

Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технологій
Освітня програма «Буріння нафтових і газових свердловин»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

«21» 09 2026 року

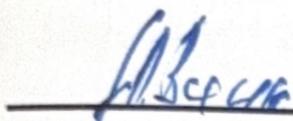
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему Особливості облаштування бурових майданчиків для спорудження
глибоких свердловин на нафту та газ

Пояснювальна записка

Керівник

к.г.н., доц. кафедри буріння та геології Соколов А.Б.

посада, наук. ступінь, ПІБ



підпис, дата

Виконавець роботи

Кордиш Артур Миколайович

студент групи 2МНБ

студент, ПІБ



підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н., с.р.вжмаг доц. кафедри БіГ Рибалко М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н., доц. Харченко М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н., доц. Харченко М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 22.09.2026р.

Полтава, 2026

Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут: Нафти і газу
Кафедра: Буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність: 185 Нафтогазова інженерія та технологій
Освітня програма: Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л. *Ю.Л. Винников*

« 3 » 09 20 25 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Кордиш Артур Миколайович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Особливості облаштування бурових майданчиків для спорудження глибоких свердловин на нафту та газ

2. Керівник роботи доц. кафедри буріння та геології, к.г.н. Соколов А.Б.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від « 3 » 09 2025 року № 1015-99-2

3. Строк подання студентом роботи 27.01.2026р.

4. Вихідні дані до роботи

1. Нормативно-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи за темою роботи.

2. Проєкти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)

5. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

Анотація

Вступ

1. Аналітичний огляд літературних джерел та сучасного стану досліджуваної проблеми

2. Обґрунтування об'єкта дослідження, вихідних даних та методів розв'язання поставлених задач.

3. Дослідження, розрахунки та експериментальне обґрунтування прийнятих технічних рішень.

Загальні висновки по роботі

Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	К.Т.П., ст. вчитель Рибак М.В.		
2	К.Т.П., доц. Харченко М.В.		
3	К.Т.П., доц. Харченко М.В.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз літературних джерел та сучасного стану проблеми	13.10.2025 – 02.11.2025
2	Формування мети, задач, обґрунтування об'єкта і предмета дослідження	03.11.2025 – 16.11.2025
3	Виконання основної частини роботи (розрахунки / експерименти / аналіз)	17.11.2025 – 28.12.2025
4	Узагальнення результатів, формування висновків	29.12.2025 – 05.01.2026
5	Оформлення та узгодження кваліфікаційної роботи	06.01.2026 – 12.01.2026
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	13.01.2026 – 15.01.2026
7	Захист кваліфікаційної роботи	19.01.2026 – 23.01.2026

Студент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	3
ANOTATION.....	4
ПЕРЕЛІК АБРЕВІАТУР ТА ДЕЯКИХ ПОНЯТЬ.....	5
ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ ОБЛАШТУАННЯ БУРОВИХ МАЙДАНЧИКІВ ДЛЯ СПОРУДЖЕННЯ ГЛИБОКИХ СВЕРДЛОВИН НА НАФТУ ТА ГАЗ.....	9
1.1 Світовий досвід спорудження глибоких нафтогазових свердловин.....	9
1.2 Аналіз актуальності проблеми облаштування бурових майданчиків на суші для спорудження глибоких свердловин.....	17
1.3 Особливості спорудження свердловин на морях, озерах.....	19
1.4 Висновки до розділу 1. Мета і задачі досліджень.....	21
РОЗДІЛ 2. ДОСВІД ОБЛАШТУВАННЯ БУРОВОГО МАЙДАНЧИКУ ДЛЯ СПОРУДЖЕННЯ ГЛИБОКОЇ СВЕРДЛОВИНИ НА МАЧУХІВСЬКОМУ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМУ РОДОВИЩІ.....	23
2.1. Досвід облаштування основних елементів бурового майданчику на Мачухівському газоконденсатному родовищі.....	23
2.2. Технологічна схема обв'язки гирла свердловини.....	34
2.3. Аналіз схеми розміщення технологічного обладнання на юуровому майданчику.....	37
2.4. Висновки до розділу 2.....	40
РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТНИХ ПАРАМЕТРІВ ДЛЯ ОРГАНІЗАЦІЇ РОБІТ ПО СПОРУДЖЕННЮ ГЛИБОКОЇ НАФТОГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ НА МОРІ.....	42
3.1. Аналіз проектних параметрів морської нафтогазової свердловини.....	42
3.2. Вибір бурової установки та бурового обладнання.....	45

3.3. Підготовчі роботи до будівництва свердловини: переустановка та пересування самоплаваючої бурової установки.....	50
3.4. Обґрунтування тривалості будівництва свердловини.....	52
3.5. Розрахунок витрати матеріалів та об'ємів відходів у процесі буріння.....	54
3.6. Обґрунтування протипожежних та протифонтанних заходів.....	56
3.7. Організація робіт по спорудженню свердловини.....	60
3.8. Охорона надр та оточуючого навколишнього середовища.....	65
3.9. Висновки до розділу 3.....	69
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	71
GENERAL CONCLUSIONS.....	73
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	75

АНОТАЦІЯ

Кордиш А.М. Особливості облаштування бурових майданчиків для спорудження глибоких свердловин на нафту та газ. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології» освітньо-професійної програми «Буріння нафтових і газових свердловин». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Роботу присвячено вирішенню практичної задачі, яка полягає в розробленні рекомендацій щодо облаштування бурових майданчиків для спорудження глибоких нафтогазових свердловин на суші, в тому числі за складних інженерно-геологічних умов з урахуванням сучасного досвіду буріння в Східному нафтогазовому регіоні України. У роботі проаналізовано ключові етапи підготовки бурового майданчика, спорудження інфраструктури та введення свердловини в експлуатацію.

Перший розділ присвячено аналізу сучасного стану питання облаштування бурових майданчиків для спорудження глибоких нафтових і газових свердловин, в т.ч. світовий досвід буріння глибоких і надглибоких свердловин. В цьому розділі обґрунтовано актуальність досліджень, їх мету і задачі.

У *другому розділі* розглянуто досвід облаштування бурового майданчику для спорудження глибокої свердловини на Мачухівському газоконденсатному родовищі.

Третій розділ присвячено обґрунтуванню проектних параметрів для організації робіт по спорудженню глибокої нафтогазової свердловини на морі.

Ключові слова: буровий майданчик, спорудження свердловини, бурова установка, буровий насос, буровий інструмент, шламовий амбар, факельний амбар, вишукування.

ANOTATION

Kordysh A. M. Specific Features of Drilling Site Development for the Construction of Deep Oil and Gas Wells. Master's qualification thesis in specialty 185 "Oil and Gas Engineering and Technologies", educational and professional program "Drilling of Oil and Gas Wells". Poltava: National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic", 2026.

The thesis addresses a practical problem consisting in developing recommendations for arranging drilling sites for the construction of deep onshore oil and gas wells, including under challenging engineering and geological conditions, taking into account modern drilling experience in the Eastern Oil and Gas Region of Ukraine. The work analyzes the key stages of drilling site preparation, infrastructure development, and commissioning of the well for operation.

Chapter 1 is devoted to an analysis of the current state of the problem of drilling site arrangement for deep oil and gas wells, including international experience in drilling deep and ultra-deep wells. This chapter substantiates the relevance of the research and defines its aim and objectives.

Chapter 2 considers the experience of arranging a drilling site for the construction of a deep well at the Machukhivske gas-condensate field.

Chapter 3 is devoted to substantiating design parameters for organizing the construction of a deep offshore oil and gas well.

Keywords: drilling site, well construction, drilling rig, mud pump, drilling tool, reserve pit (cuttings pit), flare pit, site investigations.

ПЕРЕЛІК АБРЕВІАТУР ТА ДЕЯКИХ ПОНЯТЬ

НРТ – непродуктивний час;

ПВО – противикидне обладнання;

ОБТ (HWDP) – обважені бурильні труби;

ТБТ – товстостінні бурильні труби;

СПБУ – самопідйомна бурова установка.

ВСТУП

Актуальність теми. Актуальність теми зумовлена тим, що в умовах виснаження легкодоступних запасів і зростання частки важковидобувних ресурсів розвиток нафтогазовидобутку дедалі більше пов'язаний зі спорудженням глибоких і надглибоких свердловин, для яких різко зростають вимоги до організації робіт, технічної надійності та рівня безпеки. При цьому буровий майданчик у таких проектах фактично перетворюється на ключову «вхідну» інженерну споруду: тривалість буріння, маса обладнання, обсяги бурових розчинів і матеріалів, а також інтенсивність логістики роблять майданчик критично чутливим до геотехнічних обмежень, що безпосередньо впливає на непродуктивний час (NPT), аварійність і собівартість робіт.

Для України актуальність підсилюється потребою ефективного освоєння ресурсного потенціалу Східного нафтогазового регіону, де поширені складні інженерно-геологічні умови та значні глибини залягання продуктивних горизонтів. За таких обставин саме якість підготовки майданчика, організація водовідведення, раціональне розміщення обладнання, надійність тимчасових фундаментів і під'їзної інфраструктури, а також екологічний захист (поводження зі шламом і стічними водами, локалізація розливів, факельне господарство) визначають можливість стабільної роботи бурового комплексу й мінімізації ризиків забруднення довкілля та пожежонебезпечних ситуацій.

Крім того, наявність морського компонента видобутку та перспективи відновлення/розвитку робіт на шельфі обумовлюють потребу врахування специфіки офшорного будівництва свердловин, де до інженерних і організаційних факторів додаються метоокеанічні впливи, складність логістики, підвищені вимоги до протиаварійного оснащення та планування “вікон робіт”. Отже, розроблення практично орієнтованих рекомендацій щодо облаштування бурових майданчиків для глибоких нафтогазових свердловин на суші та узагальнення підходів для морських умов є своєчасним і має безпосередню прикладну цінність для підвищення технологічної надійності, безпеки та економічної ефективності бурових робіт.

Тому тема облаштування бурових майданчиків для спорудження глибоких свердловин на нафту та газ є актуальною задачею нафтогазової інженерії та технологій.

Мета роботи – обґрунтування особливостей облаштування бурових майданчиків для спорудження глибоких свердловин на нафту і газ.

Для досягнення зазначеної мети поставлені такі **задачі**:

- проаналізувати сучасний досвід облаштування бурових майданчиків для спорудження глибоких свердловин, в т.ч. в реальних умовах;
- проаналізувати вплив глибини свердловини на вимоги до облаштування бурового майданчика та визначити, як обмеження майданчика (несуча здатність, водовідведення, логістика) формують непродуктивний час (NPT), аварійність і економічні втрати;
- обґрунтувати буровий майданчик як тимчасову інженерно-геотехнічну споруду та визначити ключові геотехнічні фактори надійності, а також необхідні інженерні заходи;
- систематизувати склад і функціональну структуру бурового майданчика для спорудження нафтогазових свердловин, включаючи основне бурове обладнання, циркуляційно-очисні системи, трубні бази, ємнісне господарство, технологічні трубопроводи, допоміжну техніку, тимчасові будівлі та земляні споруди;
- дослідити та узагальнити послідовність технологічних операцій на буровому майданчику (від підготовки ділянки й монтажу до демонтажу та рекультивації) і визначити організаційні рішення, що мінімізують NPT, простої та логістичні ризики;
- обґрунтувати конструктивні рішення для забезпечення роботи бурового комплексу на суші: типові фундаменти і покриття (зокрема із застосуванням збірних дорожніх плит), облаштування вузла устя (залізобетонна шахта), а також вимоги до організації водовідведення і тимчасових під'їзних доріг;
- проаналізувати вимоги екологічної та пожежної безпеки при облаштуванні бурового майданчика і сформулювати принципи поведінки з відходами буріння та технологічними рідинами: проектування шламових амбарів із протифільтраційним захистом та організацію факельного

господарства (факельні установки й факельні амбари) для контрольованої утилізації газів/скидів і локалізації розливів;

- розглянути особливості облаштування бурових майданчиків в морі та проілюструвати висновки на прикладі СПБУ «Петро Годованець» (Одеське газове родовище) з урахуванням часу пересування і переустановки та забезпечення суднами й авіацією.

Об'єктом дослідження є спорудження бурових майданчиків для буріння глибоких свердловин.

Предмет дослідження – обґрунтування проектних параметрів бурового майданчика для спорудження глибокої нафтогазової свердловини.

Методи дослідження: методи механіки гірських порід та геомеханіки; опір матеріалів; аналіз інформаційних джерел; синтез; абстрагування; узагальнення; пояснення.

Наукова новизна отриманих результатів – отримано нові дослідні дані щодо спорудження бурового майданчика для буріння глибокої нафтогазової свердловини.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що систематизовано позитивний досвід облаштування бурових майданчиків для спорудження глибоких нафтогазових свердловин.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Вона викладена на 81 сторінках, у тому числі 17 рисунків, 9 таблиць, 7 сторінок списку використаних джерел (52 найменувань).

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ ОБЛАШТУАННЯ БУРОВИХ МАЙДАНЧИКІВ ДЛЯ СПОРУДЖЕННЯ ГЛИБОКИХ СВЕРДЛОВИН НА НАФТУ ТА ГАЗ

1.1 Світовий досвід спорудження глибоких нафтогазових свердловин

Глибоке та надглибоке буріння в сучасних умовах розглядається як один із ключових інструментів геологорозвідки, уточнення глибинної будови літосфери та нарощування ресурсної бази вуглеводнів. Зростання потреби в енергоресурсах, виснаження легко-доступних покладів і перехід до складніших об'єктів (глибокозалегаючі колектори, низькопроникні товщі, багатокомпонентні пастки) зумовлюють активний розвиток технологій буріння на великих глибинах. Показово, що різні країни формують власні технологічні стратегії – від удосконалення бурових установок і компоновок до спеціалізованих бурових розчинів, контролю тиску, підвищення механічної швидкості та зменшення непродуктивного часу. У підсумку глибоке буріння перетворилося на високотехнологічний напрям, де результат залежить не від окремого технічного рішення, а від узгодженої системи «геологія – проектування – буріння – контроль процесу».

