

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»
Природничих наук та технологій
(факультет)
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню магістра
(бакалавра, магістра)

студента Богачука Євгенія Вікторовича
(ПІБ)

академічної групи 184М-20-1 ГРФ
(шифр)

спеціальності 184 Гірництво
(код і назва спеціальності)

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Буріння свердловин»
(офіційна назва)

на тему Розробка регламенту проведення бурових і відновних робіт для умов Талалаївського родовища вуглеводнів Чернігівської області
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Коровяка Є.А.			
розділів:				
Технологічний і спеціальний	Коровяка Є.А.			
Охорона праці та екології	Савельєв Д.В.			
Рецензент	Терешкова О.А.			
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

(підпис)

Коров'яка Є.А.

(прізвище, ініціали)

« 27 » жовтня 2021 року**ЗАВДАННЯ****на кваліфікаційну роботу****ступеня** магістра

(бакалавра, магістра)

студенту Богачуку Євгенію Вікторовичу **академічної групи** 184М-20-1 **ГРФ**

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 184 Гірництво**спеціалізації** _____**за освітньо-професійною програмою** «Нафтогазова інженерія та технології»**на тему** Розробка регламенту проведення бурових і відновних робіт для умовТалалаївського родовища вуглеводнів Чернігівської області

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 27.10.2021 р.

№ 937-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Технологічний</i>	<i>Гірничо-геологічна та геофізична характеристика ділянки проведення робіт. Проектування технології буріння експлуатаційної свердловини в умовах Талалаївського родовища вуглеводнів, що розташоване на території Ніжинського району Чернігівської області, з урахуванням властивостей непродуктивних товщ та пластових умов порід-колекторів.</i>	14.12.21 р.
<i>Спеціальна частина роботи</i>	<i>Удосконалення регламенту проведення бурових і відновних робіт з високими технічними показниками</i>	16.12.21 р.
<i>Організація та економіка бурових робіт</i>	<i>Розробка організаційної структури виконання та економічне обґрунтування прийнятих рішень</i>	20.12.21 р.
<i>Охорона праці та навколишнього середовища</i>	<i>Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище</i>	22.12.21 р.

Завдання видано _____

(підпис керівника)

Коров'яка Є.А.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 11.10.2021 р.Дата подання до екзаменаційної комісії 10.01.2022 р.Прийнято до виконання _____ Богачуку Є.В.

(підпис студента) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 102 с., 16 рис., 14 табл., 2 додатки, 29 джерел.

СВЕРДЛОВИНА, РОДОВИЩЕ, ГІРСЬКА ПОРОДА, ДОЛОТО, БУРИЛЬНА КОЛОНА, ПАРАМЕТР РЕЖИМУ, ТИСК, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА, ТЕХНОЛОГІЯ, РЕМОНТНО-ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ РОБОТИ.

Сфера застосування розробки – буріння нафтогазових свердловин.

Об'єкт розроблення – регламент виконання бурових робіт при спорудженні свердловини (на прикладі ділянки Талалаївського газоконденсатного родовища, що належить до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району) з удосконаленням технології проведення відновних робіт.

Мета роботи – підвищення механічної і рейсової швидкостей та ступеню безпечності виконання бурових операцій при спорудженні розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Талалаївського газоконденсатного родовища, що досягається за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології виконання пригирлових та свердловинних робіт.

Новизна одержаних результатів – обґрунтовано вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід та свердловинні викиди; для запобігання проявів геологічних ускладнень, обумовлених порушенням цілісності стовбура свердловини, розроблено параметри бурового розчину, що забезпечують необхідний протитиск на ускладнені товщі порід; запропоновано інноваційну технологію проведення ремонтно-відновних робіт в споруджуваних та експлуатованих свердловинах; всі технологічні рішення базуються на даних щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до буріння.

Практичні результати – розроблено вдосконалені технології буріння свердловин та виконання внутрішньо-свердловинних операцій, що базуються на параметрах надійності і безпечності виконання бурових та суміжних робіт.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення механічної швидкості та ступеню надійності і безпечності виконання бурових робіт за рахунок вдосконалення режимних параметрів та технології їх виконання.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	5
Розділ 1	Загальні геолого-технічні умови проведення робіт зі спорудження розвідувально-експлуатаційних свердловин.....	7
1.1	Загальні відомості про район проектних робіт.....	7
1.2	Геологічна характеристика району проектних бурових робіт...	12
1.3	Гірничо-геологічні умови буріння проектних свердловин.....	27
Розділ 2	Техніко-технологічна частина.....	32
2.1	Вибір і обґрунтування конструкції свердловини.....	32
2.2	Вибір способу буріння та відповідного породоруйнівного інструменту.....	38
2.3	Вибір бурильної колони.....	47
2.4	Вибір режимів буріння.....	52
2.5	Ускладнення при бурінні.....	60
2.6	Вибір бурового обладнання.....	64
Розділ 3	Спеціальна частина роботи – розробка регламенту проведення відновних робіт.....	69
Розділ 4	Охорона праці.....	78
Розділ 5	Охорона навколишнього середовища.....	86
Розділ 6	Організація та економіка бурових виробничих робіт.....	92
	ВИСНОВКИ.....	97
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	98
	ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	101
	ДОДАТОК Б Відзив на кваліфікаційну роботу.....	102

ВСТУП

Сталий інноваційний розвиток нафтової і газової промисловості припускає широке використання бурових робіт з метою пошуків, розвідки і розробки нафтових і газових покладів. Буріння нафтових і газових свердловин повинне постійно удосконалюватися, особливо у зв'язку із збільшенням об'ємів робіт з глибокого і надглибокого буріння, а також зростаючими потребами буріння похило спрямованих і горизонтальних свердловин. Наприклад тільки в США в даний час щорічно будують до 1000 - 1500 горизонтальних свердловин і найближчим часом там можуть взагалі відмовитися від будівництва вертикальних свердловин в експлуатаційному бурінні.

Більшість запасів нафти і природного газу на території України знаходиться у так званих комплексних родовищах. За генетичним типом вони поділяються на газоконденсатні, газові, нафтогазоконденсатні, нафтові, газонафтові й нафтогазові, газоконденсатнонафтові. Зазначені родовища знаходяться у таких нафтогазоносних регіонах: Східному (Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область), Західному (Волино-Подільська, Передкарпатська, Закарпатська нафтогазоносні області) та Південному. Вивчення та промислове використання покладів нафти в Україні має давню історію: з 1771 р. починається розробка родовища Слобода-Рунгурська, з 1790 р. – Нагуєвічи, а з 20-х років ХІХ ст. – Бориславського родовища в Прикарпатті. У цьому ж регіоні, на Дашавській площі вперше в Україні в 1920 р. почався видобуток газу.

Енергетичні ресурси України значно виснажені багаторічною експлуатацією її надр як основного джерела енергетичної сировини (вугілля Донбасу, газ Шебелинки, нафта Прикарпаття і ДДЗ). Саме тому інтенсифікація геологорозвідувальних робіт на усі види енергетичної сировини є вельми необхідною задачею. Ще не стадії проектування нафтової або газової свердловини необхідно сформулювати вимоги до неї, як до об'єкту тривалої, ефективної і безаварійної експлуатації, а при спорудженні її забезпечити виконання зазначених вимог. Необхідною умовою досконалості проектування технології спорудження сверд-

ловин є наявність у фахівців-проектувальників вичерпних даних щодо: основних процесів, які протікають при бурінні, а також їх впливу на експлуатаційні характеристики нафтогазових пластів; вимог до конструкцій свердловин, їх надійності; сутності технології виконання робіт з кріплення і цементування стовбура свердловин; переваг і недоліків бурових промивальних розчинів з позицій швидкісного буріння без ускладнень; умов якісного розкриття продуктивних горизонтів; ефективності освоєння свердловини як промислового об'єкту.

Технологічний комплекс видобутку нафти і газу включає велике число видів устаткування, що дозволяє здійснювати увесь ряд технологічних операцій від пошуків і розвідки до експлуатації родовищ. Ефективність функціонування цього комплексу визначається в першу чергу умовами ведення робіт, прийнятою технологією їх проведення і досконалістю вживаного устаткування.

На відміну від розробки інших корисних копалини, при розробці родовищ нафти і газу величезну роль грає буріння і бурове устаткування, оскільки саме бурова свердловина є тим засобом, який забезпечує доступ до пластових флюїдів, що залягають, до того ж, на великих глибинах. Правильний вибір технології і технічних засобів для розробки конкретного родовища нафти і газу залежить від численних властивостей цього родовища. У свою чергу, властивості родовищ багато в чому визначаються умовами їх утворення.

Одним з насущних питань розвитку розглядуваної галузі є підвищення ефективності будівництва глибоких і надглибоких свердловин, а саме: істотне поліпшення інформативності бурових робіт; вдосконалення технічного і технологічного забезпечення процесу буріння; скорочення витрат на боротьбу з ускладненнями; забезпечення проектової якості розкриття і надійного кріплення свердловин в складних гірничо-геологічних умовах. Ефективність проведення науково-промислових робіт з удосконалення техніко-технологічного супроводження розвідувального і експлуатаційного буріння, визначається цілим рядом природних і організаційних чинників. Доцільність впровадження розроблених методів, технологій і устаткування в промислову практику диктується комплексом переваг, що є факторами прояву економічної ефективності.

Розділ 1. Загальні геолого-технічні умови проведення робіт зі спорудження розвідувально-експлуатаційних свердловин

1.1 Загальні відомості про район проектних робіт

Східний нафтогазоносний регіон України, на території якого розташовується Талалаївське родовище вуглеводнів (газоконденсатне родовище – ГКР), є найбільшим за обсягом розвіданих запасів і прогнозних ресурсів. Його представляє Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область (територія, приурочена до одного з великих геоструктурних елементів – складчаста область, западина, передовий прогин, що характеризується спільністю геологічної будови і розвитку, включаючи палеогеографічні та літолого-фаціальні умови утворення та нагромадження нафти і газу впродовж значних періодів геологічної історії) надалі ДДНГО, що є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносної провінції (територія, що об'єднує суміжні нафтогазоносні області з подібною геологічною будовою, включаючи стратиграфічне положення основних нафтогазоносних відкладів у розрізі) [1].

Загальна геолого-геофізична вивченість ДДНГО висока. Тут проведена геологічна зйомка, структурно-картувальне і параметричне буріння, на окремих структурах та родовищах пробурена густа мережа опорних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин. На території ДДНГО виконані геофізичні роботи в різних модифікаціях (граві-, магніто- та електророзвідувальні). Осадочний чохол до 6000 м і глибше вивчений сейсмозвідкою, поверхня кристалічного фундаменту простежена з допомогою кореляційного методу заломлених хвиль, а глибинна геологічна будова – за допомогою глибинного сейсмічного зондування.

Найдавніші з відомих в межах ДДНГО утворень – це метаморфічні (амфіболітова та гранулітова фації регіонального метаморфізму), ультраметаморфічні (головним чином плагіограніти) та інтрузивні породи архею та палеопротерозою, що складають кристалічний фундамент. Петрографічні дані та резуль-

тати визначення абсолютного віку цих порід свідчать про присутність практично всіх основних архейських і палеопротерозойських стратиграфічних підрозділів, відомих на Українському щіті та Воронежському масиві, включаючи мезоархейські граніт-зеленокам'яні комплекси, палеопротерозойські гнейсові та залізорудні товщі. Утворення кристалічного фундаменту розбурені головним чином у межах бортів Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) (рис. 1.1), де залягають неглибоко, та простежені за допомогою гравімагнітних методів на значних ділянках [2].



Рисунок 1.1. Розміщення основних родовищ корисних копалин на території України

Питання про наявність неопротерозойських і нижньопалеозойських порід залишається спірним, оскільки в межах регіону вони поки що не розкриті бурінням. За аналогією з іншими рифтогенними прогинами древніх платформ деякі дослідники припускають наявність у ДДНГО проміжного комплексу відкладів, що розміщується між докембрійським кристалічним фундаментом і значно молодшою осадовою товщею порід, в основі якої залягає середній девон [1, 3].

Основними стратиграфічними підрозділами ДДНГО є: палеозой, мезозой та кайнозой. Палеозой представлений відкладами девонської, кам'яновугільної і пермської систем. Мезозой представлений відкладами тріасу, юри і крейди.

Кайнозой представлений відкладами палеогенової, неогенової і четвертинної систем.

Родовище відкрите в 1971 р., коли при випробуванні продуктивних горизонтів візейського ярусу в св. № 41 були отримані перші промислові припливи газу з високим вмістом рідких вуглеводнів. Дослідно-промислова експлуатація розпочата в 1973 році свердловиною № 1. З 1981 р. Талалаївське родовище знаходиться в промисловій розробці. На родовищі було виділено сім об'єктів розробки у відповідності з продуктивними горизонтами.

В адміністративному відношенні Талалаївське родовище розташоване на території Ніжинського району Чернігівської області на відстані 7 - 10 км на південний захід від Великобубнівського газонафтового родовища на землях Талалаївської та Староталалаївської (до 2016 року – Сильченківської) сільських рад. Найближчими населеними пунктами є села Талалаївка, Скороходово, Рубанів та інші. В районі родовища пролягає асфальтована дорога Суми - Прилуки - Київ, у північно-східному напрямку проходить залізниця Бахмач - Ромни з найближчою станцією Талалаївка. Відстань до Чернігова 150 км на північний захід. Оглядову карту розміщення Талалаївського родовища наведено на рис. 1.2 [4].



Рисунок 1.2. Оглядова карта Талалаївського ГКР

В орогідрографічному відношенні район родовища являє собою пагорбисту рівнину з розвиненою системою річкових долин, ярів та балок. Розташований він на лівобережжі р. Дніпро у міжріччі його приток Сули та Удаю. Також тут течуть ріки Олава, Ромен і ряд інших більш дрібних річок та струмків. Їх береги асиметричні. Долини рік добре вироблені, мають широкі тераси. Заплави річок дуже заболочені. Найвищі відмітки земної поверхні досягають плюс 185 м, найнижчі плюс 110 м.

Клімат району помірно континентальний. Середньорічна температура становить плюс 6⁰С. Найхолодніший місяць – січень, має середньодобову температуру мінус 6 - 8⁰С, найбільш теплий місяць липень плюс 20,5⁰С. Середньорічна кількість опадів складає 550 мм.

