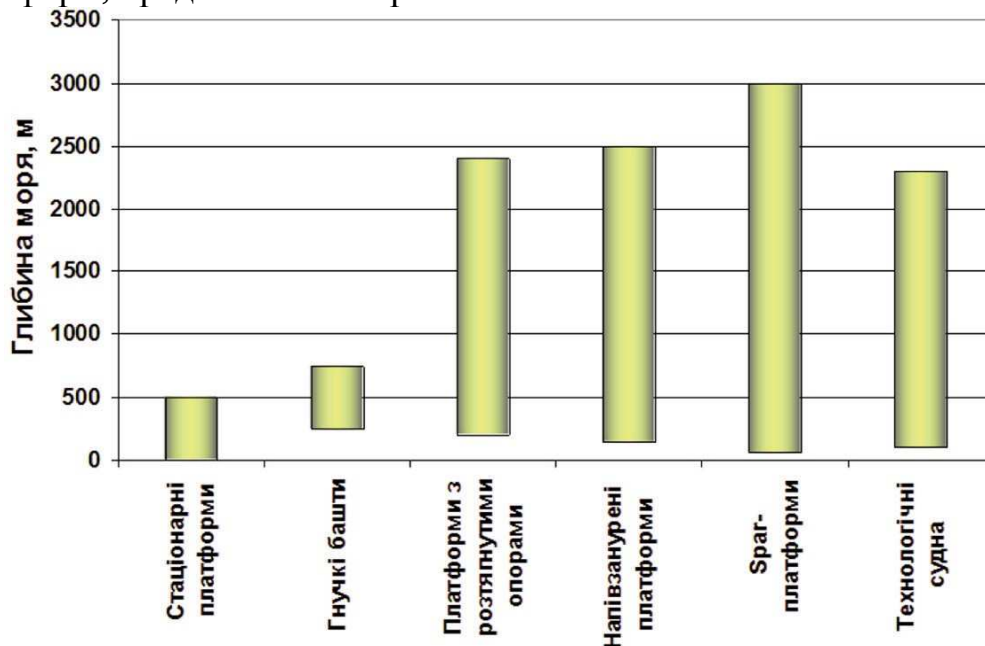


Рис. 4.7. Діапазон глибин моря для застосування технологічних платформ різних типів

Зміст звіту

1. Загальні відомості про
2. Охарактеризувати конструкції споруд: гнучкі башти, з розтягнутими опорами, напівзанурені та буй-платформи.

Контрольні запитання

1. Охарактеризувати принципи побудови стаціонарних платформ.
2. Навести характеристики конструкції морських споруд: гнучкі башти, з розтягнутими опорами, напівзанурені та буй-платформи.

Рекомендована література

1. Довідник з нафтогазової справи/ За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
2. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
3. Зарубін Ю.О. Розробка морських родовищ нафти і газу: Підручник / Зарубін Ю.О., Гунда М.В., Гришаненко В.П., Буренков В.В., Швидкий О.А.. – К.: ДП «Науканафтогаз» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», 2012. – 312 с.

ЗМІСТ

1. Пошуки і розвідка покладів нафти і газу в акваторіях морів.....	4
2. Типи та конструкції морських нафтових і газових свердловин.....	11
3. Технологія буріння морських свердловин.....	15
4. Облаштування морських родовищ нафти і газу.....	18

Упорядник
Ігнатов Андрій Олександрович

Підписано до друку Формат 30х42/4.
Папір Captain. Ризографія. Умовн. друк. арк.
Обліково-видавн. арк. . Тираж 50 прим.
Зам. №

НТУ «ДП»
49027, м. Дніпро-27, просп. Д.Яворницького, 19.