В українському науковому дискурсі проблема нафтогазоносності глибоких комплексів детально опрацьована, зокрема, в роботах проф. О.Ю. Лукіна, Т.М. Пригаріної, Г.Г. Гончарова, М.В. Щукіна тощо. Ними проаналізовано стан і особливості нафтогазоносності глибокозалегаючих товщ та обґрунтовано перспективність пошуків нових значних за запасами родовищ у горизонтах понад 6000 м у межах Дніпровсько-Донецької западини. Це має практичне значення для України, оскільки підтверджує, що потенціал ресурсів не вичерпується традиційними глибинами, а розвиток технологій буріння може відкривати доступ до нових промислово значущих об'єктів.

У світовій практиці буріння глибоких нафтових і газових свердловин здійснюється фактично на всіх континентах, за винятком Антарктиди.

Спорудження свердловин стало важливою складовою сучасної цивілізації, а рівень технологічної складності буріння та його інженерного забезпечення співставний із найскладнішими високотехнологічними проєктами. З огляду на цілі – пошук і видобуток нафти й газу, а також вивчення глибинної будови Землі – людство освоює не лише глибоке, а й надглибоке буріння, де зростають вимоги до керованості процесу, надійності колон, термостійкості матеріалів і стабільності стовбура.

До показових сучасних досягнень глибокого/надглибокого буріння можна віднести приклади свердловин з великим відходом від вертикалі (ERD), які демонструють можливість поєднання значних глибин з протяжними похилими або горизонтальними інтервалами. Так, свердловина OP-11 на родовищі «Одопту» має глибину 12 345 м та протяжність горизонтального стовбура 11 475 м; у 2011 р. компанія Exxon Neftegas Limited виконала буріння однієї з найдовших свердловин із великим відходом від вертикалі, при цьому заявлено завершення робіт за 60 днів. Такий приклад ілюструє, що сучасні технології здатні забезпечувати не лише досягнення екстремальних геометричних параметрів, але й прийнятні строки виконання робіт за умови високого рівня організації, технологічного супроводу та оптимізації режимів буріння.

Рекордні ERD-проєкти демонструють, що сучасні технології керування траєкторією, контролю моменту/тертя та стабілізації гідравліки дозволяють отримувати дуже довгі горизонтальні інтервали при відносно стиснених строках будівництва. Показовим прикладом є свердловина BD-04A (Катар, родовище Al-Shaheen), завершена у травні 2008 року: її виміряна глибина становила близько 12 290 м, а довжина горизонтальної ділянки – 10 902 м. Зафіксовано, що роботи було виконано приблизно за 36 днів, що підкреслює роль високої організації процесу та оптимізації технологічних рішень при ERD-бурінні.

Паралельно з промисловими ERD-проєктами, наукові надглибокі свердловини формували фундамент для розуміння глибинної будови земної кори та поведінки порід при високих температурах і напруженнях. Класичним

прикладом є Кольська надглибока свердловина SG-3, буріння якої тривало впродовж кількох етапів із 1970-х до 1990-х років. Вона досягла 12 262 м (вертикальне/майже вертикальне буріння), ставши реперним об'єктом для геонаук і технологій надглибокого буріння, зокрема через проблематику високих температур, ускладнень зі стовбуром і ресурсу інструменту на великих глибинах.

Глибокі пошуково-розвідувальні свердловини в нафтогазоносних басейнах США у 1970-х роках добре ілюструють, що технологічний бар'єр часто задається не лише глибиною, а й НРНТ-умовами (надвисокий пластовий тиск, температури), нестабільністю стовбура та матеріалознавчими обмеженнями. Так, Bertha Rogers (Оклахома, Анадарко) досягла близько 9 583 м, але буріння ускладнилося поєднанням аномально високого тиску та геологічних факторів; описано епізод з потраплянням у розплавлену сірку, що призвело до прихоплення/втрати низу і подальшого припинення робіт.

Ще один приклад – Baden Unit (Оклахома), яка фігурує як надглибока для свого часу (порядку 30 050 ft \approx 9 159 м), з великими витратами матеріалів і значним строком робіт; цей кейс зручний для ілюстрації ескалації складності буріння із глибиною (ресурс доліт, обсяги цементажу, тривалість робіт).

Окремо варто відзначити програму КТВ (Німеччина, Баварія) – одну з найвідоміших наукових надглибоких свердловин завдяки детальній публічності даних: головний стовбур досяг 9 101 м, а в літературі додатково наводяться важливі для інженерного аналізу параметри на кшталт температурного режиму на вибою (~265 °C) та комплексу геофізичних досліджень у стовбурі.

У сучасному контексті розвитку ультраглибокого буріння значну увагу привертають проекти Китаю: офіційні повідомлення фіксують досягнення 8882 м для свердловини Luntan-1 (Тарим, PetroChina) та 8588 м для Shunbeiying-1 (Тарим, Sinorec) як рекордні для наземних свердловин в Азії на момент публікацій.

Також повідомлялося про Pengshen-6 у провінції Сичуань із глибиною 9026 м, що позиціонується як рекорд для вертикальної свердловини в Азії у відповідних джерелах.

У порівняльному аналізі глибоких і надглибоких свердловин принципово важливо розрізняти показники вимірної глибини (MD, measured depth) та істинної вертикальної глибини (TVD, true vertical depth). Для похило-скерованих і особливо ERD-свердловин рекордні значення зазвичай стосуються саме MD (довжини стовбура), тоді як для наукових надглибоких об'єктів «рекорд глибини» переважно визначається TVD. Третій параметр, що суттєво впливає на технологічну складність, – горизонтальний відхід (HD, horizontal displacement) або протяжність горизонтальної ділянки. Через це твердження «найглибша» / «найдовша» без уточнення метрики є некоректним: одна свердловина може бути рекордною за MD/HD, а інша – за TVD.

Для систематизації світового досвіду доцільно згрупувати приклади надглибокого буріння за призначенням:

1. Промислові ERD-проекти (MD/HD-рекорди) – орієнтовані на максимальне охоплення пласта при обмеженнях по поверхні (платформа, акваторія, екологія, інфраструктура).
2. Наукові надглибокі вертикальні свердловини (TVD-рекорди) – спрямовані на вивчення будови земної кори, температурних і напружено-деформованих умов на глибині.
3. Ультраглибокі пошуково-розвідувальні свердловини O&G – поєднують мету пошуку/оцінки ресурсів із високими ризиками НРНТ-умов, нестійких порід і технологічних обмежень.

В таблиці 1.1 наведено характерні приклади, що демонструють різні технологічні підходи та «уроки» глибокого буріння.

Таблиця 1.1. Систематизовані дані щодо характерних прикладів буріння глибоких і надглибоких свердловин у світі

Свердловина / об'єкт	Країна, район	Рік(и)	Тип / призначення	MD, м	TVD, м	HD / горизонталь, м	Тривалість	Інженерний сенс (що показує приклад)
BD-04A (Al-Shaheen)	Катар, офшор	2008	ERD, розвідувальна/промислова	12 289	н/д	~10 902 (гориз. ділянка)	~36 днів	Потенціал ERD: швидке спорудження дуже довгого стовбура за умови керованої траєкторії, контролю T&D, гідравліки та очищення.
Кольська надглибока (SG-3)	РФ, Кольський п-ів	1970–1994	Наукова, вертикальна	~12 262	~12 262	0	багаторічна програма	Вертикальна надглибина: домінують температурні обмеження, стабільність стовбура, ресурс інструменту й матеріали.
Bertha Rogers	США, Оклахома (Анадарко)	1973–1974	Пошуково-розвідувальна O&G	~9 583	н/д	н/д	~502 дні	НРПТ і геологічні ризики: зростання складності та ймовірності аварій з глибиною; приклад “бар’єрів” подальшого поглиблення.
Baden Unit	США, Оклахома	1970–1971	Глибока O&G	~9 159	н/д	н/д	~545 днів	Масштаб витрат/операцій: велика тривалість, значні матеріальні ресурси (цементаж, долота) як індикатор технологічної складності.
КТВ (Oberpfalz)	Німеччина, Баварія	1990–1994	Наукова, надглибока	~9 101	н/д	0	багаторічна програма	“Еталон даних”: високий рівень відкритості результатів і комплексне наукове супроводження, що корисно для аналізу причин ускладнень.
Ciedersdorf UT1A	Австрія, Віденський басейн	1977	Розвідувальна O&G	~8 553	н/д	н/д	н/д	Приклад ризику невизначеності: навіть за газопроявів/оцінок запасів кінцевий результат може бути негативним через аварійність і геологічний фактор.
Siljan Ring	Швеція	1980-ті	Пошукова (нетрадиц.)	~6	н/д	н/д	н/д	Показує роль наукової гіпотези

			гіпотеза)	800				та ризику: технологія буріння не гарантує ресурсного результату без підтвердженої геологічної моделі.
Pengshen-6 (Sichuan)	Китай, Сичуань	2021	Вертикальна, O&G	~9 026	~9 026*	0	н/д	Сучасний рівень вертикального ультраглибокого буріння в Азії; підкреслює розвиток інструментів/матеріалів/бурових систем.
Luntan-1 (Tarim)	Китай, Тарим	2018–2019	Наземна O&G, ультраглибока	~8 882	н/д	н/д	н/д	Приклад технологічного “ривка”: системні програми ультраглибокого буріння, що нарощують компетенції країни.
Shunbeiying-1 (Tarim)	Китай, Тарим	2019	Наземна O&G	~8 588	н/д	н/д	н/д	Підтверджує тренд змагання за глибину та накопичення технологій у складних умовах басейну Тарим.
Cooktown-1	Австралія, Пн. Територія	з 2016	Глибока O&G	~7 000	н/д	н/д	н/д	Приклад розвитку глибокого буріння на нових майданчиках; потребує уточнення метрик (MD/TVD).

1.2 Аналіз актуальності проблеми облаштування бурових майданчиків на суші для спорудження глибоких свердловин

Глибина свердловини майже завжди означає довший цикл робіт, більші обсяги матеріалів (бурові розчини, хімреагенти, бурильні й обсадні труби, цемент тощо), більше рейсів транспорту та більшу масу і габарити обладнання. Це підвищує навантаження на:

- Основу фундаментів технологічного обладнання та покриття майданчика, що викликає осідання, в тому числі нерівномірні, колійність на території, деформації під важкою технікою тощо;
- надійність під'їздів і логістики (безперервність постачання критична);
- системи зберігання і перекачування рідин і контроль витоків.

Глибоке буріння збільшує геотехнічні ризики бурового майданчика як інженерної споруди. Для глибокого буріння типові важкі бурові установки, великі ємності, насосні блоки, склади труб та реагентів. Тому майданчик фактично є геотехнічним об'єктом, де ключові ризики:

- нерівномірні осідання (порушення вертикальності бурової установки, її перекося, зростання аварійності);
- втрата стійкості укосів і насипів, розмиви відкосів, зсуви (особливо за слабких ґрунтів і високих ґрунтових вод);
- низька несуча здатність у періоди перезволоження й відлиги;
- вібраційні впливи та циклічні навантаження (насосні агрегати, транспорт).

Саме тому проектування основи і покриттів, водовідведення й укріплення (геосинтетика, рішення щодо стабілізації ґрунтової основи, використання паль і фундаментних плити в складних інженерно-геологічних умовах) стає не «другорядним», а системним чинником надійності.

Екологія і комплаєнс: ризики дорожчі за економію. Суша – це близькість до ґрунтів, водоносних горизонтів, агроландшафтів і населених пунктів. Для глибоких свердловин зростає імовірність та наслідки:

- витоків бурового розчину і паливно-мастильних матеріалів;
- неправильного поводження зі буровим шламом й іншими буровими відходами;
- забруднення поверхневих і підземних вод;
- пилу, шуму, світлового впливу, порушення земель.

Через це актуальними стають інженерні рішення: герметизовані піддони й амбарні системи або закриті цикли, протифільтраційні екрани, зони локалізації розливів, контроль водовідведення та моніторинг.

Логістика і безперервність. Глибоке буріння чутливе до НРТ: будь-які зупинки через непрохідні під'їзди, нестачу води, відмови енергопостачання чи проблеми зі складами одразу конвертуються у значні втрати. Тому актуальними є:

- планування транспортних плечей і сезонності (розрахунок навантажень на дороги, роз'їзди, майданчики розвороту);
- автономність енергоживлення/резервування;
- оптимізація складування (обсадні/бурильні, реагенти, цемент) з урахуванням безпеки та темпу робіт.

Для України (в умовах підвищених ризиків і обмежень) додатково підсилюють актуальність:

- дефіцит «ідеальних» ділянок із готовою інфраструктурою;
- необхідність швидкого розгортання та модульності рішень;
- підвищені вимоги до резервування критичних систем і до організації робіт на випадок перерв у постачанні.

Тому проблема облаштування бурових майданчиків для глибокого буріння є актуальною, бо вона прямо визначає технічну здійсненність, темп робіт, рівень аварійності, екологічні ризики та загальну економіку проекту. На практиці

якість інженерної підготовки майданчика часто дає такий самий внесок у успіх, як і правильний вибір КНБК, бурового розчину, режимів буріння.