В економічному відношенні район є сільськогосподарським, з розвинутою нафтогазовидобувною промисловістю [5].

Прокладені газопроводи Талалаївка - Гнідинці, Глинськ - Червоні Партизани і нафтопроводи Гнідинці - Кременчук, Великі Бубни - Талалаївка - Гнідинці.

За геоморфологічним районуванням України ділянка знаходиться в межах Роменсько - Миргородської слаборозчленованої рівнини. У відповідності до ДБН А.2.1 - 1 - 2014 досліджувана ділянка робіт відноситься до III категорії складності інженерно-геологічних умов. Згідно ДБН В.1.1 - 12 - 2006 карт ОСР 2004 А ділянка вишукувань розташована в зоні 6-ти бальної сейсмічної інтенсивності. За сейсмічними властивостями ґрунти ділянки вишукувань відносяться до III категорії. За умовами залягання і фізико-механічними властивостями товща ґрунтів поділена на 6 інженерно-геологічних елементів [6]:

ІГЕ 1 – насипний ґрунт супіщано-піщаного складу твердий гумусований з включенням будівельного сміття та щебеню в верхній частині шару;

ІГЕ 2 – супісок твердий льосоподібний палево-жовтий просідний;

ІГЕ 3 – суглинок твердий льосоподібний темно-коричневий похований ґрунт, просідний;

ІГЕ 4 – супісок льосоподібний твердий жовто-бурий просідний;

ІГЕ 5 – пісок мілкий середньої щільності малого ступеню водонасичення буровато-жовтий з прошарками піску середньої крупності та крупного;

ІГЕ 6 – супісок твердий жовто-бурий з домішкою жорстви та щебеню кристалічних порід до 20%.

Ґрунти ІГЕ 2 - 4 – льосоподібні ґрунти з низькими деформаційними та міцностними характеристиками, які при замочуванні будуть просідати. Ділянка відноситься до II типу ґрунтових умов за просіданням. Величина просідання ґрунтів від власної ваги в разі їх замочування становить біля 9 см. На поверхні ґрунтів ІГЕ 6, в період сніготанення та дощів може формуватися тимчасовий водоносний горизонт типу «верховодка». Потужність «верховодки» залежить від гіпсометричної поверхні ґрунтів, на яких можливе її формування; інтенсивності і тривалості опадів; кліматичних умов, які впливають на розмерзання ґрунтів. За ступенем підтоплення ділянка відноситься до не підтоплених.

Клімат Чернігівщини – помірно-континентальний з достатньою кількістю опадів, теплим літом (із середньодобовим інтервалом від +18°C до +19,5°C у липні) і порівняно м'якою зимою (із середньодобовим інтервалом від - 6°C до 8°C у січні).

Період з температурою понад 10°C – 150 - 160 днів на рік. Кількість опадів на рік – 500 - 600 мм. Зареєстровані максимальна і мінімальна температури повітря відповідно становлять +38⁰C та - 36⁰C.

Сніговий покрив спостерігається з середини листопада до початку квітня. Більш ранні дати появи снігового покриву відноситься до початку жовтня, а найпізніші дати сходу – до кінця квітня. Стійкий сніговий покрив зимою спостерігається щорічно. Середня висота снігового покриву досягає 25 см, максимальна – 70 см. Найбільша глибина промерзання ґрунту – 130 см.

У теплий період року переважаючими є вітри північно-західних напрямків, у холодний період – західних і від південно-східних до південно-західних. Середня річна швидкість вітру становить 3,5 м/с.

При виконанні робіт з буріння розвідувально-експлуатаційних свердловин можливі наступні ймовірні впливи на довкілля [7].

Ґрунти – вплив допустимий; ділянка під будівництво розташована в межах існуючого водозабору; передбачені такі заходи щодо збереження рослинного шару ґрунту при проведенні земляних робіт: його зняття та складування у тимчасовий відвал, проведення планування ділянки.

Водне середовище – скидання стічних вод у поверхневі водні басейни не передбачається.

Геологічне середовище – вплив виявляється у вигляді порушення нормативного стану геологічного розрізу в процесі буріння свердловини – вилучення породи і залишення металевих обсадних труб і тампонажних матеріалів.

Повітряне середовище – зазнає тимчасового впливу в період будівництва при роботі двигунів внутрішнього згорання автоспецтехніки, продуктами згорання електродів при проведенні зварювальних робіт та пилевикадами під час земляних робіт.

Кліматичні фактори (у тому числі зміна клімату та викиди парникових газів) – змін мікроклімату в результаті планованої діяльності не передбачається, оскільки відсутні значні виділення теплоти, інертних газів, вологи; особливості кліматичних умов, які сприяють зростанню інтенсивності впливів планованої діяльності на навколишнє середовище – відсутні.

Талалаївське ГКР облаштоване і має весь комплекс необхідних комунікацій та установок для збору, підготовки і внутрішньопромислового транспортування нафти і газу.

Позитивний аспект продовження розробки Талалаївського родовища – створення робочих місць, забезпечення потреб населення послугами підприємств.

1.2 Геологічна характеристика району проектних бурових робіт

Талалаївське родовище вирізняється винятково-складною геологічною будовою [8]. Підняття приурочене до опущеного блоку фундаменту, тоді як сусідні підняття (Скороходівське і Матлахівське), навпаки приурочені до припід-

нятих блоків фундаменту. Талалаївське підняття є невеликою малоамплітудною складкою, яка похована під потужною товщею порід верхнього палеозою та мезокайнозою. Талалаївська структура є невеликою криптодіапіровою складкою субширотного простягання, яка своїми північним та північно-західним крилами, через неглибокий прогин і розривні порушення межує з Матлахівським та Скороходівським склепінням.

В процесі розвідки, дослідної та промислової розробки Талалаївського родовища виконувались відбори глибинних і поверхневих проб флюїдів з метою отримання відомостей про їх склад, фізичні та хімічні властивості [9].

Газоконденсатний характер пластових флюїдів на родовищі визначено по горизонтах В-17 та В-26. По інших продуктивних горизонтах вивчення пластових флюїдів на початку розробки покладів не проводилось. Однак, склад і властивості газів і конденсатів по горизонтах В-18, В-19, В-20 надто близькі до відповідних даних для горизонту В-17, а аналогічні дані для горизонту Т – до даних для горизонту В-26. Різниця між ними спостерігається в межах визначення похибки. У зв'язку з цим прийнято, що пластові флюїди горизонтів В-15, В-16, В-18, В-19 та В-20 ідентичні з пластовою газоконденсатною системою горизонту Т-1, що аналогічна флюїду горизонту В-26.

Талалаївське газоконденсатне родовище відкрито Ніжинською експедицією глибокого буріння тресту «Чернігівнафтогазрозвідка» в 1971 р. пошуковою свердловиною № 1, в якій при випробуванні горизонту В-26 було отримано промисловий приплив газу. В 1973 р. родовище було введено в пробну експлуатацію.

На Талалаївському родовищі виділено вісім об'єктів: Т, В-26, В-20, В-19, В-18, В-17, В-16 та В-15. Станом на 01.01.2020 р. в розробці перебуває чотири з них: В-18, В-17, В-16 та В-15. Розробка покладів горизонтів В-19, В-20, В-26 та Т не проводиться у зв'язку з припиненням фонтанування через зниження пластового тиску і значним обводненням.

Об'єкт Т залучено до розробки у 1976 р. введенням в експлуатацію свердловини № 22 в першому блоці в північній частині родовища. Свердловиною розкрито два горизонти Т-1 та Т-2.

У 1984 р. фонд видобувних свердловин зріс до двох у зв'язку із введенням свердловини № 40 в східній частині об'єкту. У свердловині перфорацією розкрито горизонти Т-1 та Т-2. Початковий дебіт газу сягав 51,4 тис. м³/добу при робочому тиску 12,5 МПа, початковий пластовий тиск – 40,6 МПа. До 1986 р. відбувалось зростання річного видобутку газу – до 13,4 млн. м³, чому сприяло введення в експлуатацію свердловини № 41 на початку 1986 р. в центральній частині об'єкту. Свердловиною № 41 розкрито горизонт Т-3 з початковим пластовим тиском 39,1 МПа, дебіт газу в перший місяць експлуатації становив 31,3 тис. м³/добу. У 1987 р. відбулось різке падіння дебіту свердловин та річного видобутку газу – до 3,6 млн м³. У 1988 р. у зв'язку з падінням видобутку свердловину № 41 переведено на горизонт В-26 і об'єкт до 1991 р. експлуатувався двома свердловинами. В середині жовтня 2010 р. на горизонт переведено свердловину № 9. Продуктивний розріз розкрито перфорацією в інтервалі від 3739 до 3743 м. Свердловину введено в експлуатацію з незначними відборами, середній видобуток газу за місяць становить 0,125 тис. м³. Всього за час експлуатації на об'єкті Т працювало п'ять свердловин. В даний час об'єкт експлуатується однією свердловиною № 9. Решта свердловин вибули з експлуатації через зниження пластового тиску та значне обводнення. Характерною особливістю роботи свердловин є доволі стрімке зниження пластового тиску в початковий період та його виположення та навіть незначне зростання, на завершальному етапі експлуатації при низьких дебітах вуглеводнів. Така динаміка свідчить про переважаний газовий режим розробки об'єкту з незначним впливом законтурної води. Станом на 01.01.2016 р. горизонт в розробці не перебуває. Накопичений видобуток газу становить 57,347 млн. м³, конденсату – 22,265 тис. т, води – 1,774 тис. т. Досягнуті коефіцієнти газовилучення 0,869, конденсатовилучення – 0,404.

Об'єкт В-26 введено у розробку свердловиною № 23 у 1974 р. Початковий пластовий тиск становив 40,3 МПа. В інтервалах перфорації розкрито горизонти В-26 та Т-1, проте згідно переінтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) горизонт Т-1 розкритий за контуром газоносності, тому весь видобуток газу слід відносити до горизонту В-26. Горизонт В-26 розкрито в південно-східній частині першого блоку на відстані 22 м від газоводяного контакту (ГВК) та 50 м від порушення, що розділяє блоки 1 та 2. Початковий дебіт газу становив 183,3 тис. м³/добу, вода в продукції свердловини відсутня. Протягом першого року експлуатації річний видобуток газу становив 34,07 млн. м³. Протягом наступного року видобуток газу зріс до 51 млн. м³ і в кінці грудня на об'єкт в центральній частині першого блоку введено в експлуатацію свердловину № 21. Початковий пластовий тиск по свердловині № 21 становив 39,2 МПа, дебіт газу близько 100 тис. м³/д. У 1976 р. річний видобуток газу продовжував зростати і становив 64 млн. м³ газу, у продукції з'явилась вода – 84,3 г/м³ і в кінці серпня з дебітом 135 тис. м³/добу з експлуатації виведено свердловину № 23, яку переведено на вищезалягаючий горизонт. Об'єкт розроблявся єдиною свердловиною № 21 до середини 1977 р. після чого, у зв'язку з зростанням місту води в продукції та рідинними пробками на вибої, свердловину переведено на вищезалягаючий горизонт. Розробку об'єкту відновлено у 1980 р. введенням в експлуатацію свердловини № 31 в західній частині першого блоку на відстані близько 56 м від тектонічного порушення, що розділяє блоки 1 та 5. У свердловині одночасно розкрито горизонти В-26 та Т-1. Початковий пластовий тиск становив 33,6 МПа, дебіт газу 36,3 тис. м³/добу. Протягом наступних п'яти років об'єкт розроблявся однією свердловиною, максимальний темп відбору газу припадав на 1982 р. – 7% від початкових запасів газу або 44,3 млн. м³, вода у продукції свердловини з'явилась у 1984 р., проте її вміст був незначним і становив близько 3,2 г/м³. В березні 1986 р. на поклад в центральній частині першого блоку введено свердловину № 42, а в березні 1988 р. з нижчезалягаючого горизонту Т-1 переведено свердловину № 41. Початко-

вий пластовий тиск у свердловині № 42 становив 31,6 МПа, початковий дебіт газу 78,8 тис. м³/добу, по свердловині № 41 – дебіт становив 40 тис. м³/добу.

Збільшення фонду свердловин позитивно вплинуло на динаміку видобутку, річний видобуток газу вдалось стабілізувати на рівні близько 13 млн. м³.

В серпні 1989 р. в східній частині першого блоку в експлуатацію введено свердловину № 44, в якій підсічено порушення, що розділяє блоки 1 та 2. Початковий пластовий тиск заміряний у свердловині становив 18,2 МПа, дебіт газу – 1 тис. м³/добу. До середини 1992 р. поклад розроблявся чотирма свердловинами, відбувалось поступове падіння видобутку газу - з 9 млн. м³ до 0,3 млн. м³ на рік, конденсат та вода перестали виноситися з вибою свердловин у 1991 р. З 1992 р. до 1993 р. об'єкт розроблявся трьома свердловинами у зв'язку з вибуттям з експлуатації свердловини № 31, середній дебіт газу становив 0,2 тис. м³/добу. Збільшення темпу відбору газу відбулось у 1994 р. із введенням в експлуатацію свердловини № 40 в центральній частині першого блоку. Протягом року відбір газу становив 18,5 млн. м³, а в наступному році видобуток газу зріс до 22,4 млн. м³. В кінці 1995 р. свердловину № 44 переведено на вищезалягаючий горизонт В-15, в середині 1996 р. з експлуатації вибула свердловина № 41 і видобуток здійснювався єдиною свердловиною № 42, яку у зв'язку з незначними відборами в березні 1997 р. переведено на вищезалягаючий горизонт В-20. В даний час об'єкт в розробці не перебуває. Станом на 01.01.2016 р. накопичений видобуток газу становить 379,818 млн. м³, конденсату – 195,391 тис. т, води – 8,081 тис. т. По об'єкту досягнуто коефіцієнти газовилучення 0,601, конденсатовилучення – 0,372.