1.3 Особливості спорудження свердловин на морях, озерах

Буріння на озерах, в морі й океанах відрізняється тим, що «буровий майданчик» стає не лише будівельним, а й морським інженерним об'єктом, де ключовими є метеоокеанічні навантаження, геотехніка донних ґрунтів, складність гирла та противікідного обладнання (часто у підводному виконанні), потреба в райзерах і системах утримання позиції, обмежена логістика та підвищені екологічні вимоги. У результаті навіть за однакової глибини свердловини технологічна та організаційна складність морських робіт зазвичай вища, а вимоги до планування ризиків і безпеки – жорсткіші.

Основні варіанти облаштування майданчика у разі буріння на водоймищах (морях тощо):

- Штучний острів / насипна платформа (особливо мілководдя, озера, арктичні райони). Перевага: майже «як суша» (стабільна опора, простіша логістика). Недолік: великі земляні роботи, гідротехнічні ризики (розмив, фільтрація), сильний екологічний слід.
- Стационарна платформа (fixed jacket/гравітаційна). Для відносно невеликих глибин, коли потрібна довготривала експлуатація. Основний фокус: морські навантаження (хвиля, течія, вітер), корозія, надійність фундаментів, в т.ч. паливних.
- Самопідіймальна (jack-up). Для мілководдя. Спочатку плаває, потім «стає на ноги» на дно. Ключове: несуча здатність ґрунтів дна, ризик «runch-through» у шаруватих ґрунтах.

- Напівзанурювана (semi-sub) / бурове судно (drillship). Для глибокої води. Потрібні райзери, система утримання позиції (DP або якорі), складна підводна арматура.

Принципово відрізняє буріння «на воді» від «на суші» наступні.

Метео- та гідроумови (metocean): хвиля, вітер, течії, рівень води, штормова статистика визначають вікна робіт, критерії зупинки, режим евакуації, конструкцію платформи; для плавучих установок додається heave/roll/pitch (вертикальні й кутові переміщення), які впливають на колонну, натяг райзера і стабільність режимів.

Інженерно-геологічні умови дна і «геотехніка під водою»: для jack-up стаціонарних платформ критично знати несучу здатність і стисливість донних ґрунтів, можливий розмив навколо опор, неоднорідність шарів. Помилки тут можуть дати не лише осідання, а й втрату стійкості опор чи небезпечні перекоси.

Компоновка гирла і противикидне обладнання. На суші гирло і противикидне обладнання «під руками». На морі часто застосовують subsea wellhead і subsea BOP, керування через гідравлічні й електричні лінії, що різко підвищує складність: монтаж і демонтаж, час на інтервенції, вимоги до надійності. Крім того райзер як окремий критичний елемент, для якого важливо враховувати міцність, втому, герметичність, натяг.

Логістика та автономність. На суші: дороги, склади, постійна доставка. На морі/озері: постачання через supply vessels, вертольоти, обмежені складські площі на борту, тобто будь-який збій постачання дає різкий ріст NPT.

Екологія та поводження з відходами. Водне середовище більш чутливе: cuttings, бурові рідини, паливо, хімія – під суворішим контролем. Часто потрібні закриті системи, утилізація на березі, спеціальні процедури реагування на розливи.

Корозія і матеріали. Морська вода призводить до інтенсивної корозії, потрібні спеціальні захисні покриття, катодний захист, матеріали з підвищеною стійкістю. Для довгих кампаній це впливає і на економіку, і на ризики відмов.

Озера і мілководдя: «гібридний» випадок. Для озер і лагун характерна мілка вода, але м'які донні ґрунти призводять до зростання геотехнічних ризиків під опорами; суворіші обмеження по екології (питні/рибогосподарські водойми); часто застосовують понтонні установки, тимчасові дамби або штучні острови, щоб наблизити умови до «суші».

1.4 Висновки до розділу 1. Мета і задачі досліджень

Із аналізу сучасного стану питання облаштування бурових майданчиків для спорудження глибоких свердловин на нафту та газ можна зробити наступні висновки.

1. Облаштування бурового майданчика для глибоких свердловин є критичним фактором технологічної здійсненності проекту, оскільки тривалість робіт, маса обладнання та обсяги матеріалів різко зростають із глибиною, і будь-які обмеження майданчика (несуча здатність, водовідведення, логістика) напряду трансформуються у NPT, аварійність і перевитрати.

2. Буровий майданчик слід розглядати як інженерно-геотехнічний об'єкт, де ключові ризики пов'язані з нерівномірними осіданнями, втратою стійкості насипів/укосів, перезволоженням основи та деформаціями покриття під важкою технікою; отже, проєктування основи, укріплення та системи дренажу є не допоміжними, а системоутворюючими рішеннями.

2. Екологічні та безпекові вимоги при облаштуванні майданчиків для глибокого буріння мають зростаючу вагу, оскільки збільшення обсягів бурових розчинів, реагентів і відходів підвищує наслідки потенційних витоків; тому пріоритетними стають рішення з локалізації розливів, герметизації зон зберігання та організації контрольованого поводження зі шламом/рідинами.

3. Логістика та автономність інфраструктури майданчика визначають стабільність темпу буріння, адже глибоке буріння чутливе до перебоїв у

постачанні, енергозабезпеченні та воді; відповідно, якісне планування під'їздів, складування, резервування критичних систем і сезонності є прямими інструментами зниження непродуктивного часу.

4. Для робіт на озерах і в морі «майданчик» переходить у площину морської інженерії, де домінують метеоокеанічні фактори (хвиля, вітер, течії), геотехніка донних ґрунтів, складність облаштування гирла свердловини і противикидного обладнання (часто subsea), райзерні системи та обмеження логістики; унаслідок цього зростають вимоги до управління ризиками, безпеки і планування «вікон робіт».

Тому за **мету** даної наукової роботи поставлено обґрунтування особливостей облаштування бурових майданчиків для спорудження глибоких свердловин на нафту і газ.

Для досягнення зазначеної мети поставлені такі **задачі**:

- проаналізувати сучасний досвід облаштування бурових майданчиків для спорудження глибоких свердловин, в т.ч. в реальних умовах;
- проаналізувати вплив глибини свердловини на вимоги до облаштування бурового майданчика та визначити, як обмеження майданчика (несуча здатність, водовідведення, логістика) формують непродуктивний час (NPT), аварійність і економічні втрати;
- обґрунтувати буровий майданчик як тимчасову інженерно-геотехнічну споруду та визначити ключові геотехнічні фактори надійності, а також необхідні інженерні заходи;
- систематизувати склад і функціональну структуру бурового майданчика для спорудження нафтогазових свердловин, включаючи основне бурове обладнання, циркуляційно-очисні системи, трубні бази, ємнісне господарство, технологічні трубопроводи, допоміжну техніку, тимчасові будівлі та земляні споруди;
- дослідити та узагальнити послідовність технологічних операцій на буровому майданчику (від підготовки ділянки й монтажу до демонтажу та рекультивації) і визначити організаційні рішення, що мінімізують NPT, прості та логістичні ризики;
- обґрунтувати конструктивні рішення для забезпечення роботи бурового комплексу на суші: типові фундаменти і покриття (зокрема із застосуванням збірних дорожніх плит), облаштування вузла устя (залізобетонна шахта), а також вимоги до організації водовідведення і тимчасових під'їзних доріг;
- проаналізувати вимоги екологічної та пожежної безпеки при облаштуванні бурового майданчика і сформулювати принципи поведіння з відходами буріння та технологічними рідинами: проектування шламових амбарів із протифільтраційним захистом та організацію факельного господарства (факельні установки й факельні амбари) для контрольованої утилізації газів/скидів і локалізації розливів;
- розглянути особливості облаштування бурових майданчиків в морі та проілюструвати висновки на прикладі СПБУ «Петро Годованець» (Одеське газове

родовище) з урахуванням часу пересування і переустановки та забезпечення суднами й авіацією.

РОЗДІЛ 2. ДОСВІД ОБЛАШТУВАННЯ БУРОВОГО МАЙДАНЧИКУ ДЛЯ СПОРУДЖЕННЯ ГЛИБОКОЇ СВЕРДЛОВИНИ НА МАЧУХІВСЬКОМУ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМУ РОДОВИЩІ

2.1. Досвід облаштування основних елементів бурового майданчику на Мачухівському газоконденсатному родовищі

Для спорудження однієї із глибоких свердловини Мачухівському газоконденсатному родовищі (недалеко від м. Полтави), потребувало ефективних технічних рішень для забезпечення експлуатаційної надійності та довговічності інфраструктури. Одним із ключових етапів є прокладання трубопроводів обв'язки гирла свердловини, які виконують функції транспортування газу, інгібіторів та інших технологічних рідин.

Розглянемо оцінку технологічних аспектів прокладання підземних трубопроводів, вибору матеріалів, методів контролю якості, а також забезпечення їхньої герметичності та міцності. Розглянуто вимоги нормативних документів і запропоновано заходи для оптимізації робіт.

Передбачається прокладання підземних трубопроводів для обв'язки гирла свердловини. Основні елементи системи включають:

- газопровід-шлейф;
- інгібіторопроводи для захисту від гідратуутворення і корозії;
- викидні трубопроводи (для трубного і затрубного простору);
- трубопроводи для продувки газопроводу-шлейфа.

Прокладання трубопроводів відбувається після завершення планувальних робіт на буровому майданчику. Така послідовність сприяє швидкому монтажу надземної частини обв'язки після буріння свердловини, а також зручному демонтажу цих елементів під час капітального ремонту. Крім того, значно скорочуються обсяги земляних і опоряджувальних робіт.

Трубопроводи прокладаються на глибині не менше 1,0 м від верху труби до поверхні ґрунту. Цей підхід забезпечує:

- захист від механічних пошкоджень;
- збереження теплового режиму;
- мінімізацію ризику корозії в умовах замерзання ґрунту.

Визначення товщини стінки труб здійснено відповідно до вимог СНиП 2.05.06-85 і ВСН 51-3-85. Для виготовлення трубопроводів використовуються безшовні гарячодіформовані труби зі сталі марок 20 і 09Г2С, які відповідають стандарту ТУ 14-3-460-2009. Основні характеристики труб:

- 100% неруйнівний контроль на заводі;
- гідравлічні випробування тиском, що створює напруження не менше 0,8 від нормативної межі текучості сталі;
- випробування на сплющування, аналіз макроструктури, хімічного складу та механічних властивостей;
- термічна обробка перед постачанням.

Такий вибір матеріалів гарантує відповідність трубопроводів проектним навантаженням та довговічність їхньої експлуатації.

Проектування трубопроводів базується на таких принципах:

- забезпечення міцності при максимальному розрахунковому тиску;
- стандартизація з'єднань труб із фланцями, запірною арматурою та іншими деталями трубопроводів;
- скорочення номенклатури застосовуваних труб;
- використання матеріалів вітчизняного виробництва.

Після монтажу трубопроводи підлягають очищенню та перевірці. Продування здійснюється стисненим повітрям за тиску не менше 20 кгс/см². Цей етап видаляє залишки ґрунту, окалини та інші сторонні предмети.

Випробування трубопроводів на міцність і герметичність виконується гідравлічним методом із використанням води за температури +5°C до +40°C. Після випробувань вода повністю видаляється з порожнини труб.

Випробування вважається успішним за умови відсутності пропусків у з'єднаннях і падіння тиску за манометром, скоригованого на температурні змін.

Порядок випробувань визначається спеціальною інструкцією, яка включає:

- методику проведення робіт;
- засоби виявлення витоків;
- заходи безпеки.

Інструкція затверджується замовником і головою комісії з випробувань, враховуючи місцеві умови.

Для попередження гідратуутворення в проекті передбачено інгібіторопроводи, що транспортують метанол. Метанол є токсичною речовиною, тому трубопровід повинен забезпечувати повну герметичність.

У проекті використовуються сталеві труби $\text{Ø}32 \times 7$ мм відповідно до ТУ 14-3-460-2009. Зварні стики труб контролюються фізичними методами за СНиП III-42-80 і ВСН 012-88.

Етапи контролю:

1. Зовнішній огляд очищених стиків.
2. Рентгенографічний контроль – 100% стиків.
3. Магнітографічний або ультразвуковий контроль – 25% стиків.

Запропоновані рішення забезпечують високу міцність і герметичність трубопроводів обв'язки гирла свердловини №53. Вибір якісних матеріалів і суворий контроль зварних стиків мінімізують ризики під час експлуатації. Дотримання нормативних вимог гарантує надійність системи та її відповідність сучасним стандартам.

Об'єкт будівництва розташований у Полтавському районі Полтавської області. Район відноситься до лісостепової зони України, що забезпечує сприятливі умови для проведення будівельних робіт і наступної експлуатації об'єкта. Майданчик свердловини має похилий рельєф із перепадами відносних висот у межах 4,4–9,7 м.

Така геоморфологічна структура потребує виконання спеціальних заходів з вертикального планування, щоб забезпечити стабільність конструкцій, ефективне відведення поверхневих вод і мінімізувати ерозійні процеси.

Майданчик розташований у помірно-континентальній кліматичній зоні. Згідно з ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія», об'єкт належить до I кліматичного району, що характеризується такими параметрами: середньорічна температура повітря: $+7,8^{\circ}\text{C}$; температура найбільш холодної доби: -27°C ; температура найбільш холодної п'ятиденки: -23°C ; середньорічна кількість опадів: 574 мм.

Зона має сухий тип вологості, що сприяє зменшенню ризику надлишкової вологості ґрунтів під час будівництва.

Майданчик складений важкими та легкими суглинками I типу, які мають властивість просадності. Нормативна глибина промерзання ґрунту становить 1,0 м. Територія вважається потенційно не підтоплюваною, що є додатковою перевагою для безпечної експлуатації об'єкта.

Район не належить до сейсмічно активних зон, що дозволяє використовувати стандартні технічні рішення без урахування додаткових сейсмічних навантажень.

Згідно з ДБН В.1.2-2:2006 «Навантаження і впливи», для даного майданчика характерні такі параметри:

- характеристичне значення снігового навантаження: 1450 Па;
- характеристичне значення вітрового тиску: 470 Па.

Ці параметри враховуються при проектуванні несучих конструкцій, фундаментів і допоміжних споруд.

На рис. 2.1 наведено топозйомку території, на якій передбачено спорудження глибокої свердловини.

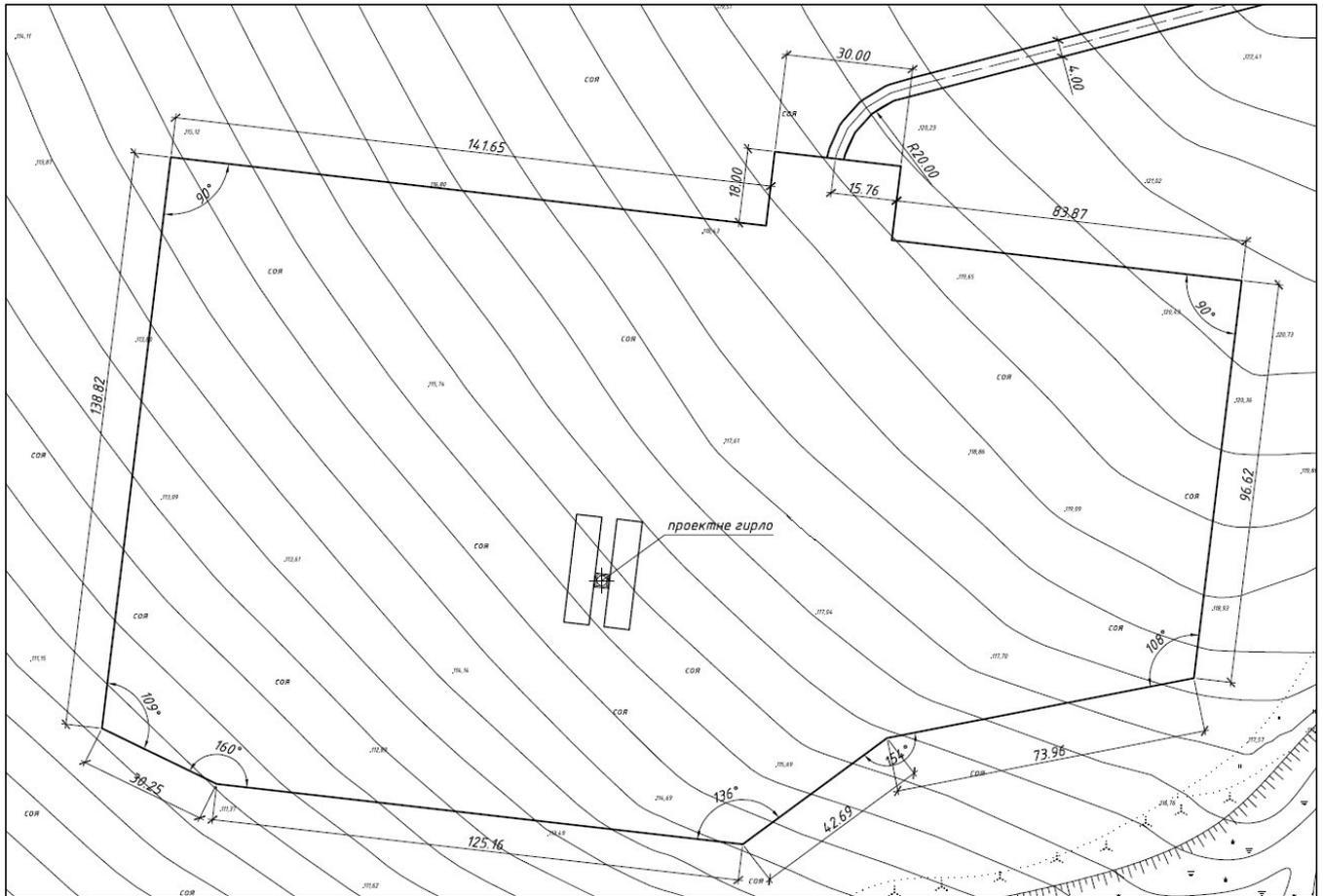


Рисунок 2.1. Топозйомка території, на якій передбачено спорудження глибокої свердловини

З урахуванням похилого рельєфу майданчика передбачено виконання вертикального планування. Основні заходи включають:

- вирівнювання поверхні з видаленням зайвого ґрунту та засипанням низинних ділянок;
- облаштування дренажних систем для ефективного відведення поверхневих вод;
- укріплення ґрунтів у місцях із високим ризиком ерозії.

Вертикальне планування забезпечує стабільність фундаментів і запобігає підтопленню майданчика під час атмосферних опадів.

Фундамент для бурового верстата (див. рис. 2.2) проектується із залізобетонних плит ПДН (серія 3.503.1-91 в.1) у металевій обоймі зі швелера №20 (відповідно до ДСТУ 3436-96).

Для забезпечення надійності конструкції передбачено:

- шар підготовки товщиною 200 мм із щебеню фракції 5/20;
- ущільнення основи до глибини 1740 мм із доведенням щільності до $\gamma_{с.г.}=1,65-1,7$ т/м³.

Ці заходи гарантують стабільність і довговічність фундаменту за максимальних експлуатаційних навантажень.

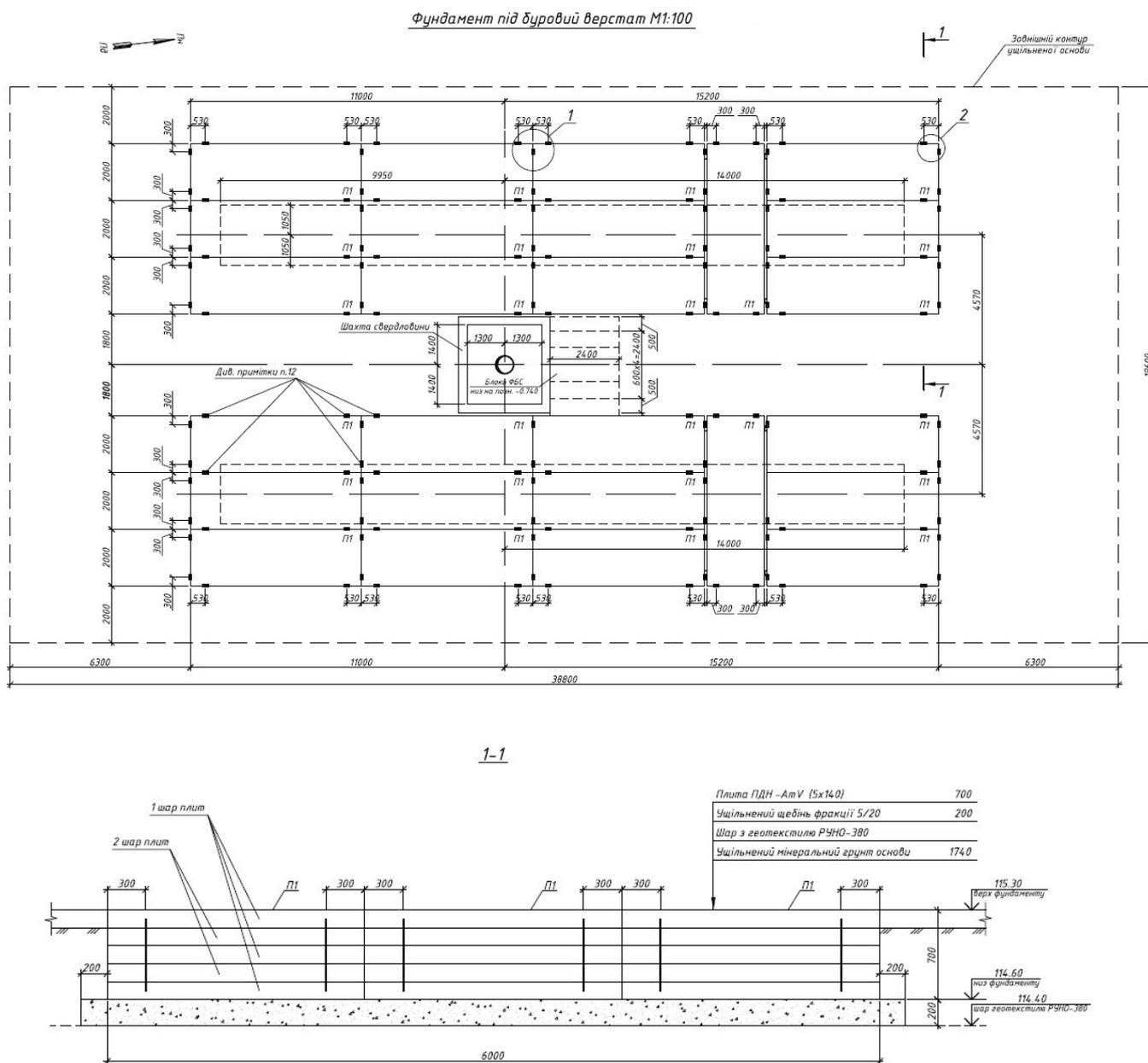


Рисунок 2.2. Схема типового фундаменту під бурову установку для спорудження глибокої свердловини

Шахта навколо свердловини виготовляється з монолітного залізобетону класу С12/15 (В15). Армування виконується арматурними сітками з матеріалу 8А400С і окремими стрижнями 6А240С.

У конструкції шахти (рис. 2.3) передбачено закладну деталь у вигляді труби діаметром $\text{Ø}630$ мм. Таке рішення забезпечує герметичність і стійкість шахти в умовах експлуатації.

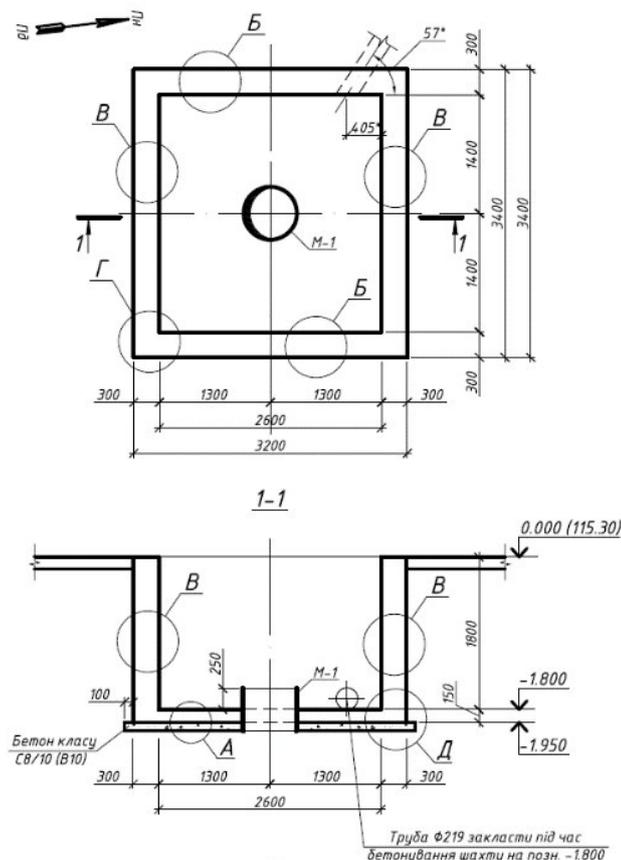


Рисунок 2.3. Схема облаштування типової шахти свердловини

Поверхня майданчика свердловини виконується із залізобетонних плит ПДН (серія 3.503.1-91 в.1). Для монолітних ділянок між плитами застосовується бетон класу С20/25 (В25), армований сітками з арматури 12А400С.

Для забезпечення транспортного доступу до об'єкта проектується під'їзна дорога шириною 4,0 м із покриттям із залізобетонних плит ПДН (серія 3.503.1-91 в.1). Схема облаштування підїзних дорог і покриття майданчику плитами наведено на рис. 2.4.