Розробку об'єкта В-20 розпочато в кінці серпня 1977 р. введенням в експлуатацію свердловини № 21, яку було переведено з нижчезалягаючого горизонту В-26. Горизонт В-20 свердловиною розкрито в західній частині першого блоку на відстані близько 23 м від ГВК. Початковий дебіт газу становив 84 тис. м³/добу, вода в продукції відсутня. Початковий пластовий тиск становив 39,0 МПа. До кінця року відбувалось поступове падіння дебіту газу до 18,5 тис. м³/добу на фоні практично незмінного конденсатного фактору – близько 900

г/м³. У зв'язку із зниженням відборів здійснено переведення свердловини на вищезалягаючий горизонт і з лютого 1978 р. об'єкт у розробці не перебував. Видобуток з покладу відновлено в червні 1996 р. у зв'язку із введенням в експлуатацію свердловини № 41 в центральній частині першого блоку, яку було переведено з нижчезалягаючого горизонту В-26. Початковий дебіт газу становив 84 тис. м³/добу, вода в продукції відсутня. В наступному році в експлуатацію на поклад в північно-західній частині першого блоку було введено свердловину № 42, що позитивно вплинуло на динаміку видобутку – річний відбір газу зріс до 7,7 млн. м³, конденсату до 1,54 тис. т. У кінці року з експлуатації виведено свердловину № 41 у зв'язку з обводненням та падінням дебіту. В кінці грудня 1998 р. в експлуатацію в східній частині першого блоку введено свердловину № 40. Початковий пластовий тиск, заміряний в свердловині в січні 1999 р., становив 25,4 МПа, дебіт газу – 70 тис. м³/добу. Протягом 1999 р. річний відбір газу з покладу сягнув свого максимуму – 23,2 млн м³, що склало 40,7% від початкових запасів, проте в подальшому відбувалось стрімке падіння видобутку. В кінці цього ж року з експлуатації виведено свердловину № 42, а в листопаді 2000 р. – свердловину № 40. В даний час об'єкт в розробці не перебуває. Станом на 01.01.2016 р. накопичений видобуток газу становить 54,546 млн. м³, конденсату – 15,133 тис. т, води – 0,862 тис. т. Досягнуті коефіцієнти вилучення газу 0,957, конденсату – 0,319.

Об'єкт В-19 залучено до розробки у вересні 1976 р. введенням в експлуатацію свердловини № 22 в східній частині першого блоку. Свердловину було переведено з нижчезалягаючого горизонту і введено в експлуатацію з початковим пластовим тиском – 38,9 МПа, дебіт газу при цьому становив – 157,8 тис. м³/добу. Протягом 1976 - 1977 рр. річний відбір газу зріс від 15,58 млн м³ до 17,03 млн. м³. В травні 1977 р. свердловину № 22 у зв'язку з різким падінням дебіту переведено на горизонт В-18 і протягом наступних 10 років об'єкт не розроблявся. Видобуток з покладу відновлено в кінці липня 1987 р. у зв'язку із введенням в експлуатацію свердловини 43 в західній частині третього блоку. Горизонт розкрито на відстані близько 5 м від ГВК та 13 м від порушення, що

розділяє блоки 3 та 4. Початковий пластовий тиск становив 36,7 МПа, дебіт газу – 46 тис. м³/добу. До 1988 р. річний відбір знизився від 4,28 до 3,32 млн. м³, а з 1989 р. рідина перестала виноситись з вибою свердловини і річний відбір зменшився до 0,3 млн. м³. До 1992 р. продовжувалось падіння видобутку і в середині року за дебіту 0,2 тис. м³/добу свердловину переведено на вищезалягаючий горизонт. Протягом наступних чотирьох років об'єкт не розроблявся. В кінці 1997 р. в центральній частині першого блоку в експлуатацію введено свердловину № 41, яку переведено з нижчезалягаючого горизонту В-20. Початковий пластовий тиск по свердловині становив 33,9 МПа, дебіт газу - 34,1 тис. м³/добу. У 1998 р. досягнуто максимального річного відбору газу – 24,87 млн. м³, середній дебіт газу становив 68,1 тис. м³/добу, водяний фактор залишався на рівні, близькому до вологовмісту газу – 5,23 г/м³. До наступного року відбулось швидке зменшення темпів відбору газу, дебіт понизився до 10 тис. м³/добу. В 2000 р. на поклад в першому блоці введено свердловину № 42, що позитивно вплинуло на динаміку видобутку – річний відбір газу зріс до 12,63 млн. м³. Проте вже до кінця року дебіт газу по свердловині № 42 зменшився до 1 тис. м³/добу та припинилось винесення рідини. Протягом наступних двох років середній дебіт газу не перевищував 0,7 тис. м³/добу, і в кінці 2002 р., у зв'язку з низькими відборами, свердловину № 41 переведено на вищезалягаючий горизонт. Розробка об'єкта свердловиною № 42 тривала до червня 2003 р., після чого за дебіту газу 0,1 тис. м³/добу її переведено на горизонт В-17. Всього за період розробки на об'єкті В-19 працювало чотири свердловини. В даний час об'єкт не розробляється. Як і по горизонту В-20, практично по всіх свердловинах характерне різке падіння пластового тиску в початковий період роботи. Подальша робота характеризувалась зростанням пластового тиску і збільшенням вмісту води в продукції свердловин. Це свідчить про розробку покладу на водонапірному режимі. Станом на 01.01.2016 р. накопичений видобуток газу по покладу становить 84,838 млн. м³, конденсату – 32,650 тис. т, води – 1,325 тис. т. Досягнуті коефіцієнти газовилучення 0,406 та конденсатовилучення – 0,188.

Розробку об'єкта В-18 розпочато в травні 1977 р. введенням в експлуатацію свердловини № 22, яку було переведено з нижчезалягаючого горизонту В-19 в східній частині першого блоку. Початковий пластовий тиск заміряний у свердловині становив 38,3 МПа, дебіт газу - 195,1 тис. м³/добу. На початку наступного року фонд видобувних свердловин зріс до двох внаслідок введення в експлуатацію свердловини № 21 в південно-західній частині першого блоку з початковим дебітом газу – 206,7 тис. м³/добу, вода в продукції була присутня в межах вологовмісту – 8 г/м³. Впродовж 1978 р. річний відбір газу з покладу сягнув свого максимуму – 114,3 млн. м³, проте вже в кінці року з експлуатації вибула свердловина № 22 з дебітом 150 тис. м³/добу, що призвело до значного зменшення відборів, і в 1979 р. видобуток зменшився до 47,3 млн. м³, а до середини 1980 р. – до 5,6 млн. м³ і у зв'язку із значним обводненням та падінням видобутку з експлуатації виведено свердловину № 21. Протягом наступних 11 років об'єкт в розробці не перебував. Видобуток газу з покладу відновлено в липні 1992 р. у зв'язку із введенням в експлуатацію свердловини № 31 в третьому блоці. Початковий дебіт газу становив 15 тис. м³/добу. Протягом 1992 - 1994 рр. відбори становили близько 2 млн. м³, конденсатний фактор коливався від 109 до 309 г/м³. В 1995 р. річний відбір газу по свердловині зріс до 10 млн. м³ і після річного періоду постійного видобутку почав різко зменшуватись. З 1999 р. середньорічний дебіт газу зменшився до 0,1 млн. м³ і припинилось винесення води з вибою свердловини, конденсатний фактор в той же час зріс до 3000 г/м³. В листопаді 2000 р. на поклад в другому блоці введено свердловину № 40, в якій підсічено порушення, що розділяє блоки 1 та 2. Початковий пластовий тиск у свердловині становив 23,7 МПа, дебіт газу – 0,9 тис. м³/добу, конденсат та вода у продукції свердловини були відсутні. На початку наступного року з експлуатації вибуває свердловина № 31 і протягом року середній дебіт газу становив 0,3 тис. м³/добу. З 2002 р. і до 2003 р. експлуатаційний фонд зріс до двох свердловин у зв'язку із введенням свердловини № 41 в центральній частині першого блоку, що позитивно вплинуло на динаміку видобутку – дебіт газу зріс до 33,7 тис. м³/добу. У наступному році відбори газу різко зменшились та з

експлуатації вибула свердловина № 40. Розробка покладу тривала до кінця 2005 р. і була призупинена у зв'язку з переведенням свердловини № 40 на вищезалягаючий горизонт В-17. У липні 2016 р. на горизонт введена свердловина № 9 з дебітом газу – 20,2 тис. м³/добу. В подальшому до кінця року дебіт газу перебував на рівні 1 тис. м³/добу. Всього за період розробки на об'єкті В-18 працювало шість свердловин. Для динаміки зміни пластового тиску по покладу характерним є його зниження в початковий період експлуатації та деяке відновлення після падіння об'ємів видобування. Також спостерігається доволі високий водний фактор по свердловинах. Це свідчить розробку покладу в умовах водонапірного режиму. Станом на 01.01.2018 р. поклад експлуатується єдиною свердловиною № 9. Дебіт газу становить 0,993 тис. м³. Наразі вода та конденсат у продукції свердловини відсутні. Накопичений видобуток газу по покладу становить 258,808 млн. м³, конденсату – 172,581 тис. т, води – 9,666 тис. т. По об'єкту досягнуті коефіцієнти газовилучення 0,827, конденсатовилучення – 0,664.

Об'єкт В-17 залучено до розробки у 1973 р. введенням в експлуатацію свердловини №1 в західній частині першого блоку. Свердловиною розкрито два горизонти В-17в та В-17н. Початковий дебіт газу становив 213,7 тис. м³/добу, вода в продукції свердловини відсутня. Початковий пластовий тиск становив 37,8 МПа. Протягом трьох наступних років об'єкт розроблявся однією свердловиною з високим темпом відбору запасів, що становив близько 4%, та річним відбором газу від 71 до 82 млн. м³. В середині 1976 р. на поклад введено свердловину № 23, яку переведено з нижчезалягаючого об'єкту, в другому блоці структури. Свердловиною розкрито горизонт В-17н поблизу внутрішнього ГВК. Введення свердловини 23 позитивно вплинуло на динаміку видобутку газу, відбулось зростання річних відборів до 108 млн. м³, а у 1977 р. – до 149 млн. м³. У кінці 1977 р. свердловину № 23 переведено у спостережні з технічних причин. З 1978 р. по 1980 р. відбувалось поступове зростання фонду свердловин і на кінець періоду він становив чотири свердловини. Введення свердловин відбувалось по одній на рік, так було введено свердловини №№ 21, 22 та 32. Усі свердловини введено в першому блоці структури. Зростання видобувного фон-

ду призвело до зростання видобутку і в 1979 р. річний відбір газу сягнув свого максимуму – 172,6 млн. м³. У 1982 р. відбулось різке зменшення видобутку газу – до 30,5 млн. м³, з експлуатації вибула свердловина № 1 у зв'язку із обводненням та введено нову свердловину № 9 в центральній частині першого блоку. До 1985 р. видобувний фонд залишався незмінним, відбувалось плавне падіння дебіту свердловин. Річний відбір газу за цей час зменшився до 9,8 млн. м³. У 1986 р. річний відбір газу зріс внаслідок проведеного капітального ремонту у свердловині № 21 та розкриття горизонту В-17в, і продовжував зростати до 1987 р. до 20,3 млн. м³ газу на рік. Протягом 1987 - 1992 рр. видобуток залишався постійним і становив близько 21,6 млн. м³ газу на рік, з експлуатації вибули свердловини №№ 22 та 32, введено нову свердловину № 43 у третьому блоці. Протягом наступних шести років відбувалось поступове зменшення видобутку газу та зменшення фонду свердловин, і в 1998 р. середній дебіт свердловин становив 1,1 тис. м³/добу, річний відбір – 0,8 млн. м³. З 1999 р. винесення рідини з вибою свердловин припинилося і до 2000 р. дебіт газу зменшився до 0,7 тис. м³/добу. В січні 2001 р. в експлуатацію на поклад в третьому блоці введено свердловину № 31. Початковий дебіт газу становив 32,5 тис. м³/добу, у свердловині розкрито горизонт В-17н. До 2005 р. фонд свердловин зріс ще на дві одиниці внаслідок введення свердловин №№ 40 та 42 відповідно в другому та першому блоках. Введення нових свердловин позитивно вплинуло на динаміку видобутку, відбулось поступове нарощення темпів видобутку і у 2005 р. річний відбір газу становив 56 млн. м³. В 2006 р. у зв'язку з аварією з експлуатації вибула свердловина № 9, що призвело до різкого падіння видобутку з покладу і до 2007 р. річний відбір зменшився до 1 млн. м³. У 2008 р. фонд видобувних свердловин зменшився до двох у зв'язку з переведенням у спостережні свердловин №№ 40 та 42. Всього за період розробки на об'єкті В-17 працювало 11 свердловин. Динаміка роботи свердловин, особливо тих, що експлуатували об'єкт недалеко від ГВК, свідчить про значний вплив на розробку законтурних вод та, відповідно, розвиток водонапірного режиму. Станом на 01.01.2018 р. поклад експлуатує одна свердловина № 41. Дебіт газу становить 0,010 тис. м³. Вода та конденсат у про-

дукції свердловини відсутні. Накопичений видобуток газу по покладу становить 1470,619 млн. м³, конденсату – 850,961 тис. т, води – 155,698 тис. т. По об'єкту досягнуті коефіцієнти газовилучення 0,627, конденсатовилучення – 0,392.

Об'єкт В-16 залучено до розробки у 2004 р. введенням в експлуатацію свердловини № 43 в західній частині третього блоку. Горизонт розкрито на внутрішньому ГВК. Початковий пластовий тиск становив 36,56 МПа, початковий дебіт газу – 4,7 тис. м³/добу, конденсат і вода в продукції відсутні. Розробка об'єкту однією свердловиною тривала до кінця 2007 р. Протягом цього періоду відбулось поступове зменшення дебіту газу та річного видобутку – з 0,56 млн. м³ газу в 2004 р. до 0,03 млн. м³ в 2007 р. У зв'язку з низькими відборами свердловину переведено у п'єзометричні. У вересні 2014 р. на поклад переведено свердловину № 40, що розкрила його в східній частині. Початковий дебіт газу свердловини становив 26,2 тис. м³/добу, конденсату – 3,6 т/добу, води – 0,1 т/добу. Пластовий тиск, заміряний у жовтні 2014 р., становив 23,7 МПа. Всього за період розробки на об'єкті В-16 працювало дві свердловини у різних блоках. Свердловина № 43 розкрила поклад поблизу ГВК. Динаміка пластового тиску по цій свердловині вказує, що ділянка розроблялась на водонапірному режимі. В той же час, свердловина № 40 експлуатує блок, що замкнутий з усіх сторін, тому проявляється лише газовий режим. Станом на 01.01.2018 р. накопичений видобуток газу по покладу становить 3,757 млн. м³, конденсату – 0,238 тис. т, води – 2,761 тис. т. Розробку об'єкту В-15 розпочато в кінці грудня 1979 р. введенням в експлуатацію свердловини № 9 з буріння в центральній частині першого блоку. Початковий дебіт газу становив 116 тис. м³/добу. В середині наступного року на поклад з буріння введено свердловину № 10 на внутрішньому контурі ГВК у третьому блоці з початковим дебітом газу 66,6 тис. м³/д. Збільшення фонду свердловин призвело до зростання річного відбору газу, який у 1980 р. сягнув 45,3 млн. м³, відбір конденсату становив 33,8 тис. т. В січні 1982 р. з експлуатації вибула свердловина № 9 внаслідок значного зменшення дебіту газу. Протягом наступних п'яти років об'єкт розроблявся однією свердловиною,

з 1983 р. припинилось винесення конденсату, дебіт газу зменшився до 0,2 тис м³/добу. В середині 1988 р. в другому блоці покладу з нижчезалягаючого горизонту переведено свердловину № 22. Початковий дебіт газу становив 0,2 тис. м³/добу, конденсат і вода в продукції свердловини були відсутні. З наступного місяця дебіт зріс до 5 тис. м³/добу. До липня 1989 р. свердловина працювала з дебітом від 0,2 тис. м³/добу до 6 тис. м³/добу, з серпня видобуток практично припинився, дебіт газу становив 0,2 тис. м³/добу. У зв'язку з падінням видобутку в березні 1991 р. свердловину № 22 виведено з експлуатації і розробка покладу продовжувалась однією свердловиною № 10. До березня 1996 р. середньорічні відбори газу становили близько 0,06 млн. м³, після чого на поклад в другому блоці введено свердловину № 44. Річний відбір газу при цьому зріс незначно, до 0,36 млн. м³, і у зв'язку з значним падінням дебіту з експлуатації в кінці 1997 р. вибула свердловина №10. З 1998 р до 2009 р. поклад розроблявся однією свердловиною № 44 з поступово спадаючими відборами – від 0,130 млн. м³ у 1998 р. до 0,001 млн. м³ у 2014 р. У лютому 2015 р. з нижчезалягаючого горизонту В-17 на поклад переведено свердловину № 31. Середній дебіт газу у березні 2015 р. становив 22,6 тис. м³. Всього за період розробки на об'єкті В-15 працювало п'ять свердловин. З динаміки пластових тисків по свердловинах №№ 10, 31, 22 та 44 видно, що блоки, які розроблялися даними свердловинами працювали на водонапірному режимі. Так, наприклад, по свердловині № 10, яка розкрила горизонт В-15 в безпосередній близькості до ГВК, пластовий тиск знизився від початкового рівня всього на 1 МПа. По свердловинах, що розташовані на більшій відстані від ГВК, спостерігається падіння пластового тиску в початковий період відборів вуглеводнів, та його подальша стабілізація і деяке відновлення після зменшення рівня відборів. По блоку свердловини № 9 важко зробити висновок про наявність чи відсутність впливу за контурних вод, оскільки єдина експлуатаційна свердловина, яка працювала в даному блоці, розкрила його в центральній частині на великій відстані від ГВК. Термін її роботи на даному об'єкті доволі незначний – два роки. За цей період зафіксовано лише падіння пластового тиску до рівня 15,4 МПа. Даних про його подальшу динамі-

ку немає. Тому, виходячи з наявної інформації, приймаємо, що дана ділянка покладу горизонту В-15 розроблялась в умовах газового режиму. Станом на 01.01.2018 р. поклад продовжують розробляти двома свердловинами – №№ 31 та 44. Дебіт газу свердловини № 31 становить 0,010 тис. м³/добу, свердловини № 44 – 0,010 тис. м³/добу. Вода та конденсат у продукції свердловин відсутні. Накопичений видобуток газу по покладу становить 89,754 млн. м³, конденсату – 55,730 тис. т, води – 1,693 тис. т. По родовищу в цілому накопичений видобуток газу на 01.09.2018 р. становить 2399,398 млн. м³, конденсату – 1344,949 тис. т, води – 181,860 тис. т.

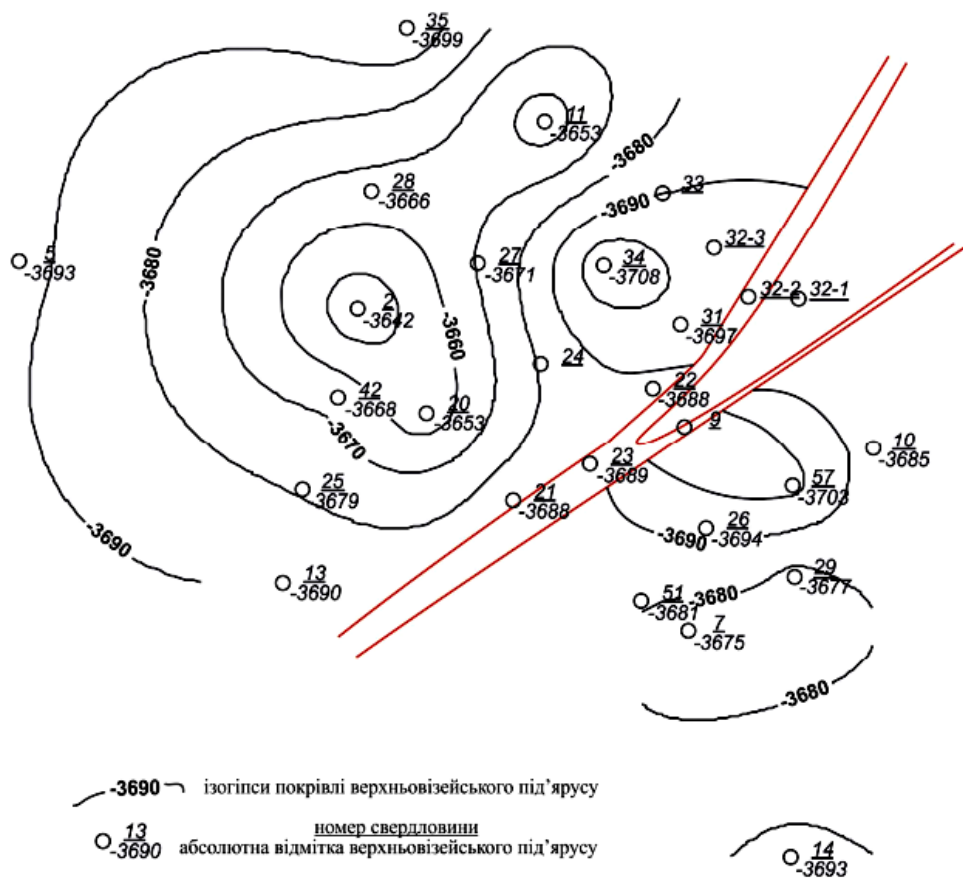


Рисунок 1.3. Структурна карта Талалаївського ГКР Чернігівської області

Геологічний розріз Талалаївської структури є типовим для Плісківсько-Лисогірського виступу докембрійського кристалічного фундаменту, на якому залягають вулканогенно-осадові породи девону та осадові відклади карбону, пермі і мезозой-кайнозою (рис. 1.3) [3, 10]. Найдревнішими є верхньофранські відклади, які представлені євланівсько-лівенською товщею, що складена сульф-

фатно-карбонатними породами, інколи з прошарками мергелів та ангідритів. Повністю ці відклади свердловинами не пройдені. На сусідніх площах у розрізі франу присутні вулканогенні утворення. Розкрита товщина відкладів верхньофранського під'ярусу становить 536 м.

Нижньофаменський під'ярус (D_3fm_1) представлений задонсько-єлецькими теригенно-карбонатними породами – слюдистими польовошпат-кварцовими пісковиками, алевролітами та аргілітами, що перешаровуються та часто переходять в слюдисті алевроліти, а також щільними вапняками і мергелями. Товщина фаменського ярусу в розкритих свердловинами розрізах сягає 210 - 235 м.

Загальна товщина верхньодевонських утворень в розрізі родовища, вочевидь, перевищує 1500 м.

Кам'яновугільні породи залягають на розмитій поверхні девону. Вона представлена нижнім, середнім та верхнім відділами. Нижній відділ поділяється на турнейський, візейський та серпуховський яруси.

Турнейський ярус (C_{1t}) складений теригенними породами з прошарками карбонатних різновидів. Товщина турнейського ярусу в межах родовища складає 170 - 200 м.

Візейський ярус (C_{1v}) з неузгодженням залягає на турнейських і, місцями, девонських відкладах. Розріз візе поділяється на нижньовізейський та верхньовізейський під'яруси.

Нижньовізейські відклади представлені піщано-глинистою та карбонатно-глинистою товщами. В підошві піщано-глинистої товщі виділяється продуктивний горизонт В-26, який складений пісковиками аналогічними турнейським.

Відклади пізнього візе неузгоджено залягають на ранньовізейських утвореннях. Вони поділяються на дві літологічні товщі: нижню – глинисто-карбонатну з прошарками темно-сірих пісковиків і верхню – глинисто-алеврито-піщану з прошарками вапняків. У верхньовізейському під'ярусі виділено ряд піщано-алевритових горизонтів (від В-15 до В-20), з якими пов'язані промислові скупчення нафти. Загальна товщина візейського комплексу порід складає 440 - 500 м.

Породи серпухівського ярусу (C_{1s}) залягають на розмитій поверхні візейських відкладів. Вони представлені глинистим розрізом з прошарками пісковиків і алевролітів, зрідка вапняків і вугілля. Товщина серпухівського ярусу на родовищі складає 107 - 127 м та збільшується до периферії підняття.

Середній карбон складений теригенно-карбонатними породами башкирського і московського ярусів, типовими для всієї ДДЗ. Вони розкриті усіма свердловинами, які пробурені в межах родовища.

Утворення башкирського ярусу (C_{2b}) неузгоджено залягають на породах нижнього карбону і поділяються на дві товщі: нижню (товщиною до 100 м) – карбонатно-глинисту і верхню – аргіліто-алеврито-піщану. Нижня товща представлена, насамперед, пачкою органогенно-хемогенних вапняків відомою під назвою «башкирська плита». Товщина її – до 230 м.

Верхня товща представлена піщано-алевритовими породами з прошарками аргілітів, зрідка – вапняків та вугілля. Товщина ярусу – 271 - 307 м.

Відклади московського віку (C_{2m}) узгоджено перекривають башкирські. Літологічно виражені пісковиками і алевролітами, що перешаровуються з аргілітами. Товщина – 235 - 271 м.

Пізнюкам'яновугільні відклади представлені піщано-глинистою товщею (266 - 287 м).

Пермська система неузгоджено залягає на породах карбону. Вона складена глинисто-карбонатними та сульфатно-хемогенними утвореннями ранньої пермі (асельський ярус) – пісковиками, глинами, вапняками, доломітами, ангідритами. Товщина – 74 - 82 м.

Відклади тріасового періоду трансгресивно залягають на пермських і представлені нижнім та середнім відділами. Нижній відділ складений поліміктовими пісковиками та строкатобарвними глинами. Товщина – 264 - 290 м. Верхній відділ утворюють піщано-глинисті породи з прошарками мергелів. Товщина – 215 - 260 м.

Юрська система представлена середнім та верхнім відділами. Середній відділ (батський та байоський яруси) складений алевролітами і глинами товщи-

ною 120 - 150 м, верхній (келовейський, оксфордський та кімеріджський яруси) – глинами сірими з прошарками пісковиків та мергелів. Товщина – 202 - 215 м.

Крейдова система представлена нижнім і верхнім відділами. Нижню крейду складають піщано-глинисті утворення товщиною 140 - 160 м. Верхня крейда (сеноманський, туронський, коньякський, сантонський, кампанський та маастрихтський яруси) за літолого-фаціальними ознаками поділяється на дві товщі: нижню – теригенну (сеноманський ярус) і верхню (решта розрізу). Нижня товща (до 40 м) складена кварцовими пісками і пісковиками; верхня – писальною крейдою та крейдоподібними мергелями. Загальна товщина пізньокрейдових відкладів – 490 - 530 м.

Палеогенові відклади кайнозойської групи залягають з кутовим неузгодженням на породах крейдової системи. Літологічно представлені здебільшого пухкими глауконіто-кварцовими пісками з прошарками глин. Товщина цих відкладів у розрізі родовища – від 280 до 320 м.

Розріз неогенового та четвертинного віків (товщина 56 - 73 м) представлений строкатими глинами, пісками та льосоподібними суглинками.

1.3 Гірничо-геологічні умови буріння проектних свердловин

На Талалаївському родовищі пробурено 21 свердловину. Станом на 01.01.2018 р. вісім свердловин ліквідовано з геологічних причин (№№ 2, 3, 4, 7, 8, 12, 13, 24), п'ять свердловин перебуває у водозабірному та поглинальному фонді (№№ 1, 10, 22, 23, 32), три свердловини (№№ 21, 42, 43) у контрольному фонді. Експлуатаційний фонд налічує п'ять діючих свердловин: свердловина № 9 експлуатує горизонт В-18, свердловина № 41 експлуатує горизонт В-17, свердловина № 40 працює на горизонті В-16, свердловини №№ 31 та 44 експлуатують горизонт В-15. Розробка покладів горизонтів В-19, В-20, В-26 та Т не проводиться у зв'язку з відсутністю фонтанування через зниження пластового тиску і значне обводнення.

Розташування свердловин зумовлено найперспективнішим з геологічної точки зору місцем, яке обумовлено оптимальними геологічними умовами розкриття перспективних продуктивних горизонтів на Талалаївському родовищі та поверхневими умовами, територіальні альтернативи для яких відсутні [9].