Схема розміщення елементів майданчика М1500

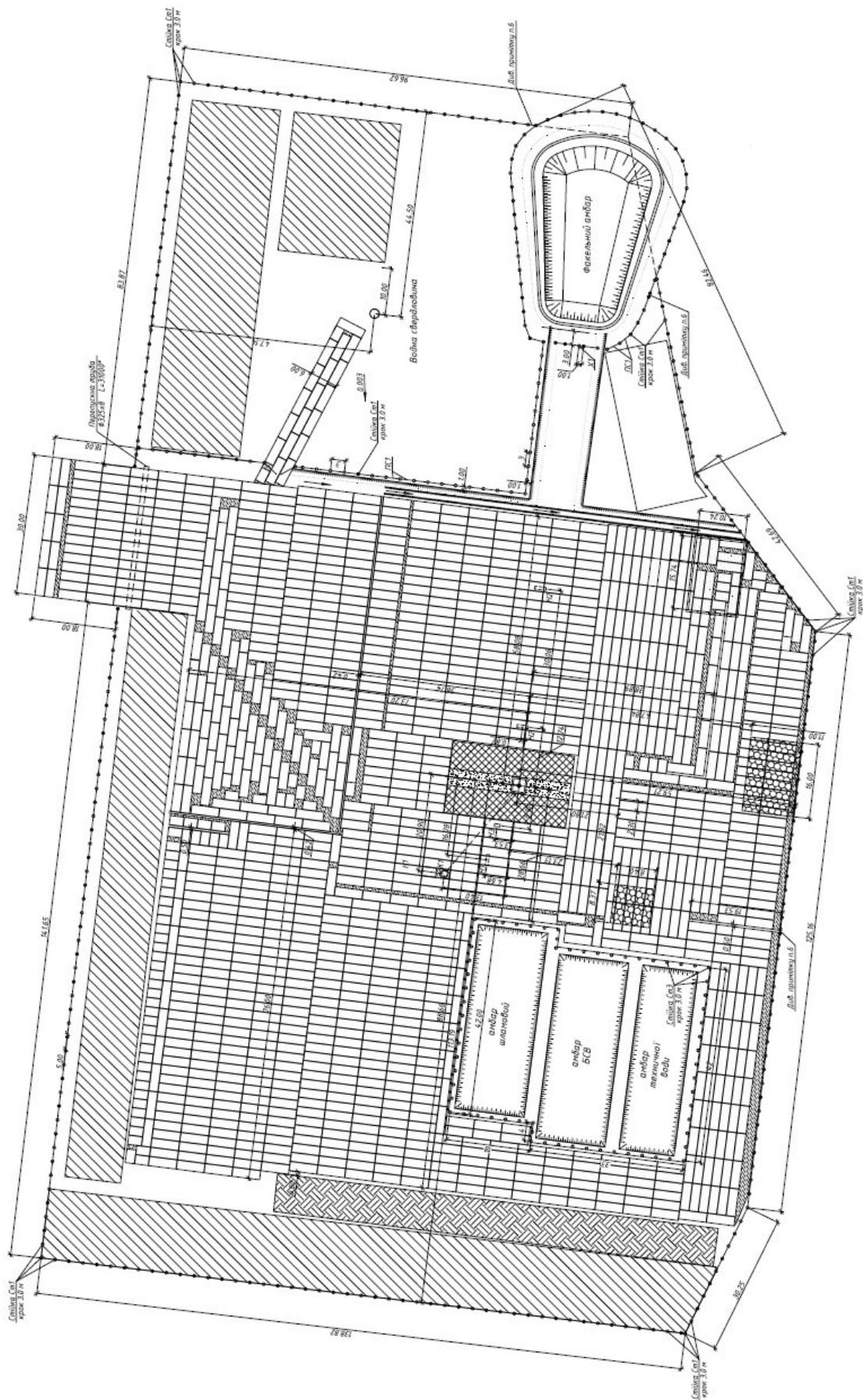


Рисунок 2.4. Схема облаштування підзідних дорог і покриття бурового майданчику дорожніми плитами

Для збору відходів буріння передбачено облаштування шламового амбару (типове рішення зображено на рис. 2.5). Основні функції амбару: накопичення відпрацьованих промивальних рідин, бурових стічних вод та видаленої породи; централізоване зберігання токсичних відходів; захист ґрунтів і підземних вод від забруднення.

Противільтраційний екран амбару виготовляється із геомембран, що характеризуються: високою міцністю; стійкістю до дії кислот і лугів; низькою проникністю.

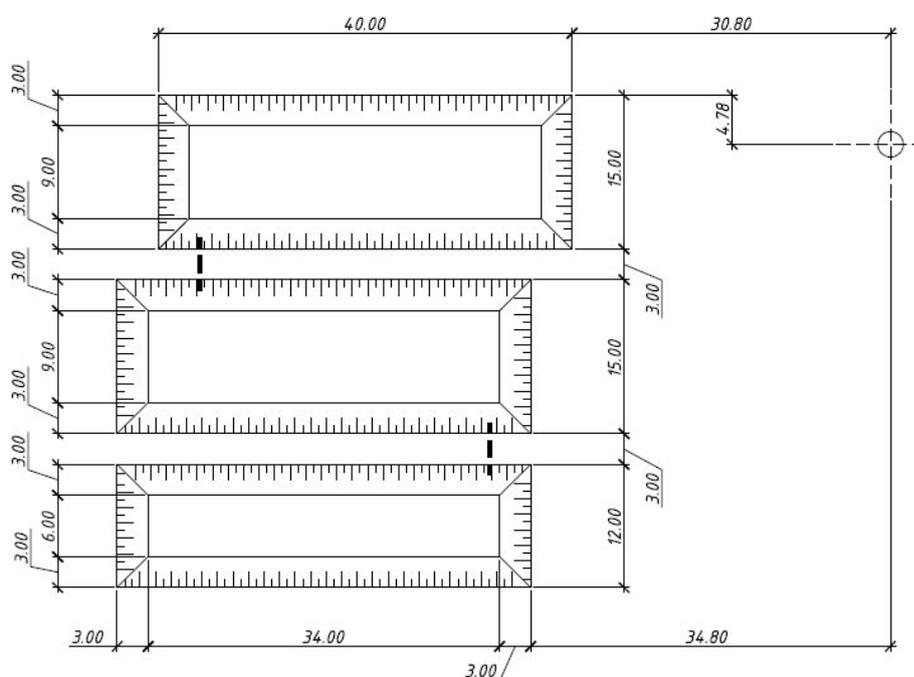


Рисунок 2.5. Схема облаштування шламового амбару

Горизонтальні факельні установки використовуються для утилізації газів і промислових стоків. Основні сфери застосування: продувка шлейфів і свердловин; термічна утилізація газів із тиском до 6,3 МПа.

Для розміщення установок проектується земляні амбари, що забезпечують їхню безпечну експлуатацію. Типове рішення облаштування факельного амбару наведено на рис. 2.6.

прокладається в траншеї на глибині 0,7 м по периметру майданчика, викладеного залізобетонними плитами.

Відповідно до ДСТУ Б В.2.5-38:2008, споруди та обладнання бурової установки потребують захисту від прямих ударів блискавки (ПУБ) та її вторинних проявів.

Для захисту від ПУБ застосовується III рівень блискавкозахисту, реалізований за допомогою: природного блискавкоприймача у вигляді сталевий вежі бурового верстата висотою 56,3 м; п'яти додаткових стрижневих сталевих блискавковідводів висотою 17,5 м; захист від вторинних проявів блискавки забезпечується шляхом заземлення металевих корпусів обладнання, а також виробничих і будівельних конструкцій. Такі заходи запобігають пошкодженню обладнання та ризикам для персоналу.

Для запобігання ґрунтовій корозії захисних сталевих футлярів викидних ліній свердловини передбачено систему електрохімічного захисту (ЕХЗ). Ця система проектується відповідно до ДСТУ 4219-2003 та вимог СНиП 2.05.06-85.

Захист сталевих футлярів здійснюється методом катодної поляризації з використанням постійного струму, що подається від групової протекторної установки. Для створення захисного струму застосовуються магнієві протектори типу ПМ-10У.

Для моніторингу роботи системи ЕХЗ передбачено встановлення контрольно-вимірювального пункту (КВП) згідно з кресленнями серії 7.402-5 «Вузли і деталі установок електрохімічного захисту підземних трубопроводів від корозії».

Основні компоненти КВП включають: мідно-сульфатний електрод порівняння типу ЕСМІОН-2 для вимірювання потенціалу «футляр-земля»; обладнання для створення електролітичного контакту з ґрунтом.

Мінімальний поляризаційний захисний потенціал для підземних об'єктів, згідно з ДСТУ 4219-2003, становить $-0,85$ В відносно мідно-сульфатного

електроду. Остаточні параметри системи встановлюються після проведення пусканалагоджувальних робіт.

Водопостачання на майданчику свердловини №53 забезпечує такі потреби: господарсько-питні; виробничі; зовнішнє пожежогасіння.

Джерелом води є проєктована артезіанська свердловина, що дозволяє реалізувати централізовану систему водопостачання для всіх потреб об'єкта.

Необхідний розрахунковий напір води на господарсько-питні потреби складає 10 м.в.ст. Необхідний мінімальний розрахунковий напір води на пожежогасіння складає 25 м в.ст. Напір в мережі водопроводу складає 35 м. в. ст. Джерелом водопостачання є нова свердловина на воду, яка облаштовується перед спорудженням глибокої нафтогазової свердловини.

2.2. Технологічна схема обв'язки гирла свердловини

Технологічна схема обв'язки гирла свердловини забезпечує виконання комплексу технологічних операцій, необхідних для її освоєння, експлуатації та ремонту. Основні функції обв'язки включають:

- можливість експлуатації свердловини як через НКТ (насосно-компресорні труби), так і через затрубний простір;
- регулювання потоку продукції свердловини шляхом дроселювання;
- контроль параметрів роботи свердловини, зокрема тиску, температури та міжколонних тисків;
- відбір проб продукції свердловини для аналізу;
- проведення корозійних досліджень;
- подавання інгібіторів гідратоутворення та корозії у шлейфи, затрубний чи трубний простір;
- відведення газу на амбар під час продувки свердловини;
- можливість проведення досліджень та глушіння свердловини;

- виконання спуско-підймальних операцій під час ремонтних робіт;
- автоматичне відключення свердловини клапаном-відсікачем у разі перевищення або падіння тиску;
- безперервну роботу свердловини за допомогою тимчасової обвідної лінії;
- захист газопроводів-шлейфів від перевищення тиску шляхом встановлення запобіжних клапанів.

Обв'язка гирла свердловини розрахована на статичний тиск, який для даної свердловини становить 82,0 МПа. Схема відповідає всім вимогам, необхідним для виконання технологічних операцій.

Для підключення обладнання та проведення глушіння свердловини встановлюються швидкороз'ємні з'єднання, що відповідають стандартам Рст-105,0 МПа.

У схемі обв'язки передбачено: трубопроводи для закачування реагентів у затрубний простір свердловини; стаціонарні продувочні лінії для відведення робочого розчину в амбар; системи подавання інгібіторів для запобігання гідратуутворенню та корозії.

Трубопроводи розраховані на статичний тиск 82,0 МПа. Для відведення газу після спрацьовування запобіжних клапанів передбачено аварійне скидання на амбар.

Для автоматичного відключення свердловини в разі перевищення тиску або пориву газопроводу-шлейфу встановлюється пневматичний клапан-відсікач типу VBCB-AW-FP-B030 (виробник – ValvTechnologies) з параметрами: діаметр – Ду-65 мм; номінальний тиск – Ру-105,0 МПа.

Схема обв'язки включає: запобіжні клапани (один робочий, один резервний), розраховані на тиск 32,0 МПа, із можливістю заміни без зупинки технологічного процесу; запобіжний клапан на обвідній лінії.

Клапани оснащені арматурою, яка унеможливорює одночасне відключення робочого та резервного клапанів від системи.

На рис. 2.7 наведено типову схему обв'язки гирла свердловини.

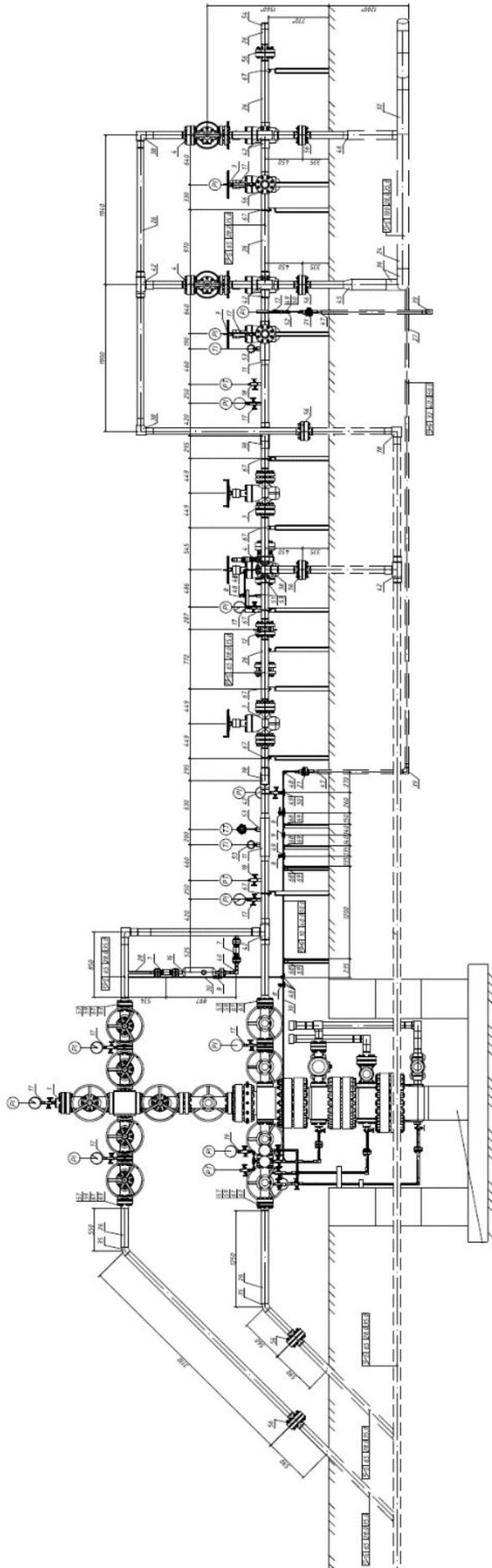


Рисунок 2.7. Типова схема обв'язки гирла свердловини

2.3. Аналіз схеми розміщення технологічного обладнання на юуровому майданчику

На рис. 2.8 наведено фрагмент, а на рис. 2.9 – схему розміщення технологічного обладнання на буровому майданчику.