На родовищі виділені три розривних порушення, які безпосередньо розбивають присклепінну частину складки. Крім того, встановлено порушення, за даними сейсморозвідки на периферії підняття. Такі порушення виділяють Талалаївську структуру від Скороходівського та Матлахівського підняття. Ще одне з них, північно-західного простягання, зрізає південне крило Талалаївського склепіння. Продуктивні горизонти Талалаївського родовища пов'язані з верхньо-, нижньовізейськими відкладами та верхами турнейського ярусу. В їх складі виділяються продуктивні горизонти В-15, В-16, В-17в, В-17н, В-18, В-19, В-20, В-26, Т-1, Т-2, Т-3. Кожен продуктивний горизонт складається із пластів пісковиків, алевролітів, аргілітів з прошарками вапняків і доломітів. Горизонти добре корелюються в розрізах свердловин і простежуються на значні відстані завдяки наявності витриманих прошарків вапняків. В складі окремого горизонту присутній один-два, інколи більше продуктивних пластів пісковиків. Горизонти розділені пачками аргілітів, які є покрішками для покладів і забезпечують збереження скупчень вуглеводнів. Горизонт В-15 складений, в основному, ущільненими породами вапняків і доломітів. Поклади газу і газоконденсату пов'язані з пісковиками і алевролітами, які представлені одним, рідко двома малопотужними прошарками. Ефективна товщина змінюється в невеликому діапазоні від 1,2 до 2,8 м. Горизонт В-16 виділяється у більшості свердловин родовища. Горизонт впевнено корелюється по розрізу свердловин з карбонатним репером – в покрівлі пачка вапняків товщиною від 5 до 16 м. Проникна частина горизонту складена одним-двома прошарками пісковиків, які переходять у алевроліти. Ефективна товщина змінюється в межах від 0,8 до 3,2 м. Горизонт В-17в на Талалаївському родовищі є одним із головних експлуатаційних об'єктів. Горизонт витриманий по площі і розрізу. Пісковики по горизонту кварцові, світло-сірого і білого кольору, від дрібнозернистих до середньозернистих. Ефек-

тивна насичена товщина – від 0,8м до 11,2 м. Горизонт В-17н також є одним з основних об'єктів експлуатації і розкритий всіма свердловинами. Колектори мають кращі фільтраційно-ємнісні характеристики. Ефективна насичена товщина від 10,8 до 20,0 м. Горизонт В-18 представлений, в основному двома пластами пісковика і характеризується різкою фаціальною мінливістю. Пісковики сірі та світло-сірі, дрібно- і середньозернисті. Ефективна товщина горизонту змінюється від 1,2 м до 18,0 м. Горизонт В-19 літологічно представлений піщано-алевролітовими прошарками незначної товщини, які чергуються з прошарками вапняків і аргілітів. Пісковики світло-сірі, сірі, дрібнозернисті. Аргіліти темно-сірі, з тріщинами, виповнені білим кальцитом. Горизонт В-20 залягає на розмитій поверхні підстилаючих порід і досить витриманий по площі. Горизонт утворений дрібнозернистими пісковиками світло-сірого кольору. Ефективна товщина колекторів горизонту невелика – 0,8 - 9,2 м. Горизонт В-26 залягає на підшві візейського ярусу і також є одним з головних експлуатаційних об'єктів. Горизонт літологічно неоднорідний, складений чергуванням пісковиків і алевролітів з прошарками темно-сірих аргілітів та вапняків. Ефективна товщина складає від 1,2 до 8,8 м. Горизонт Т залягає в основі нижньовізейського під'ярусу. Літологічно вони представлені чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Ефективна товщина горизонту змінюється від 1,2 м до 6,4 м.

Підраховані та затверджені початкові балансові запаси газу по Талалаївському родовищі склали 4112 млн. м³ категорії С₁, та 397 млн. м³ категорії С₂. Затвердженні початкові балансові запаси конденсату становили 4156 тис. т, категорії С₁ і 402 тис. т категорії С₂, в тому числі видобувні 2115 тис. т і 207 тис. т по тих же категоріях відповідно.

При подальшій розробці Талалаївського родовища буде використано сучасні технології що забезпечують охорону надр, мають достатньо низький вплив на навколишнє природне середовище. При реалізації планованої діяльності буде використано сертифіковане обладнання, сировина, матеріали, комплектуючі, що відповідають діючим санітарним та будівельним нормам. Для зниження впливу на довкілля, передбачені: контейнери для всіх видів відходів що

утворюються; переміщення техніки по існуючим дорогам; зберігання матеріалів та хімреагентів в оригінальній упаковці або в герметичних ємностях – в спеціально відведених місцях, що обладнані відповідно до вимог чинного законодавства.

Таблиця 1.1

Укрупнена літолого-геологічна характеристика Талалаївського ГКР

Шкала глибин, м	Узагальнена літологічна характеристика	Максимальна категорія		Градiєнти тиску, МПа/м		Можливі ускладнення
		за твердістю	за абразивністю	Пластового	Гiдророзриву	
0-300 к	Глина, пісок, мергель	III	II	0,0100	0,0140	Обвали
300-800	Глина, аргіліт, рихлий пісковик, крейда	III	III	0,0120	0,0185	Поглинання в глинах, збагачення розчину шламом
800-1400	Аргіліт, алевроліт, вапняк	III	III	0,0140	0,0190	Поглинання
1400-1900	Доломіт, вапняк	VI	VI	0,0140	0,0190	Жолобоутворення
1900-2600 п	Аргіліт, вапняк, алевроліт	V	IV	0,0140	0,0195	Осіпання аргілітів
2600-3200	Алевроліт, пісковик, вапняк	VI	VI	0,0145	0,0195	Поглинання
3200-3400	Вапняк, доломіт	VI	VI	0,0145	0,0195	Жолобоутворення
3400-3800	Чергування пачок пісковуку	VI	VI	0,0155	0,0210	Зона газопроявлень

Призначення свердловин: для пошуків газу і газоконденсату; профіль свердловин: вертикальний; проектна глибина: в середньому 3800 м. Спосіб закінчення: спуск експлуатаційної колони, її цементування з подальшою перфорацією для випробування і можливої експлуатації перспективно продуктивних об'єктів. Узагальнена літолого-геологічна характеристика ділянки виконання бурових робіт на Талалаївському ГКР наведена в табл. 1.1.

На площі пробурений ряд пошуково-розвідувальних свердловин. Сверд-

ловини бурилися за триколонною конструкцією. Проводку свердловин під кондуктор, першу і другу проміжні колони здійснювали в основному роторним, під експлуатаційну колону роторним і турбінним способами або їх комбінацією. Серед ускладнень спостерігалися незначні поглинання, затягування, прихоплення бурового інструменту через прояви диференціального тиску у водоносних горизонтах або осипання щільних глинистих порід нижніх інтервалів.

За буримістю породи геологічного розрізу відносяться до групи м'яких з пластами порід середньої твердості і рідкими прошарками твердих. Розріз є нестійкий через наявність прошарків неміцних порід, що відрізняються дуже низьким градієнтом тиску гідророзриву.

Відповідно до існуючої класифікації ресурсів та запасів родовищ, площа за величиною ресурсів газу відноситься до дрібних родовищ, а за фазовим станом – до газоконденсатних. Площа має складну геологічну будову, характеризується мінливістю товщ і колекторських властивостей продуктивних горизонтів, наявністю тектонічних порушень.

Буріння передбачається здійснювати роторним способами. Конструкції свердловини включає послідовне перекриття пробурених інтервалів до проектної глибини обсадними колонами. Кожна обсадна колона після спуску в свердловину цементується високоміцним тампонажним портландцементом до гирла. З метою попередження викиду пластових флюїдів і забруднення поверхневих вод при бурінні під експлуатаційну колону на кондуктор встановлюються превентори.

Розділ 2. Техніко-технологічна частина

2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

При пошуках, розвідці і розробці нафтових і газових родовищ бурять опорні, параметричні, структурні, пошукові розвідувальні, експлуатаційні, нагнітальні, спостережні та інші свердловини [11].

Відповідно до існуючої термінологічної характеристики, під конструкцією свердловини розуміють схему її будови, яка включає сукупність даних про: кількість обсадних колон, інтервали їх спуску, діаметри обсадних колон і доліт для буріння стовбура свердловини під кожною колоною, інтервали цементування обсадних колон. Конструкція свердловини складається з декількох концентрично розміщених одна в іншій обсадних колон, кожна з яких має своє призначення залежно від гірничо-геологічних умов конкретного розрізу.

Верхня частина свердловини називається гирлом, дно – вибоєм, бічна поверхня – стінкою, а простір, обмежений стінками – стовбуром свердловини. Довжиною свердловини виступає відстань від гирла до вибою за віссю стовбура, а глибиною – проекція довжини на вертикальну вісь. Довжина і глибина чисельно рівні тільки для вертикальних свердловин, проте вони не збігаються у похилих і викривлених свердловин. Діаметри свердловини бувають такими: початковий, проміжні і кінцевий. Початковий – це діаметр, яким свердловина забурена; кінцевий – яким свердловина закінчується.

Основні елементи конструкції свердловин наведені на рис. 2.1 [12]. Початкову ділянку I свердловин називають напрямком. Оскільки гирло свердловини лежить в зоні легкокорозивних порід, його необхідно зміцнювати. У зв'язку з цим напрямком виконують наступним чином. Спочатку бурять шурф-колодязь до глибини залягання стійких гірських порід (орієнтовно 4 - 8 м). Потім в нього встановлюють трубу необхідної довжини і діаметра, а простір між стінками шурфу і трубою заповнюють бутовим каменем і заливають цементним розчином 2.

Нижчерозташовані ділянки свердловини – циліндричні. Відразу за напрямком буриться ділянку на глибину від 50 до 400 м діаметром до 900 мм, яку закріплюють наступною обсадною трубою 1, що складається зі згвинчених сталевих труб; означена обсадна колона носить назву кондуктора. Затрубний простір кондуктора цементують. За допомогою кондукторної колони ізолюють нестійкі, м'які і тріщинуваті породи, що ускладнюють процес буріння.

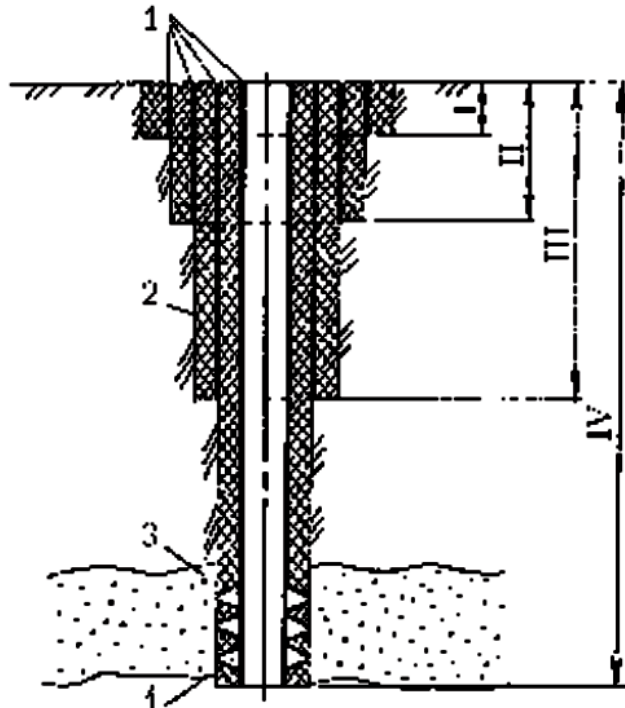


Рисунок 2.1. Спрощене схематичне зображення типової конструкції свердловини: 1 – обсадні труби; 2 – цементний камінь; 3 – пласт; 4 – перфорація в обсадній трубі і цементному камені; I – напрямок; II – кондуктор; III – проміжна колона; IV – експлуатаційна колона

Після установки кондуктора не завжди вдається пробурити свердловину до проектної глибини через проходження нових ускладнених горизонтів або через необхідність перекриття продуктивних пластів, які не планується експлуатувати даної свердловиною. У таких випадках встановлюють і цементують ще одну колону (позиція III, рис. 2.1), звану проміжною. Якщо продуктивний пласт, для розробки якого призначена свердловина, залягає дуже глибоко, то кількість проміжних колон збільшується до декількох.

Останню ділянку (позиція IV, рис. 2.1) свердловини закріплюють експлуатаційною колоною. Вона призначена для підйому нафти і газу від вибою до

гирла свердловини, або для нагнітання води (газу) в продуктивний пласт з метою підтримки тиску в ньому. Щоб уникнути перетоків нафти і газу в вищерозміщені горизонти, а води в продуктивні пласти, простір між стінкою експлуатаційної колони і стінкою свердловини заповнюють цементним розчином.

Для вилучення з пластів нафти і газу застосовують різні методи розкриття і обладнання вибою свердловини. У більшості випадків в нижній частині експлуатаційної колони, що знаходиться в продуктивному пласті, прострілюють (перфорують) рядом отворів (позиція 4, рис. 2.1) в стінці обсадних труб і цементній оболонці.

У стійких породах привибійну зону свердловини обладнують різними фільтрами і не цементують, або обсадну колону опускають тільки до покрівлі продуктивного пласта, а його розбурювання і експлуатацію здійснюють без кріплення стовбура свердловини.

Гирло свердловини в залежності від її призначення обладнують відповідною арматурою (колонна головка, засувки та ін.).

Під час проектування конструкції свердловини додержуються такої послідовності: встановлюють кількість обсадних колон та глибини їх спуску; вибирають типи обсадних колон; призначають діаметри обсадних колон та доліт для буріння під кожен колону; вибирають інтервали тампонування кожної обсадної колони.

Для встановлення кількості обсадних колон та глибин їх спуску необхідна побудова суміщеного графіку зміни градієнтів пластового тиску та тиску гідророзриву, які зазнають певних змін за глибиною свердловини [13]. На основі такого суміщеного графіку отримують орієнтовний варіант конструкції свердловини: його уточнення проводять на підставі після аналізу геолого-технічних умов буріння з урахуванням можливих ускладнень, досвіду спорудження свердловин на даному родовищі. Обґрунтоване число обсадних колон та можливі глибини їх спуску залежать від кількості інтервалів, несумісних за умовами буріння.

При виборі числа обсадних колон необхідно враховувати ступінь стійкос-

ті гірських порід і необхідність перекриття ускладнених інтервалів. Важливо пам'ятати про наявність флюїдів, агресивних по відношенню до промивальних рідин, обсадних труб і тампонажних матеріалів [14].