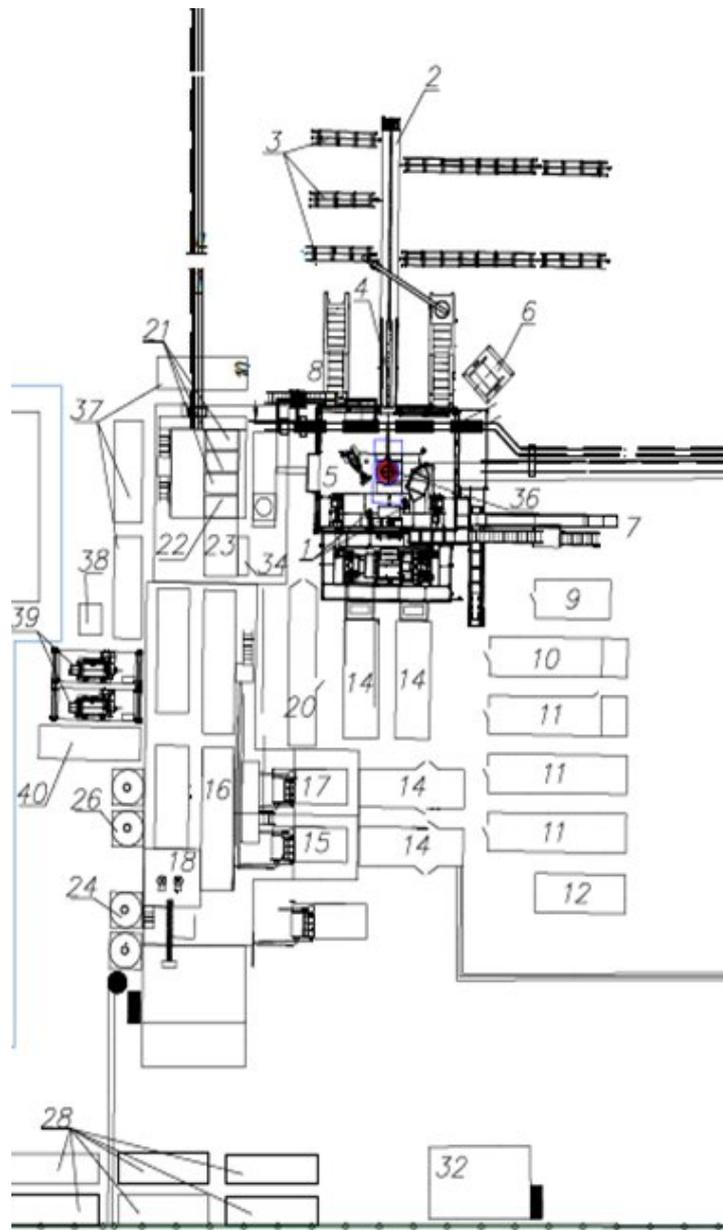


Рисунок 2.8. Фрагмент схеми розміщення технологічного обладнання на буровому майданчику

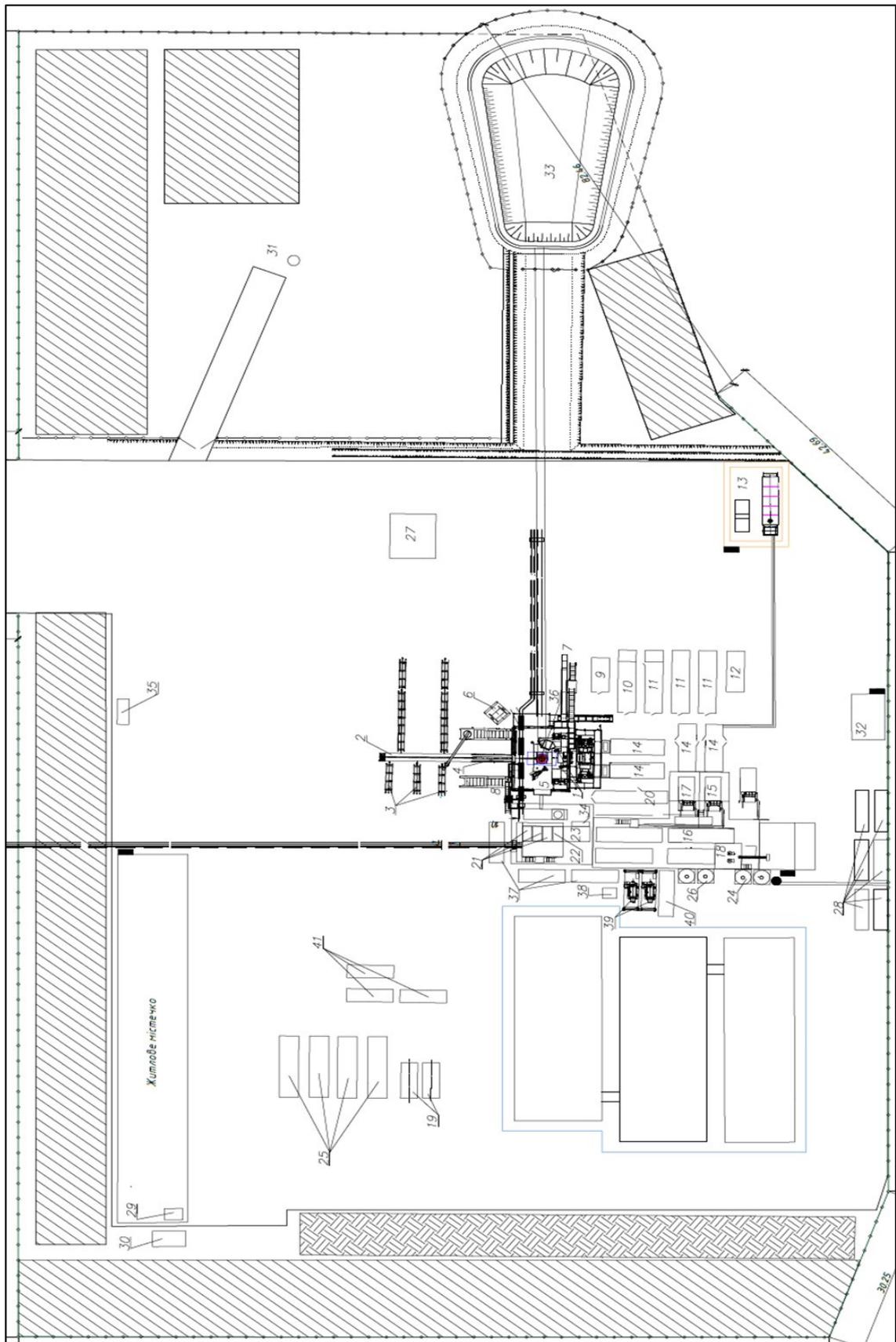


Рисунок 2.9. Схема розміщення технологічного обладнання на буровому майданчику

В таблиці 2.1 наведено експлікацію будівель, споруд і технологічного обладнання до схеми розміщення технологічного обладнання на буровому

майданчику.

Таблиця 2.1. Експлікація будівель, споруд і технологічного обладнання

Номер по ген-плану	Найменування будівель та споруд	Примітки
1	Допоміжна лебідка	
2	Приймальний міст	
3	Стелаж для труб	
4	Верхній козирьок	
5	Підсвічник для бурових труб	
6	Барабан з талевим канатом	
7	Кабіна бурильника	
8	Приміщення для бурильника	
9	МСС контейнер	
10	Контейнер ЧРП	
11	Контейнер електропостачання	
12	Аварійний генератор	
13	Блок ТМУ	
14	Генераторна установка	
15	Буровий насос 2	
16	Підпірний насос 2	
17	Буровий насос 1	
18	Платформа воронки	
19	Ємкість пожежна для води	
20	Компресор	
21	Ємкість вібросит	
22	Ситогідроциклонна установка	
23	Центрифуга	
24	Блок водяних ємкостей	
25	Ємкості затворення	
26	Блок хімреагентних ємкостей	
27	Майданчик для розташування пожеж. техніки	
28	Блок технологічних ємкостей	
29	Туалет	
30	Септик	
31	Водяна свердловина	
32	Склад хімреагентів	
33	Амбар факельний	
34	Дегазатор	
35	Сміттєві контейнери	
36	Ємкість для збору шламу (заглиблена)	
37	Блок коагуляції та флокуляції	
38	Центрифуга вертикальна	
39	Центрифуга горизонтальна	
40	Центрифуга вертикальна	
41	Ємкість для збору шламу (незаглиблена)	

2.4. Висновки до розділу 2

За результатами аналізу досвіду облаштування бурового майданчику для спорудження глибокої свердловини на Мачухівському газоконденсатному родовищі можливо зробити наступні висновки:

1. Буровий майданчик – це тимчасова інженерна споруда, яка призначена для розміщення бурової установки, бурового обладнання (бурові насоси; система очищення бурового розчину: гідроциклонна установка, вібросита, центрифуга, муловідділювач; тощо), бурового інструменту (бурильних труб, доліт, оснащення бурової колони тощо), обсадних труб (в т.ч. елементів оснащення обсадної колони), ємностей для технологічних рідин (бурового розчину й хімічних інгредієнтів для його приготування; для пожежної води; тощо), допоміжної техніки й обладнання (автотранспорт, автокрани, пожежна техніка, генератори, компресори і т.д.), технологічних трубопроводів (для транспортування інгібіторів, води з нової водної свердловини, газопровід-шлейф, викидні трубопроводи, трубопроводи для продувки газопроводу-шлейфа тощо), земляних споруд (факельного і шламового амбарів) та тимчасових будівель для бурової бригади.

2. Для спорудження свердловини проводяться різні технологічні операції: монтаж бурової установки і бурового обладнання; спорудження факельного та шламового амбарів; прокладка підземних і надземних технологічних трубопроводів; завезення, розвантаження і завантаження бурового обладнання, інструменту, матеріалів тощо; монтаж містечка для бурової персоналу; буріння тимчасової свердловини на воду; буріння свердловини; кріплення свердловини; освоєння свердловини; демонтажу бурової установки, бурового обладнання та інших частин бурового майданчику.

3. Для нормального функціонування бурової установи потрібно влаштувати фундаменти, які зазвичай виконують зі збірних дорожніх плит, які об'єднують між собою. Гирло свердловини облаштовують монолітною

залізобетонною шахтою. Під бурові насоси передбачають також фундаменти зі збірних дорожніх плит. Підїзні тимчасові дороги і територію бурового майданчику покривають дорожніми плитами із організацією відведення атмосферних опадів.

4. Для збору відходів буріння облаштовують шламовий амбар – виїмка (котлован), який додатково гідроізолюють (наприклад, геомембраною), щоб не забруднювати навколишнє середовище. Основні функції амбару: накопичення відпрацьованих промивальних рідин, бурових стічних вод та видаленої гірської породи; централізоване зберігання токсичних відходів; захист ґрунтів і підземних вод від забруднення.

5. Для утилізації газів і промислових стоків застосовують факельні установки, які розміщують у факельних амбарах. Факельні абмари – це спеціально облаштовані (зазвичай земляні або обваловані) ємності/котловани на буровому майданчику, призначені для безпечного приймання та тимчасового накопичення горючих рідин і газорідинних сумішей, які відводяться на факел для спалювання під час випробувань, освоєння або аварійних скидів, щоб локалізувати розливи й мінімізувати ризики пожежі та забруднення.

6. Для безпечної експлуатації бурового обладнання, технологічних трубопроводів та іншого обладнання необхідно виконувати не лише його заземлення, але й блискавкозахист. Всі підземні трубопроводи передбачено оснащувати електрокатодним захистом від корозії. Доцільно застосування комплексу заходів з автоматизації технологічних процесів, що забезпечує контроль робочих параметрів свердловини (реєструвати та аналізувати дані щодо тиску і температури продукції тощо) в реальному часі шляхом установлення сучасних контрольно-вимірювальних приладів дозволяє.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТНИХ ПАРАМЕТРІВ ДЛЯ ОРГАНІЗАЦІЇ РОБІТ ПО СПОРУДЖЕННЮ ГЛИБОКОЇ НАФТОГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ НА МОРІ

3.1. Аналіз проектних параметрів морської нафтогазової свердловини

Для вірного облаштування бурового майданчику на морі слід врахувати кліматичні характеристики району бурових робіт, що для нашого випадку наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 Кліматична характеристика району бурових робіт

Температура повітря, °С:	
– середньорічна	+2
– максимальна літня	+37
– мінімальна зимова	-10
Середня кількість опадів, мм	300-500
Тривалість опалювального періоду на рік, днів	149
Тривалість зимового періоду на рік, днів	52
Переважаючий напрям вітру взимку	північ, північний схід
Переважаючий напрям вітру влітку	південний захід
Кількість штормових днів у році	від 7 до 50
Максимальна швидкість вітку, м/с	20

Конструкція свердловини зведена у табл. 3.2. Передбачається буріння групи експлуатаційних свердловин із самоплавучої бурової (СПБУ), із надводним закінченням на МСП.

Метою проектування типової конструкції є забезпечення швидкого та безаварійного процесу будівництва групи експлуатаційних свердловин на Одеському газовому родовищі.

Таблиця 3.2. Загальна інформація про конструкцію свердловини

Назва колони	Діаметр, мм	Інтервал спуску, м			
		по вертикалі		по стовбуру	
		від (верх)	до (низ)	від (верх)	до (низ)
Водоізолююча	720,0	0	92	0	92
Хвостовик	630,0	67	147	67	147
Кондуктор	339,7	0	507	0	507
Проміжна	244,5	0	1403	0	1403
Експлуатаційна комбінована	168,3/139,7	0	1510	0	1510

Конструкція свердловини:

– водоізолююча колона діаметром 720 мм – забита в ґрунт дна моря на глибину до 16 м. Колона встановлена в інтервалі 0 – 92 м. Тип з'єднання обсадних труб стико-зварний. На колону після спуску хвостовика встановлюється ППГ-520×14 – 2 шт.;

– хвостовик водоізолюючої колони діаметром 630 мм спускається в інтервалі глибин 67 – 147 м для запобігання водопрориву за водоізолюючу колону при бурінні інтервалу під кондуктор. Хвостовик підвішується у стволі свердловини на цементному камені. Цементування проводять за всією довжиною через бурильний інструмент. Тип з'єднання обсадних труб стико-зварений. Після спуску хвостовика на водоізолюючу колону встановлюється противикидне обладнання (ПВО);

– кондуктор діаметром 339,7 мм спускається в інтервалі 0 – 507 м однією секцією. Установка колони забезпечує перекриття зон поглинань, осипів і сальнікоутворень, можливість буріння інтервалу свердловини під проміжну обсадну колону і безпечно розкриття верхнього газоносного горизонту в інтервалі 637 – 653 м. Після спуску і цементування кондуктора водоізолююча колона обв'язується з обсадною діаметром 339,7 мм за допомогою адаптера діаметром 340 мм для герметизації міжколонного простору. На кондукторі встановлюється колонна головка ОКК2-350-168x245x340 і ПВО. Кондуктор цементується по всій довжині;

– проміжна обсадна колона діаметром 244,5 мм спускається для перекриття інтервалів ускладнень у покрівлю продуктивного горизонту – 1727 м (1403 м по

3.2. Вибір бурової установки та бурового обладнання

Розбурювання родовищ, що знаходяться на великій дистанції від берега, здійснюють за допомогою сталевих бетонних стаціонарних платформ (рис. 3.1), які будують з розрахунком їх розташування у середині контуру нафтогазоносності. Практика розбурювання морських нафтових і газових родовищ за допомогою цих платформ показала, що з однієї платформи можна проводити буріння декількох груп похилих свердловин з проектуванням кожної з них на свій об'єкт.

До основних видів морських бурових установок відносяться:

- 1) Самопідйомні бурові платформи (рис. 3.2);
- 2) Напівзанурені морські бурові платформи (рис. 3.3);
- 3) Гравітаційні платформи (рис. 3.4).



Рисунок 3.1. Морські нафтогазові споруди на морі



Рисунок 3.2. Схема самопідійомної морської платформи: 1 – плавучий пантон; 2 – підйомна опора; 3 – бурова вишка; 4 – поворотний кран; 5 – житловий відсік; 6 – площадка для гвинтокрила; 7 – підвисковий портал; 8 – головна палуба

Самопідійомна бурова платформа (рис. 3.2) – це плавучий понтон з вирізом, над яким розташована бурова вишка. Понтон має трьох-, чотирьох- або багатокутну форму. На ній розміщуються бурове і допоміжне обладнання, багатоповерхова рубка з каютами для екіпажу і робітників, електростанція і склади. По кутах платформи встановлені багатометрові колони-опори. У точці буріння за допомогою гідравлічних домкратів колони опускаються, досягають дна, спираються на ґрунт і заглиблюються в нього, а платформа піднімається над поверхнею води. Після закінчення буріння в одному місці платформу переводять в інше. Надійність установки самопідійомних бурових платформ залежить від міцності ґрунту, що утворює дно в місці буріння.

Напівзанерені бурові платформи (рис. 3.3) застосовують при глибинах 300 – 600 м, де незастосовні самопідійомні платформи. Вони не спираються на морське дно, а плавають над місцем буріння на величезних понтонах. Від переміщень такі платформи утримуються якорями масою 15 т і більше. Сталеві канати пов'язують їх з автоматичними лебідками, що обмежують горизонтальні

зміщення відносно точки буріння. Недоліком напівзаглибних платформ є можливість їх переміщення відносно точки буріння під впливом хвиль.



Рисунок 3.3. Схема напівзануреної морської платформи

Бурові платформи гравітаційного типу (рис. 3.4) є більш стійкими, ніж напівзанурені морські платформи. Вони забезпечені потужною бетонною основою, що спирається на морське дно. В цій основі розміщуються не тільки напрямні колони для буріння, але також резервуари для зберігання видобутої нафти і дизельного палива-енергоносія, численні трубопроводи. Пому перед постановкою бурової «на точку» всі виступаючі камені прибирають, а тріщини й западини на дні закладають бетоном. Всі типи бурових платформ повинні витримувати натиск хвиль висотою до 30 м, хоча такі хвилі і зустрічаються раз на 100 років.

Для районів віддалених від берегових баз, складність і мала швидкість буксирування, а також невелика автономність знижують ефективність використання напівзаглибних бурових установок. Тому для пошукового і розвідувального буріння в віддалених районах застосовують бурові судна (рис. 3.5).



Рисунок 3.6. СПБУ «Петро Годованець»

Для герметизації гирла свердловини при бурінні проектується противикидне обладнання відповідно до типової схеми обладнання гирла при бурінні свердловин із СПБУ:

– при бурінні:

а) на водоізолюючу разом із хвостовиком $\text{Ø } 720,0/630,0$ мм – ППГ-520×14 – 2 шт. (вага 1 шт. – 2,1 т);

б) обв'язка водоізолюючої колони та кондуктора (після спуску кондуктора $\text{Ø } 340$ мм) – адаптер $\text{Ø } 339,7$ мм – 1 шт;

в) на обсадну колону $\text{Ø } 339,7$ мм кондуктор – ППГ-350×35 – 2 шт. (вага 1 шт. – 1,7 т), ПУГ-350×35 – 1 шт (вага – 8,0 т), ОКК2-350-168x245x340 – 1 шт (вага -1,65 т);

г) на обсадну колону $\text{Ø } 244,5$ мм проміжну колону – ППГ-230 35 – 3 шт. (вага 1 шт. – 0,9 т), ПУГ-230 35 – 1 шт. (вага – 3,3 т),

– при випробуванні:

– повітрянопінна система: а) апарати піногасіння СО-1200 – 2шт; б) повітряні балони $V=80$ л ($P=60$ кгс/см²) – 2шт.; в) піногенератор ГПС – 600У – 14шт; г) резервуари – 2×4 м³ шт.

Увімкнення пожежних насосів здійснюється від кнопок, розташованих біля пожежних кранів та з центру інженерно-технічної підтримки (ЦІТП). У кожного пожежного крана встановлюється шафка для зберігання пожежного рукава та ручного ствола.

Для гасіння пожежі спеціальними суднами на всі причальні майданчики протипротипожежної водяної системи виведено трубопроводи. При роботах, пов'язаних з експлуатацією флоту, необхідно керуватися вимогами «Правил техніки безпеки на судах морського флоту», НАОП 5.121-1.01-76.

Кожна бурова установка під час виконання робіт має нести вогні та знаки, передбачені «Міжнародними правилами запобігання зіткненню суден у морі», МППРС-72. Вогні та знаки повинні відповідати вимогам ГОСТ 7703-74 «Знаки сигнальні судові – Типи, основні розміри та технічні вимоги».

Заходи щодо запобігання та ліквідації пожеж на СПБУ повинні проводитися у суворій відповідності до «Правил техніки безпеки на судах морського флоту» та «Настановами щодо боротьби за живучість судів морського флоту...».

Під час проведення вогневих робіт слід керуватися «Правилами пожежної безпеки під час проведення вогневих робіт на судах та берегових об'єктах ММФ» (НАПБ 01.003-73).

Дотримуватись «Правил пожежної безпеки на об'єктах нафтової промисловості континентального шельфу» ППБОМ-88, НАПБ В.01.040-88/112.

Для попередження нафтогазоводопроявів у процесі будівництва свердловини необхідно суворо виконувати вимоги, викладені у відповідних інструкціях, основні з яких:

– гирло свердловини повинно обладнуватися превенторною установкою за типовою схемою, затвердженою керівництвом ДАТ «Чорноморнафтогаз», погодженою з Держнаглядохоронпраці та воєнізованою частиною відповідно

до інструкції та виду роботи, що проводиться. На СПБУ повинні знаходитися паспорт на встановлене противикидове обладнання (ПВО), інструкція з його експлуатації та типова схема обв'язки ПВО;

- монтаж та експлуатація противикидного обладнання повинні проводитись відповідно до розділу 6.7 НПАОП 11.1.1-1.20-03;

- опресування обсадних колон з ПВО та маніфольдом повинно проводитися на очікуваний тиск при закритті гирла свердловини у разі відкритого фонтанування. Випробування обсадних колон та цементного кільця в процесі будівництва свердловини необхідно проводити згідно з Інструкцією з випробування свердловин на герметичність. Результати опресування мають бути оформлені актом. Експлуатаційна колона перед випробуванням свердловини має бути обладнана хрестовиною фонтанної арматури та превенторною установкою з глухими плашками або перфораційною засувкою. Превенторна установка разом з експлуатаційною колоною має бути опресована на максимальний очікуваний тиск;

- при обладнанні гирла свердловини застосування колонних головок та елементів обв'язки на зварюванні забороняється;

- фіксація ПВО на гирлі свердловини здійснюється за допомогою стяжних гвинтів. При виконанні робіт під тиском у газовому середовищі застосовувати іскро безпечний інструмент. Встановлення ПВО на гирлі з розпірками та на зварюванні забороняється;

- у процесі проведення свердловини необхідно здійснювати постійний контроль за рівнем бурового розчину у приймальних ємностях бурових насосів. У процесі буріння, опрацювання та промивання стовбура свердловини необхідно контролювати параметри бурового розчину: густину та в'язкість – через кожні 60 хвилин; водовіддачу та статичне напруження зсуву (СНС) – через кожні 4 години. Контролювати температуру, рН, вміст твердої фази та піску, товщину фільтраційної кірки – двічі на зміну, а вміст солей у фільтраті – двічі на тиждень;

– при розкритті та бурінні продуктивної товщі густина і в'язкість бурового розчину повинна замірятися через кожні 15 хвилин, до та після дегазатора, вміст газу та температуру – щогодини, СНС, водовіддачу – через кожні 2 години. Результати вимірів мають заносити до журналу;

– при бурінні газонасичених та напірних нафтоводонасичених горизонтів необхідно обмежити механічну швидкість буріння для запобігання його розгазуванню;

– з метою постійного підтримання рівня бурового розчину на гирлі під час підймання інструменту має бути забезпечена безперервне додавання бурового розчину в свердловину;

– при бурінні нафтогазопроявних пластів під ведучою трубою повинен бути встановлений кульовий кран, інший – на аварійній трубі, третій – у резерві;

– усі члени бурової бригади мають бути навчені діям при аварійних нафтогазових проявах. Не рідше одного разу на квартал проводити навчальні тривоги за сигналом «Викид» із залученням працівників воєнізованих частин (загонів);

– подальше поглиблення свердловини після монтажу ПВО може бути розпочато після отримання письмового дозволу представника воєнізованої частини щодо запобігання та ліквідації фонтанів;

– не рідше одного разу на тиждень, а також після навчальної тривоги «Викид» слід продувати повітрям викидні лінії превенторів з боку гирла свердловини у напрямку блоку засувок;

– процес цементування проміжних та експлуатаційних колон повинен передбачати підйом цементного розчину згідно з ЕТП та пунктом 6.4.4 «Правил безпеки у нафтогазовидобувній промисловості» НПАОП 11.1.1-1.20-03;

– спуск обсадних колон у свердловину повинен здійснюватися в один прийом (однієї суцільної секції);

– при перших ознаках нафтогазопроявів бурова вахта повинна діяти згідно з «Типовою інструкцією щодо запобігання та первинним діям ваhti при ліквідації нафтогазовиявів під час будівництва свердловин на нафту і газ», що

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу щодо практичного впровадження підходів для облаштування бурових майданчиків на суші і на морі.

1. Встановлено, що облаштування бурового майданчика є критичним чинником технологічної можливості спорудження глибоких свердловин: зі зростанням глибини збільшуються тривалість робіт, маса обладнання та обсяги матеріалів, а обмеження майданчика напряму призводять до зростання NPT, аварійності та витрат.
2. Обґрунтовано, що буровий майданчик слід розглядати як тимчасову інженерно-геотехнічну споруду, для якої визначальними є несуча здатність основи, стійкість насипів/укосів, водовідведення та захист від перезволоження; відповідно, проектування основи, укріплення і дренаж є системоутворюючими рішеннями для безпечної та стабільної роботи бурового комплексу.
3. Систематизовано, що майданчик забезпечує повний цикл спорудження свердловини й включає комплекс технологічного обладнання та інфраструктури (бурова установка, насосно-циркуляційна й очисна системи, ємності для рідин і реагентів, трубні бази, технологічні трубопроводи, допоміжна техніка, тимчасові будівлі та земляні споруди), а також організацію поетапних робіт від монтажу до демонтажу і рекультивації.
4. Показано, що для нормальної експлуатації бурового обладнання на суші необхідні конструктивні рішення з улаштування фундаментів і покриттів (зокрема із застосуванням збірних дорожніх плит під установку, насоси, під'їзди та робочу територію) з організацією водовідведення, а вузол устя доцільно виконувати у вигляді монолітної залізобетонної шахти.
5. Доведено, що екологічна та пожежна безпека майданчика визначається ефективною системою поводження з відходами і рідинами: шламові

GENERAL CONCLUSIONS

In this work, an important scientific and technical problem has been addressed, namely the practical implementation of approaches for the development and arrangement of drilling sites onshore and offshore.

1. It has been established that the development and arrangement of a drilling site is a critical factor for the technological feasibility of drilling deep wells: as depth increases, the duration of operations, equipment weight, and material volumes grow, while any site constraints directly lead to higher non-productive time (NPT), accident rates, and overall costs.
2. It has been substantiated that a drilling site should be treated as a temporary engineering and geotechnical facility, where the governing aspects are subgrade bearing capacity, stability of embankments/slopes, surface-water drainage, and protection against soil saturation; therefore, the design of the subgrade, ground improvement, and drainage are system-forming solutions ensuring safe and stable operation of the drilling complex.
3. It has been systematized that the drilling site supports the full well-construction cycle and comprises a set of technological equipment and infrastructure (drilling rig, pumping/circulation and solids-control systems, tanks for fluids and chemicals, pipe yards, process pipelines, auxiliary machinery, temporary buildings, and earthworks), as well as the organization of staged activities from rig-up to rig-down and reclamation.
4. It has been shown that reliable onshore operation of drilling equipment requires structural solutions for foundations and working surfaces (in particular, the use of prefabricated road slabs beneath the rig, pumps, access roads, and the working area) with organized drainage, while the wellhead area should preferably be arranged as a cast-in-place reinforced concrete cellar/pit.