Інтервали цементування обсадних колон визначаються у відповідності правилами безпеки в нафтовій і газовій промисловості. Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіці градієнтів тиску можна знайти зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон (рис. 2.2).

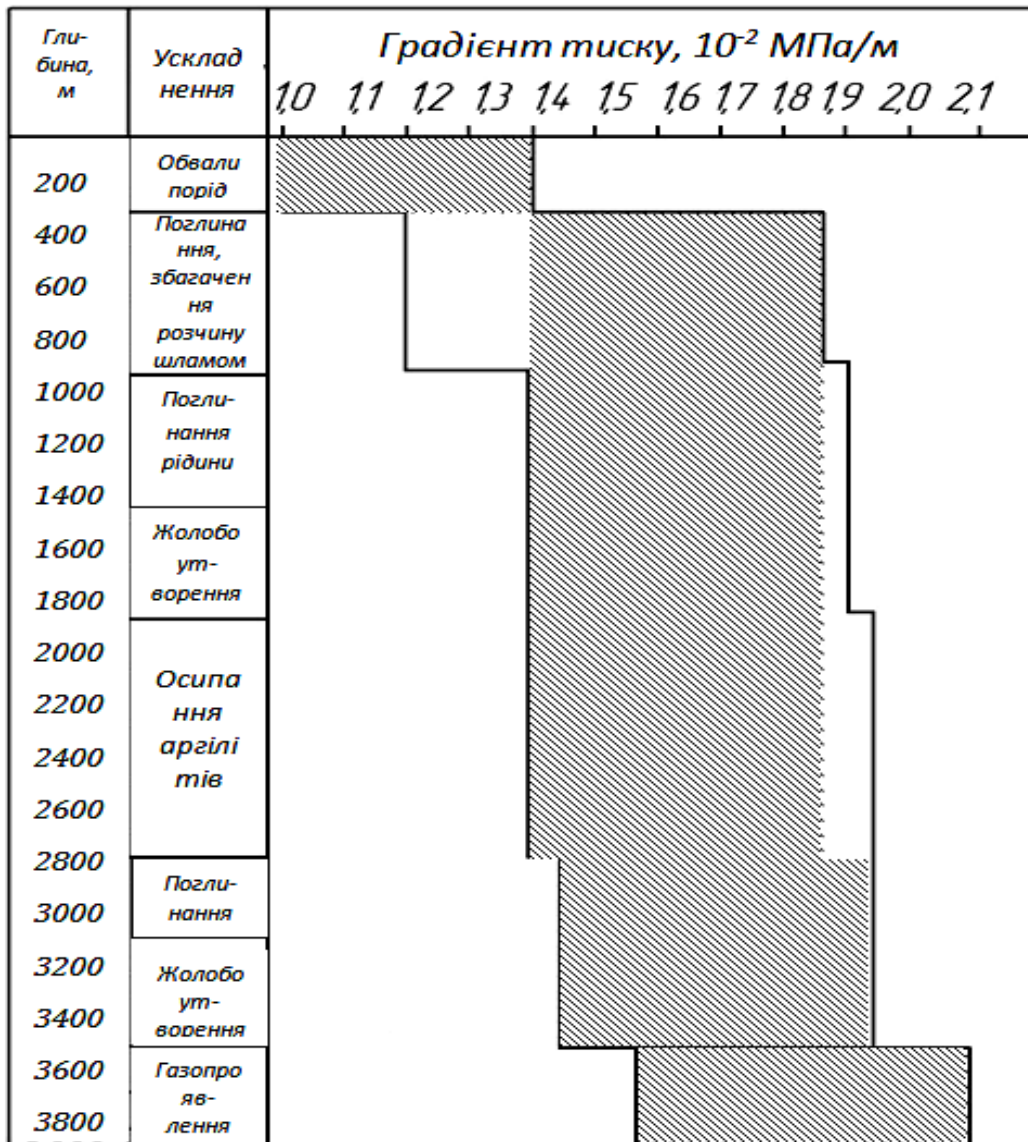


Рисунок 2.2. Суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання для умов Талалаївського ГКР

Діаметр експлуатаційної колони обумовлений завданням на створення технічного проекту буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини в умо-

вах Талалаївського родовища (тектонічно-екранованого) складає – 114 мм.

Коротка характеристика умов буріння

Верхня частина розрізу 0 - 300 м складена м'якими осадовими породами, що схильні до обвалів.

На інтервалі 300 - 1400 м очікується поглинання промивальної рідини в проникних породах та інтенсивне збагачення бурового розчину шламом.

Інтервал 1400 - 1900 м, складений доломітами і вапняками, ускладнений можливістю жолобоутворення, що потребує прийняття певних технологічних рішень.

На інтервалі 1900 - 2600 м очікується порушення цілісності стінок стовбура свердловини, яке ідентифікується осипаннями аргілітів.

Для інтервалу від 2600 м до 3200 м, представленого алевролітами, пісковиками, вапняками, можливі виникнення умов початку поглинання промивальної рідини.

Інтервал 3200 - 3400 м, розташований в товщі вапняків та доломітів, ускладнений проявом негативного явища жолобоутворення.

Інтенсивні газопрояви очікується на інтервалі 3400 - 3800 м, даний інтервал складний породами VI категорії за твердістю, а саме пісковиками.

Відповідно до суміщеного графіка (рис. 2.2) і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні обсадні колони (табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Характеристика конструкції свердловини для умов Талалаївського ГКР

Назва колони	Діаметр колони, мм	Глибина спуску колони, м	Інтервал цементування від башмака, м	Діаметр долота, мм
Напря́м	630	10	До гирла	-
Кондуктор	377	300	До гирла	490
Проміжна II	273	2600	До гирла	349,2
Проміжна I	178	3400	До гирла	250,8
Експлуатаційна	114	3800	До гирла	155,6

Коротка характеристика конструкції свердловини

Прийняті до встановлення в стовбурі свердловини такі типи обсадних колон:

- в інтервалі 0 - 10 м – направляюча колона (з повною цементациєю затрубного простору);
- в інтервалі 0 - 300 м – кондуктор для перекриття зони осадових порід (схильних до обвалів), з повною цементациєю затрубного простору;
- в інтервалі 0 - 2600 м – друга проміжна колона, з повною цементациєю затрубного простору;
- в інтервалі 0 - 3400 м – перша проміжна колона, з повною цементациєю затрубного простору;
- в інтервалі 0 - 3800 м – експлуатаційна колона, з повною цементациєю затрубного простору.

Визначення діаметрів обсадних колон і доліт

1) діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

$$\ddot{A}_{\dot{a}}^{\dot{a}} = \ddot{A}_i + 2 \cdot \delta, \quad (2.1)$$

де \ddot{D}_m – діаметр муфти експлуатаційної колони, δ – зазор поміж експлуатаційною колоною та стінками свердловини.

$$\ddot{A}_{\dot{a}}^{\dot{a}} = 133 + 2 \cdot 10 = 153 \text{ мм},$$

у відповідності до ДСТ (New Designation) на шарошкові долота, приймаємо $\ddot{A}_{\dot{a}}^{\dot{a}} = 155,6 \text{ мм}$.

2) визначаємо внутрішній діаметр першої проміжної колони:

$$\ddot{A}_{\dot{a}i}^{\dot{a}i} = \ddot{A}_{\dot{a}}^{\dot{a}} + 6 = 155,6 + 6 = 161,6 \text{ мм}, \quad (2.2)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр першої проміжної колони: $\ddot{A}_{\dot{c}i}^{\dot{a}i} = 178 \text{ мм}$, з діаметром муфти - $\ddot{A}_i^{\dot{a}i} = 196 \text{ мм}$.

3) діаметр долота для буріння під першу проміжну колону:

$$\ddot{A}_{\dot{a}}^{\dot{a}i} = \ddot{A}_i^{\dot{a}i} + 2 \cdot \delta = 196 + 2 \cdot 20 = 236 \text{ мм}, \quad (2.3)$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо $\ddot{A}_{\dot{a}}^{\dot{a}i} = 250,8 \text{ мм}$.

4) визначаємо внутрішній діаметр другої проміжної колони:

$$\dot{A}_{\dot{a}i}^{i\delta II} = \dot{A}_{\dot{a}}^{i\delta I} + 6 = 250,8 + 6 = 256,8 \text{ мм}, \quad (2.4)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр другої проміжної колони: $\dot{A}_{\dot{c}i}^{i\delta II} = 273$ мм, з діаметром муфти - $\dot{A}_i^{i\delta II} = 299$ мм.

5) діаметр долота для буріння під другу проміжну колону:

$$\dot{A}_{\dot{a}}^{i\delta II} = \dot{A}_i^{i\delta II} + 2 \cdot \delta = 299 + 2 \cdot 20 = 339 \text{ мм}, \quad (2.5)$$

у відповідності до ДСТ на шарошкові долота, приймаємо $\dot{A}_{\dot{a}}^{i\delta II} = 349,2$ мм.

6) визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$\dot{A}_{\dot{a}i}^e = \dot{A}_{\dot{a}}^{i\delta II} + 6 = 349,2 + 6 = 351,2 \text{ мм}, \quad (2.6)$$

у відповідності до ДСТ на обсадні труби, приймаємо зовнішній діаметр кондуктора: $\dot{A}_{\dot{c}i}^e = 377$ мм, з діаметром муфти - $\dot{A}_i^e = 402$ мм.

7) діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$\dot{A}_{\dot{a}}^e = \dot{A}_i^e + 2 \cdot \delta = 402 + 2 \cdot 25 = 452 \text{ мм}, \quad (2.7)$$

у відповідності до ДСТ на долота, приймаємо $\dot{A}_{\dot{a}}^e = 490$ мм.

8) діаметр направляючої колони дорівнює:

$$\dot{A}_{\dot{a}i}^i = \dot{A}_{\dot{a}}^e + 50 = 490 + 50 = 540 \text{ мм}, \quad (2.8)$$

приймаємо труби із зовнішнім діаметром $\dot{A}_{\dot{c}i}^i = 630$ мм (електрозварні труби).

В результаті розрахунку отримано обґрунтовану раціональну конструкцію розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Талалаївського ГКР.

2.2 Вибір способу буріння та відповідного породоруйнівного інструменту

Для раціонального вибору і обґрунтування способу буріння в різних інтервалах свердловини необхідно: визначити особливості її конструкції, вивчити геолого-технічні умови спорудження свердловин та провести аналіз техніко-економічних показників свердловин пробурених на даній та сусідніх площах. Основним критерієм при виборі способу буріння вважається мінімальна собівартість 1 м проходки за повного виключення прояву ускладнень і аварій [15].

У геологічній будові нафтових і газових родовищ беруть участь, за деякими винятками, тільки осадові гірські породи. Основними фізико-механічними властивостями гірських порід, що впливають на процес буріння, є: пружні і пластичні властивості, твердість, абразивність і суцільність.

При поглибленні свердловини порода може руйнуватися доданням, свердлінням або (та) стиранням. Кожному з цих видів руйнування відповідають основні методи буріння: ударний, обертальний, ударно-обертальний (рис. 2.3) [16].



Рисунок 2.3. Основні способи буріння свердловин

Найбільше застосування отримало обертальне буріння. При цьому способі циліндричний стовбур формується долотом, що безперервно обертається. Розбурені частки в процесі буріння також безперервно виносяться на поверхню циркулюючим буровим розчином. При обертальному бурінні долото занурюється в породу в результаті одночасної дії осевого зусилля (навантаження), спрямованого перпендикулярно до площини забою, і окружного зусилля від обертового моменту [17].

Розрізняють наступні основні способи обертального буріння (рис. 2.4):

- 1) роторне буріння, при якому двигун, що приводить в обертання долото на забої за допомогою колони бурильних труб, знаходиться на поверхні;
- 2) буріння з використанням вибійного (занурюваного) двигуна, при цьому

останній (турбобур, гвинтобур, електробур) розміщується безпосередньо біля вибою свердловини – над долотом.



Рисунок 2.4. Способи обертального буріння свердловин

Роторне і турбінне буріння є основними способами проходки свердловин, їх застосовують повсюдно.

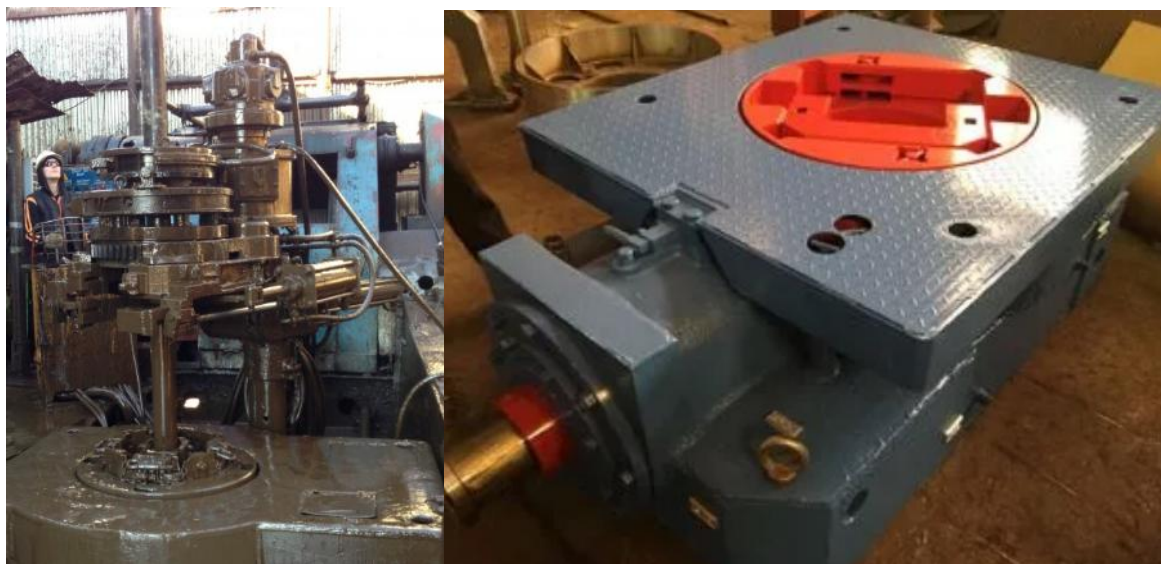


Рисунок 2.5. Основи роторного буріння свердловин

Буровий ротор (рис. 2.5) призначений для виконання наступних функцій: обертання (вертикально переміщуваної) бурильної колони в процесі проходки свердловини роторним способом; сприйняття реактивного крутного моменту і забезпечення подовжньої подачі бурильної колони при використанні вибійних

двигунів; утримання бурильної або обсадної колони труб над гирлом свердловини при нарощуванні і спуско-підіймальних операціях; повертання інструменту при аварійних роботах, що зустрічаються в процесах буріння і кріплення свердловини.