5. It has been demonstrated that the environmental and fire safety of the site is governed by an effective system for handling drilling wastes and fluids: reserve pits (cuttings pits) should include anti-seepage protection (e.g., a geomembrane) to prevent contamination of soils and groundwater, and flare systems/flare pits provide controlled disposal of gases and localization of potential spills.
6. It has been established that for offshore and lake operations the “site” shifts into the domain of marine engineering and becomes more complex due to metocean factors and logistics; the case of cluster drilling at the Odesa field using the jack-up drilling unit “Petro Hodovanets” demonstrates the significant impact of relocation/repositioning time, as well as the need for a dedicated supply vessel and aviation support, which increases requirements for risk management, safety, and operational planning.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Буріння свердловин: навч. посіб. [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 294 с.
2. Винников Ю.Л. Основи буріння свердловин: конспект лекцій. Ступінь вищої освіти – бакалавр. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021. – 120 с.
3. Винников Ю.Л. Інформаційні технології інженерних вишукувань / Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, С.М. Листопад // Комплексне забезпечення якості технологічних процесів та систем (КЗЯТПС – 2022): матеріали тез доповідей XI Міжнар. наук.-практ. конф. (м. Чернігів, 26–27 травня 2022 р.): у 2 т. / Національний університет «Чернігівська політехніка». – Чернігів: НУ «Чернігівська політехніка», 2022. – Т. 2. – С. 100 – 102.
4. Винников Ю.Л. Пропозиції щодо підвищення ефективності управління проектами будівництва свердловин на нафту і газ / Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, М.О. Рибалко // Основні тенденції розвитку нафтогазової галузі – 2024: зб. матер. Круглого столу (16 груд. 2024 р.). – Полтава: Національний університет імені Юрія Кондратюка, 2025. – С. 2 – 5.
5. Винников Ю.Л. Удосконалення нормативної бази на будівництво та експлуатацію свердловин на нафту і газ / Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, М.О. Рибалко // Тези 77-ї наук. конф. професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». Т. 1. (Полтава, 16 – 22 травня 2025 р.). – Полтава: Національний університет імені Юрія Кондратюка, 2025. – С. 176 – 177.
6. Войтенко В.С. Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.

7. Геотехнічні рішення облаштування майданчиків для технологічних операцій спорудження та обслуговування свердловин / Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, А.М. Ягольник, А.А. Щербак, Я. Зія // Зб. наук. праць Секції «Академічна й університетська наука» Всеукраїнської наук.-практ. конф «Сучасні рецепції світоглядно-ціннісних орієнтирів Григорія Сковороди», 02 грудня 2022 року – Полтава: Полтавська політехніка 2022. – С. 55 – 56.

8. ДБН А.2.1-1-2008. Інженерні вишукування для будівництва. Чинний від 05-02-2008. Київ: Міністерство регіонального розвитку та будівництва України, 2008.

9. ДБН А.3.1-5-2016. Організація будівельного виробництва.

10. ДБН Б.2.2-12:2019 Планування і забудова територій // ЄДЕССБ (e-construction). URL: https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3260441209981634046 (дата звернення: 20.01.2026).

11. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги // ЄДЕССБ (e-construction). URL: https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3080743763845318619 (дата звернення: 20.01.2026).

12. ДБН В.1.1-25:2009 Інженерний захист територій та споруд від підтоплення та затоплення // ЄДЕССБ (e-construction). URL: https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3074293124562945479?doc_type=2 (дата звернення: 20.01.2026).

13. Драйверами нарощення газовидобутку залишаються глибоке буріння і новітні технології <https://oilandgas.dtek.com/media-center/press/drayverami-naroschennya-gazovidobutku-zalishayutsya-gliboke-burinnya-i-novitni-tekhnologi/>

14. «ДТЕК Нафтогаз» пробурить свердловину глибиною 7050 м на Семиренківському родовищі. Режим доступу: <https://expro.com.ua/novini/dtek-naftogaz-proburit-sverdlovinu-glibinoyu-7-050-m-nasemirenkivskomu-rodovisch>

15. ДТЕК Нафтогаз» у наступні 2 роки пробурить 6 свердловин на Семиренках з очікуваним приростом 4 млрд куб. м газу. Режим доступу:

<https://expro.com.ua/novini/dtek-naftogaz-u-nastupn-2-rokiproburit-6-sverdlovin-na-semirenkah-z-ochkuvanim-prirostom-4-mlrdkub-m-gazu>

16. Закон України про об'єкти підвищеної небезпеки.

17. Звіт за результатами розслідування аварії на буровій платформі Глибоководний горизонт
<https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/313807/000119312510216268/dex993.htm>

18. Лукін О. Ю., Пригаріна Т. М., Гончаров Г. Г., Щукін М. В. Про умови екранування вуглеводневих покладів на великих глибинах (на прикладі нижньокам'яновугільних нафтогазоносних комплексів Дніпровсько-Донецької западини) // Геол. журн. – 2007. – № 3 (320). – С. 33–44.

19. Морські бурові платформи: Перший том. Монографія / В.Д. Макаренко, С.Ю. Максимов, Ю.Л. Винников, Ю.М. Кусков, М.О. Харченко. Під ред. проф. В.Д. Макаренко. – К.: Ред.-вид. відділ НУБіП України. – 2020. – 420 с.

20. Морські бурові платформи: Другий том. Монографія / В.Д. Макаренко, Ю.Л. Винников, І.М. Чеботар, М.А. Коваленко, Ю.В. Макаренко. Під ред. проф. В.Д. Макаренко. – К.: Ред.-вид. відділ НУБіП України. – 2020. – 424 с.

21. «Нафтогаз» ввів в експлуатацію газову свердловину глибиною у 6 кілометрів. Режим доступу: <https://www.5.ua/suspilstvo/naftohaz-vviv-v-ekspluatatsiiu-hazovu-sverdlovynu-hlybynoi-u-6-kilometriv-217118.html>

22. «Нафтогаз» пробурих 6-кілометрову свердловину на Полтавщині. Режим доступу: <https://www.epravda.com.ua/news/2020/10/13/666203/>

23. НПАОП 11.1-1.01-08. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України.

24. Особливості буріння бічних стовбурів із експлуатаційних свердловин на родовищах ДДЗ / к.т.н, доц. Харченко М.О., к.т.н, доц. Матяш О.В., студенти гр. 503-МН Герус О.О., Гизила А.А., студент гр. 501- ГР Михайленко С.І. // Тези 75-ї наукової конференції професорів, викладачів, наукових

працівників, аспірантів та студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». Т. 1. (Полтава, 02 травня – 25 травня 2023 року). – Полтава: Національний університет імені Юрія Кондратюка, 2023

25. Підручник із складання проекту підготовчих робіт (ППР) «Спорудження свердловин на нафту і газ . Підготовчі і будівельно-монтажні роботи із влаштування бурових верстатів: підруч. В двох книгах / М.В. Злочевський, К.М. Злочевська, Т.О. Бурденний, І.О. Язловецький, І.О. Язловецька, О.О. Язловецький. – Полтава: ПП «Астроя», 2021. – 640 с.

26. Політучий О.І. Буріння нафтових і газових свердловин : Навчальний посібник / О.І. Політучий. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021. – 170 с.

27. Політучий О.І. Практикум з інженерно-технічних розрахунків побурінню свердловин : Навчальний посібник / О.І. Політучий. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2024. – 251 с.

28. Правила розробки нафтових і газових родовищ.

29. Проектування бурових майданчиків та морських платформ: конспект лекцій для студентів спеціальності 184 Гірництво. Ступінь вищої освіти – магістр / М.О. Харченко, М.О. Рибалко – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2026.

30. Професійний стандарт «Фахівці із буріння».

31. Стасенко В.М., Карпенко В.М., Гуляев В.І. та ін. Визначення навантажень на бурову установку під час спуско-підіймальних операцій у похило спрямованих свердловинах. Нафтова і газова промисловість. – 2006. № 6. – С. 6 – 10.

32. Стефурак Р.І., Яремійчук Р.С. Деякі аспекти впровадження сучасних технологій буріння глибоких нафтових і газових свердловин (оглядова стаття) / Р.І. Стефурак, Р.С. Яремійчук // Мінеральні ресурси України, № 3, 2023. – С. 30-38.

33. Стефурак Р. І., Яремійчук Р. С. Історичні нариси буріння нафтових і газових свердловин – від проекту до практики (погляд з минулого в майбутнє) // Мінеральні ресурси України. – 2021. – № 3. – С. 24–27.

34. Технологічні рішення підвищення ефективності спорудження багатовибійної свердловини типу FISHBONE у карбонатних колекторах / М.О. Харченко, Ю.Л. Винников, О.В. Матяш, О.Л. Зімін // Environment recovery and reconstruction: war context 2022: зб. матеріалів Міжнар. наук.-практ. конф., 17–18 листоп. 2022. – Полтава : Національний університет імені Юрія Кондратюка, 2022. – С. 109 – 111

35. Управління геологорозвідувальними і нафтогазовими проектами: конспект лекцій для студентів спеціальності 103 Науки про Землю. Ступінь вищої освіти – магістр / Л.Т. Гораль, М.О. Харченко, І.І Ларцева. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2024.

36. Яремійчук Р. С. Буріння нафтових і газових свердловин: вчора, сьогодні, завтра // Прикарпат. вісн. НТШ. – 2018. – № 2 (46). – С. 192–196.

37. African Oil Exploration Consortium. (2018). Strategies for Deep Drilling in African Oil Fields.

38. API Recommended Practice 54. Occupational Safety and Health for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations. API RP 54. Addendum 1 (June 2021) до 4-го вид. (Feb 2019).

39. API Recommended Practice 51R. Environmental Protection for Onshore Oil and Gas Production Operations and Leases. First Edition. July 2009.

40. Correlation equation between physical and mechanical properties of sedimentary rocks / M. Zotsenko, Yu. Vynnykov, M. Kharchenko, M. Rybalko, A. Aniskin // Academic Journal. Series: Industrial Machine Building, Civil Engineering. – Poltava: Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University. – 2022. – Is. 2(59)'. – P. 89 – 91.

41. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Onshore Oil and Gas Development. International Finance Corporation (IFC), 2007.

42. Experience of improving the operating reliability of drilling machines at the installation of extra deep wells in complex geological conditions / Yu.L. Vynnykov, M.O. Kharchenko, I.I. Lartseva, A.M. Yaholnyk // Prospects for developing resource-saving technologies in mineral mining and processing: multi-authored monograph. – Petroșani, Romania: UNIVERSITAS Publishing, 2022. – PP. 670-681. <https://doi.org/10.31713/m1126>

43. Improvement of the investigation of physical and mechanical characteristics of sedimentary rocks by express methods / M. Zotsenko Yu. Vynnykov, M. Kharchenko, O. Matyash, M. Vovk // Key trends of integrated innovation-driven scientific and technological development of mining regions / edited by prof. Z.R. Malanchuk and prof. M. Lazar. – Petroșani, Romania: UNIVERSITAS Publishing, 2023. – P. 264 – 279. <http://ep3.nuwm.edu.ua/id/eprint/25919>

44. ISO 16530-1:2017 Petroleum and natural gas industries – Well integrity – Part 1: Life cycle governance. ISO. URL: <https://www.iso.org/standard/63192.html> (дата звернення: 20.01.2026).

45. Onyshchenko V. Case Study: Sites for the Drilling and Repair of Oil and Gas Wells / V. Onyshchenko, Y. Vynnykov, I. Shchurov, M. Kharchenko / Lecture Notes in Civil Engineering, 2023, 299, P.367-389. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-031-17385-1>

46. Raptanov A. K., Ruzhenskyi V. V., Kostiv B. I., Myslyuk M. A., Charkovsky V. M. Analysis of the deep drilling technology in unstable formations at the Semyrenky Gas condtnsate Field // Socar Proceedings Special Issue. – 2021. – No. 2. – C. 52–64.

47. Smith, J. (2020). Advancements in Deep Drilling Technologies. Oil & Gas Journal, 25(2), 45-58.

48. South American Energy Review. (2022). Innovations in Offshore Oil Production in South America.

49. Vynnykov Yu. Degradation of the internal well equipment steel under continuous service in the corrosive and aggressive environments / Yu. Vynnykov,

M. Kharchenko, S. Manhura, A. Aniskin, A. Manhura // Mining of Mineral Deposits, 2023, 17(1), P.84-92. <https://doi.org/10.33271/mining17.01.084>

50. Vynnykov Yu., Kharchenko M., Manhura S., Aniskin A. & Manhura A. Neural network analysis of safe life of the oil and gas industrial structures. Mining of Mineral Deposits, 2024, 18(1), 37-44. <https://doi.org/10.33271/mining18.01.03>
[7 https://mining.in.ua/2024vol18_1_5.html](https://mining.in.ua/2024vol18_1_5.html)

51. Zhang, Q., & Kapoor, R. (2021). Artificial Intelligence Applications in Deep Drilling Automation. - Journal of Energy Technology, 40(4), 789-802.

52. 2009 MODU Code. Code for the Construction and Equipment of Mobile Offshore Drilling Units: Supplement (January 2024), IMO. URL: https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/publications/Documents/Supplements/English/QA810E_supplement_January2024_PQ.pdf (дата звернення: 20.01.2026).