Ротори відносять до основних механізмів бурової установки. Їх розрізняють за діаметром прохідного отвору, потужності і допустимим статичним навантаженням. За конструктивним виконанням ротори ділять на нерухомі і такі, що переміщуються зворотно-поступально відносно гирла свердловини у вертикальному напрямі.

Привід ротора здійснюється за допомогою ланцюгових, карданних і зубчастих передач від бурової лебідки, коробки передач або індивідуального двигуна. Залежно від приводу ротори мають ступінчасту, безперервно-ступінчасту і безперервну зміну швидкостей і моментів обертання. Для сприйняття реактивного крутного моменту їх забезпечують стопорними пристроями, що встановлюються на швидкохідному валу або на столі ротора. Рухливі деталі змащуються розбризкуванням і примусовим способом. Поставляють ротори в двох виконаннях – з пневматичним клиновим захопленням для утримання труб і без нього.

Конструкція ротора повинна забезпечити необхідні зручності для високопродуктивної праці і відповідати вимогам надійності і безпечного обслуговування. При цьому габарити ротора мають бути обмежені площею, що відводиться для його установки на буровому майданчику. Ротори, використовувані в бурових установках різних класів і модифікацій, мають бути максимально уніфіковані за технічними параметрами і конструкціями.

Виходячи з умов розроблюваного геолого-технічного проекту та наявного технічного оснащення приймаємо роторний спосіб буріння.

Основним видом деформації, під дією якої породи в процесі буріння руйнуються – виступає втискування. При бурінні нафтових і газових свердловин інструментом, за допомогою якого відбувається руйнування гірської породи на вибої і утворюється власне свердловина, являється долото.

За характером руйнування породи усі бурові долота класифікуються таким чином (рис. 2.6) [12]: *долота різально-сколюючої дії*, що руйнують породу лопатями, нахиленими у бік обертання долота. Призначені вони для розбурювання м'яких порід; *долота дробляче-сколюючої дії*, що руйнують породу зубами або штирями, розташованими на шарошках, які обертаються навколо своєї вісі і навколо вісі долота. При обертанні долота разом із подрібненням, яке ініціюється зубами (штирями) шарошок, останні також прослизаючи по вибою свердловини, сколюють (зрізають) породу, за рахунок чого підвищується ефективність руйнування порід. Слід також зазначити, що випускаються бурові долота і бурильні голівки, які реалізують виключно *подрібнюючу дію*. При роботі цими долотами порода руйнується в результаті динамічної дії (ударів) зубів шарошок по вибою свердловини. Перераховані долота і бурильні голівки призначені для розбурювання неабразивних і абразивних середньої твердості, твердих, міцних і дуже міцних порід.



Рисунок 2.6. Бурові долота різально-сколюючого і дробляче-сколюючого типів

Промисловістю випускаються також долота стирально-різальної дії, що руйнують породу алмазними зернами або твердосплавними штирями (алмазно-твердосплавними пластинами типу PDC) [18], розташованими в торцевій частині долота або в кромках лопатей долота. Долота з алмазними зернами і твердосплавними штирями в торцевій частині застосовуються для буріння неабра-

зливних порід середньої твердості і твердих; долота лопатеві, армовані алмазними зернами або твердосплавними штирями застосовуються для розбурювання порід змінних за твердістю, абразивних і неабразивних (рис. 2.7).



Рисунок 2.7. Бурові долота стирально-різального типу

За призначенням усі бурові долота класифікуються на такі типи: долота для суцільного буріння, що руйнують породу в одній площині або ступінчасто; бурильні голівки для колонкового буріння, що руйнують породу по периферії вибою; долота для спеціальних цілей (зарізні, розширювачі, фрезери та ін.) (рис. 2.8) [19].



Рисунок 2.8. Типізація конструкцій бурових доліт

Долота для суцільного буріння і бурильні голівки для колонкового буріння призначені для поглиблення свердловини. Випускаються вони різних типів, що дозволяє підбирати потрібне долото. Долота для спеціальних цілей призначені для роботи в пробуреній свердловині і в обсадній колоні. Долота незалежно від їх призначення, конструкції і типу нормалізовані по діаметрах.

За конструкцією промивальних пристроїв і способу використання гідравлічної потужності струменя промивальної рідини, долота діляться на струминні (гідромоніторні) і проточні (звичайні). У гідромоніторних доліт струмінь промивальної рідини досягає поверхні вибою, що дає можливість використовувати ефект гідромоніторного впливу для очищення поверхні вибою і часткового руйнування породи. У проточних (звичайних) долотах промивальна рідина, протікаючи через промивальні отвори, омиває шарошки (лопаті) і тільки частково досягає поверхні вибою (рис. 2.9).

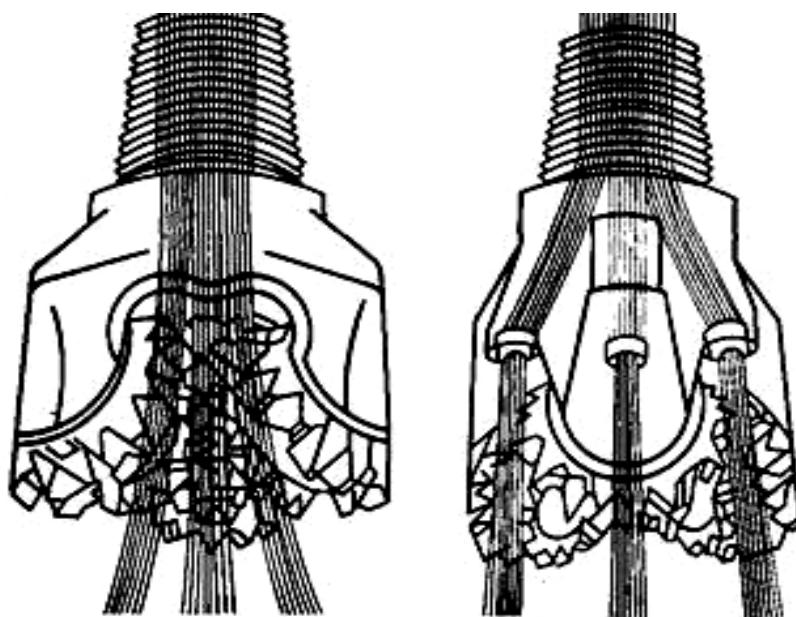


Рисунок 2.9. Особливості гідравлічної системи типових бурових доліт

Доцільність застосування тих або інших способів буріння і їх різновидів (ударно-обертальне, турбінно-роторне, реактивно-турбінне, з промиванням різними буровими розчинами, різними долотами) визначається з урахуванням геологічних, технічних і економічних чинників. Ці рішення переглядаються у міру вдосконалення технології і техніки буріння (доліт, труб, розчинів) і уточнення

умов проводки свердловин. Можливе поєднання декількох способів при проводці різних інтервалів однієї і тієї ж свердловини [14].

Для умов Талалаївського ГКР та виходячи з технічної оснащеності підприємства-підрядника, приймаємо роторний спосіб буріння.

Аналіз світової та вітчизняної практики спорудження глибоких нафтогазових свердловин доводить, що переважна більшість робіт з руйнування гірського масиву здійснюється за допомогою доліт типу PDC та шарошкових доліт, саме їх найбільш розповсюдженої компоновальної схеми – тришарошкової.

Шарошкове долото за багатьма параметрами є найскладнішим породоруйнівним інструментом. Тришарошкове долото являє собою тверду нероз'ємну конструкцію, що складається або з трьох, зварених між собою секцій (безкорпусні долота), або з цільного литого корпусу, до якого приварюються секції (корпусні долота). Секція, у свою чергу, складається з лапи, на цапфі якої змонтована на підшипниках шарошка.

Основним робочим органом долота є шарошка – сталева конусоподібна деталь, вільно посаджена на цапфі яка несе на своїй поверхні індентори – зуби (зубки, штирі). За формою шарошки бувають одноконусні (що складаються з основного і зворотного конусів) і багатоконусні, що мають ще один або два додаткових конуси, що розташовуються між основним і зворотним конусами.

Зворотний конус шарошки звернений до стінки свердловини. У плані шарошки розміщуються зі зсувом осей щодо осі долота. Величина зсуву називається коефіцієнтом проковзування і в залежності від типорозміру долота коливається від 0 до 10 мм. Чим більше величина зсуву і більше число конусів, тим більше зуби шарошки прослизують по вибою.

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться у такий спосіб: за механічними і абразивними властивостями гірських порід або за промисловими даними конкретного родовища.

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт залежно від механічних і абразивних властивостей скористаємося даними джерел [13, 22]. Прийняті типи доліт приведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Коротка характеристика прийнятих доліт для умов геологічного розрізу Талалаївського родовища вуглеводнів Чернігівської області

Інтервал буріння	Характеристика порід		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	максимальна категорія за твердістю/буримістю	максимальна категорія за абразивністю			
0-300	III	II	III490С-ЦВ-R211	280	550
300-1400	III	III	III349,2М-ЦВ-R113	103	450
1400-1900	VI	III	III349,2Т-ЦВ-R313	102	440
1900-2600	V	III	III349,2С-ЦВ-R213	104	450
2600-3400	VI	VI	250,8ТЗ-ГАУ-R154	60,5	320
3400-3800	VI	VI	155,6ТКЗ-ГАУ-R456	17	160

Для буріння м'яких порід застосовуються долота з багатоконусними шарошками і максимальною величиною зсуву. Чим твердіше порода, тим більше форма шарошки повинна наближатися до одноконусної і тем менше повинна бути величина зсуву. У того самого долота шарошки розрізняються по виду. Нумерація шарошок ведеться в порядку від найвищої до самої короткої, що має форму усіченого конуса. Зуби на шарошці розташовуються вінцями. Вінець, розташований у підставі шарошки називається периферійним.

Під озброєнням шарошок розуміють геометричну форму і розташування зубів на шарошці. У межах вінців, озброєння характеризується наступними параметрами: крок зубів; висота зуба; довжина зуба; кут при вершині. Для підвищення зносостійкості, сталеві зуби периферійних і внутрішніх вінців наплавляють зерновим твердим сплавом. Крім сталевих зубів, виконаних з того ж матеріалу, що і шарошка, як озброєння усе ширше застосовуються твердосплавні зубки з напівсферичною або клиноподібною робочою частиною.

Долота за шарошковим виконанням охоплюють усі типи гірських порід:

від м'яких до особливо міцних. Вони випускаються під шифрами М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК. Долота типу М, МС, С, СТ, Т випускаються зі сталевими зубами. При цьому зі збільшенням твердості порід зменшується висота зуба і крок, збільшується кут пригостріння і кількість зубів. Для абразивних порід застосовуються долота МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ. Тут шарошки озброєні твердосплавними зубками з клиноподібною вершиною. Долота типу ТК мають комбіноване озброєння – сталеві зуби і твердосплавні зубки з напівсферичною вершиною. Для міцних і дуже міцних порід застосовують долота К и ОК, озброєні зубками з напівсферичною вершиною.

2.3 Вибір бурильної колони

Бурильна колона призначена для передачі обертання долоту (при роторному бурінні) та сприйняття реактивного моменту двигуна при бурінні з вибійними двигунами, створення навантаження на долото, подачі бурового розчину на вибій свердловини для очищення останнього від породи й охолодження долота, підйому зі свердловини зношеного долота і спуску нового [11].

Проектування бурильної колони має на меті обґрунтування найбільш раціональної її конструкції. На основі розрахунків розробляють бурильну колону однієї з наступних конструкцій: односекційну, одноступінчасту, багатосекційну, багатоступінчасту. Односекційна колона включає бурильні труби однакові по зовнішньому діаметрі, товщині стінки і групі міцності стали. Одноступінчаста, багатосекційна колона при незмінному зовнішньому діаметрі містить у собі секції з труб з різними показниками міцності (за рахунок варіювання матеріалом або товщиною стінки). Багатоступінчаста бурильна колона складається із секцій, що розрізняються не тільки товщиною стінки і групою міцності матеріалу, але і зовнішнім діаметром. Багатоступінчасті колони застосовують при бурінні глибоких і надглибоких свердловин, коли верхні секції комплектують з бурильних труб більшого зовнішнього діаметра, чим нижні [12].

Бурильна колона складається з ведучої труби, бурильних труб, обважне-

них бурильних труб (ОБТ), замків, переходників і з'єднувальних муфт (рис. 2.10).

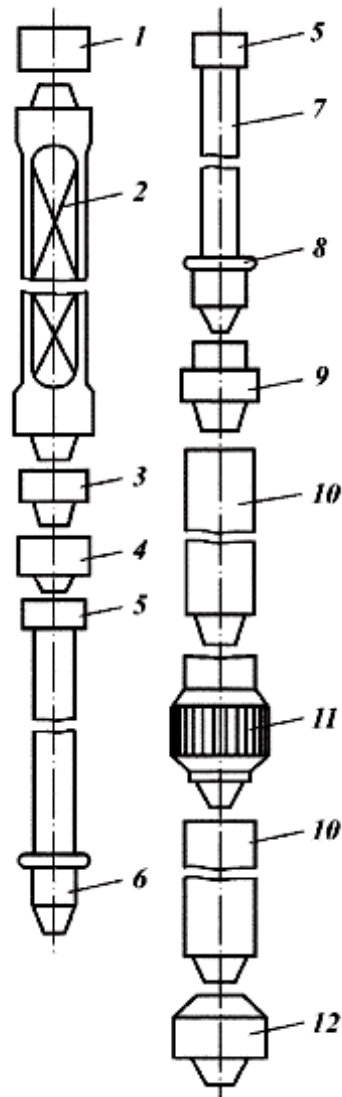


Рисунок 2.10. Схема бурильної колони: 1 – верхній перевідник ведучої труби; 2 – ведуча труба; 3 – нижній перевідник ведучої труби; 4 – запобіжний перевідник; 5 – муфта замка; 6 – ніпель замка; 7 – бурильна труба; 8 – протектор; 9 – перевідник на ОБТ; 10 – ОБТ; 11 – центратор; 12 – наддолітний амортизатор

Верхня труба бурильної колони з'єднана з вертлюгом, який за допомогою гака, талевого блока і канату підвішений на кронблок, установлений у верхній частині бурової вишки.

Вимоги до бурильної колони та її складових елементів витікають саме з умов роботи бурильної колони, які визначаються технологією буріння і геологічними особливостями розрізу конкретної свердловини. За будь-яких умов роботи бурильна колона повинна забезпечувати: реалізацію проектного режиму

буріння, доведення свердловини до проектної глибини без ускладнень і аварій з високими техніко-економічними показниками буріння. Для досягнення цієї мети бурильна колона повинна: 1) мати раціональне компонування, що забезпечує достатню міцність усіх своїх складових елементів, здатне протистояти дії усіх можливих навантажень, включаючи інерційні, ударні, вібраційні і знакозмінні навантаження, а також внутрішні і зовнішні надлишкові тиски; 2) мати мінімальну масу, що забезпечує мінімальні витрати енергії на спуско-підіймальні операції (СПО), але що забезпечує створення необхідних осьових навантажень на долото і передачу крутного моменту (чи сприйняття реактивного); 3) забезпечувати циркуляцію бурового розчину з мінімальними гідравлічними втратами в циркуляційній системі; 4) забезпечувати виконання будь-якої технологічної операції, у тому числі при виникненні ускладнень (ліквідація поглинань, звільнення інструменту від прихвату та ін.) і аварійних ситуацій (проведення ловильних робіт та ін.), а також виконання спеціальних робіт у свердловині (спуск і установка профільних перекривачів, обсадних колон та ін.); 5) мати конструкцію складових елементів (труб, муфт, замків та ін.), що забезпечує надійне захоплення спуско-підіймальним інструментом (елеваторами і клиновими захоплювачами) і звільнення при СПО та інших операціях, а також надійне кріплення труб і інших елементів колони між собою, що виключає самовідгвинчування або заїдання, причому, за наявності однотипних елементів, вони мають бути взаємозамінні; 6) мати конструкцію різьбових з'єднань, що піддаються частому згвинченню-розгвинчуванню (замкові деталі), та забезпечують швидке виконання цих операцій і мінімальне зношування; 7) повинна складатися з елементів, поверхні яких мають бути зносостійкими до абразивного зношування при терті об стінки свердловини і буровий розчин, а також при захопленні ключами і клиновими захопленнями, але в той же час заподіювати мінімальний рівень зносу внутрішній стінці раніше спущених обсадних колон; 8) виготовлятися з технологічних в обробці матеріалів, що мають, окрім високої міцності і ударної в'язкості, високу стійкість до дії агресивних середовищ та бути в цілому економічною.

Оскільки умови буріння дуже різноманітні, то стандартами, технічними умовами і нормативно-технічними документами нині передбачається необхідний ряд труб і сполучних до них елементів, різних як по конструктивному виконанню, так і за матеріалом з тим, щоб для будь-яких конкретних умов можна було скласти найбільш відповідну колону з урахуванням способу буріння і усіх вищеперелічених вимог.

Складові бурильної колони від долота до бурильних труб, відповідно: ОБТ, вибійний двигун, калібратори і тому подібне називаються КНБК (компонування низу бурильної колони) [18].

Вибір діаметрів ОБТ та бурильних труб

При виборі діаметрів ОБТ і бурильних труб необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт, ОБТ і бурильних труб.

Виходячи з позначеного запишемо рекомендоване співвідношення для прийнятої конструкції свердловини:

Буріння під кондукторну обсадну колону ($D_{\dot{a}}^{\hat{e}} = 490$ мм):

$$- \frac{d_{\dot{O}\dot{A}\dot{O}}}{D_{\dot{a}}} = 0,75 - 0,85; \quad d_{\dot{O}\dot{A}\dot{O}} = 0,75 \cdot 490 \approx 368 \text{ мм, приймаємо } d_{\dot{O}\dot{A}\dot{O}} = 245 \text{ мм;}$$

$$- \frac{d_{\dot{A}\dot{O}}}{d_{\dot{O}\dot{A}\dot{O}}} = 0,75 - 0,80; \quad d_{\dot{A}\dot{O}} = 0,75 \cdot 245 \approx 184 \text{ мм, приймаємо сталеві бурильні труби}$$

(СБТ) конструкції ТБВ (висадка усередину, різьба трикутна) із зовнішнім діаметром $d_{\dot{A}\dot{O}} = 140$ мм (табл. 2.3).

Таблиця 2.3

Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ $\varnothing 140$ мм

Діаметр, мм		Товщина стінки, мм	Навантаження на розтяг до межі плинності				Маса 1 м, кг
зовнішній	внутрішній		Д	К	Е	Л	
140	124	8	1226	1618	1766	2109	30,8
	122	9	1373	1815	2011	2354	33,7
	120	10	1520	2011	2207	2600	36,8
	118	11	1668	2158	2403	2845	39,5

Буріння під другу проміжну обсадну колону ($D_{\dot{a}}^{i\delta II} = 349,2$ мм):

$$- \frac{d_{O\dot{A}\dot{\delta}}}{D_{\dot{a}}} = 0,75 - 0,85; d_{O\dot{A}\dot{\delta}} = 0,75 \cdot 349,2 \approx 262 \text{ мм, приймаємо } d_{O\dot{A}\dot{\delta}} = 245 \text{ мм;}$$

$$- \frac{d_{\dot{a}\dot{\delta}}}{d_{O\dot{A}\dot{\delta}}} = 0,75 - 0,80; d_{\dot{A}\dot{\delta}} = 0,75 \cdot 245 \approx 184 \text{ мм, приймаємо сталеві бурильні труби}$$

(СБТ) конструкції ТБВ (висадка усередину, різьба трикутна) із зовнішнім діаметром $d_{\dot{A}\dot{\delta}} = 140$ мм.

Буріння під першу проміжну обсадну колону ($D_{\dot{a}}^{i\delta I} = 250,8$ мм):

$$- \frac{d_{O\dot{A}\dot{\delta}}}{D_{\dot{a}}} = 0,75 - 0,85; d_{O\dot{A}\dot{\delta}} = 0,75 \cdot 250,8 \approx 188 \text{ мм, приймаємо } d_{O\dot{A}\dot{\delta}} = 203 \text{ мм;}$$

$$- \frac{d_{\dot{a}\dot{\delta}}}{d_{O\dot{A}\dot{\delta}}} = 0,75 - 0,80; d_{\dot{A}\dot{\delta}} = 0,75 \cdot 203 \approx 152 \text{ мм, приймаємо сталеві бурильні труби}$$

(СБТ) конструкції ТБВ (висадка усередину, різьба трикутна) із зовнішнім діаметром $d_{\dot{A}\dot{\delta}} = 140$ мм.

Буріння під експлуатаційну обсадну колону ($D_{\dot{a}}^e = 155,6$ мм):

$$- \frac{d_{O\dot{A}\dot{\delta}}}{D_{\dot{a}}} = 0,75 - 0,85; d_{O\dot{A}\dot{\delta}} = 0,75 \cdot 155,6 \approx 117 \text{ мм, приймаємо } d_{O\dot{A}\dot{\delta}} = 120 \text{ мм;}$$

$$- \frac{d_{\dot{a}\dot{\delta}}}{d_{O\dot{A}\dot{\delta}}} = 0,75 - 0,80; d_{\dot{A}\dot{\delta}} = 0,75 \cdot 120 \approx 90 \text{ мм, приймаємо сталеві бурильні труби}$$

(СБТ) конструкції ТБВ (висадка усередину, різьба трикутна) із зовнішнім діаметром $d_{\dot{A}\dot{\delta}} = 89$ мм (табл. 2.4).

Таблиця 2.4

Технічна характеристика бурильних труб конструкції ТБВ $\varnothing 89$ мм

Діаметр, мм		Товщина стінки, мм	Навантаження на розтяг до межі плинності				Маса 1 м, кг
зовнішній	внутрішній		Д	К	Е	Л	
89	75	7	687	883	981	1128	16,0
	71	9	834	1128	1226	1422	19,5
	67	11	981	1324	1471	1717	22,9

Компоновку низу бурильної колони проектують із врахуванням профілю стовбура свердловини та схильності порід гірського масиву до сприяння викривленню траси свердловини. Для вертикальних свердловин рекомендовано застосування декількох наддолітних калібраторів та ОБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально можливого діаметру, стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметру [15].

Над ОБТ рекомендовано розташовувати наддолотний комплект бурильних труб, для цього вибирають труби групи міцності «Д» з найбільшою товщиною стінки і довжиною 250 - 300 м.

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильна колона має одноступінчасту конструкцію, тобто при однаковому зовнішньому діаметрі складається з декількох секцій, які відрізняються одна від одної завдовжки, завтовшки стінки і групою міцності.

2.4 Вибір режимів буріння

Продуктивність і ефективність процесу буріння залежить від комплексу взаємопов'язаних чинників: осьового навантаження на долото, частоти обертання останнього, витрати бурового розчину і параметрів якості бурового розчину, а також визначається типом долота, геологічними умовами, механічними властивостями гірських порід [20].

Виділяють параметри режиму буріння, які можна змінювати з пульта бурильника в процесі роботи долота на забої, і чинники, встановлені на стадії проектування будівництва свердловини, окремі з яких не можна оперативіно змінювати [18]. Перші називаються керованими. Певне поєднання їх, при якому здійснюється механічне буріння свердловини, називається режимом буріння.

Режим буріння, що забезпечує отримання найкращих показників за даних умов буріння, називається оптимальним. Іноді в процесі буріння доводиться вирішувати і спеціальні завдання – проводка свердловини через поглинаючі пласти, забезпечення мінімального викривлення свердловини та максимального

виходу керна, створення умов якісного розкриття продуктивних пластів. Режими буріння, при яких вирішуються такі завдання, називаються спеціальними. Кожен параметр режиму буріння впливає на ефективність руйнування гірських порід, причому вплив одного параметра майже повністю залежить від рівня іншого, тобто спостерігається взаємовплив чинників.

Виділяють наступні основні показники ефективності буріння нафтових і газових свердловин: проходка на долото, механічна і рейсова швидкості буріння.

Проходка на долото важливий показник, що визначає витрату доліт на буріння свердловини і потребу в них, число спуско-підймальних операцій, зношування підйомного устаткування, трудомісткість буріння, можливість деяких ускладнень. Проходка на долото більшою мірою залежить від абразивності порід, стійкості доліт, правильності їх підбору, режимів буріння і критеріїв відробітку доліт [19].

Руйнування гірської породи на забої механічним способом неможлива без створення осьового навантаження на долото.

Із зміною частоти обертання долота міняється число актів нанесення ударів по забою зубками шарошкового долота. При малій частоті обертання долота проміжок часу, протягом якого залишається розкритою тріщина в породі, що утворюється при втискуванні зубка, достатній для того, щоб в цю тріщину проник фільтрат бурового розчину (чи сам розчин) [21]. В цьому випадку відрив сколеної частки від забою і її видалення полегшуються. При збільшенні ж частоти обертання зменшується проміжок часу, протягом якого тріщина розкрита, і фільтрат може заповнювати її, тому після відриву зубка шарошки від породи тріщина стулюватиметься, а притискуюча сила і фільтраційна кірка утримуватимуть частку та перешкоджатимуть її видаленню із забою. За таких умов на забої буде концентруватися шар сколених, але не видалених часток, які повторно розмелюватимуться зубцями долота.

Безперервна циркуляція бурового розчину при бурінні повинна забезпечувати чистоту стовбура свердловини і забою, охолодження долота, сприяти

ефективному руйнуванню породи, попереджати ускладнення [7]. На механічну швидкість буріння впливають густина, в'язкість, фільтрація, вміст піску і ряд інших параметрів бурового розчину. Найсуттєвіше чинить вплив густина бурового розчину.

Збільшення осьового навантаження і частоти обертання, підвищення густини, в'язкості і концентрації твердих часток, нерівномірна (ривками) подача долота, подовжні і поперечні коливання низу бурильної колони, висока температура на забої – усе це скорочує продуктивний час перебування долота на забої. Проте кінцева мета – не збільшення тривалості перебування долота на забої, а отримання більшої проходки на долото за можливо коротший час. Тому якщо зміна якогось параметра обумовлює скорочення тривалості роботи долота на забої, але одночасно збільшується механічна швидкість і підвищується проходка на долото, то воно доцільне [15].

При роторному бурінні відсутній яскраво виражений взаємозв'язок параметрів режиму буріння і, отже, вплив їх один на одного. Тому оптимальний режим роторного буріння включає поєднання найвигідних значень кожного параметра окремо.

Тип долота повинен вибиратися відповідно до діючих нормативних документів. При виборі режиму буріння долотами слід враховувати наступне: верхньому рівню величин осьових навантажень на долота відповідає нижній рівень частот обертання і навпаки; у пластичних, в'язких глинистих, а також слабкоцементованих малоабразивних піщано-глинистих і піщаних породах доцільно бурити при близьких до максимальних частот обертання і знижених величинах осьового навантаження на долото; у піщаних і інших абразивних породах, а також тріщинуватих і уламкових доцільно знижувати частоту обертання ротора щоб уникнути підвищеного зносу і руйнування озброєння, герметизуючих елементів опор шарошок, козирків і спинок лап.

Режим буріння, особливо долотами з твердосплавним озброєнням і герметизованими опорами, повинен вибиратися таким, щоб не допускалися вібрації бурильної колони.

У багатьох випадках, особливо при бурінні в м'яких неабразивних породах, істотне поліпшення показників роботи доліт досягається при підвищенні частоти обертання до 140 - 200 об/хв.

Фактичне осьове навантаження на долото при підвищеній частоті обертання інструменту із-за тертя бурильної колони об стінки свердловини і вкладиш ротора виявляється істотно менше, ніж по індикатору маси (ваги).

Навантаження на долото слід коригувати з урахуванням різниці у показаннях індикатора маси (ваги) при обертанні і без обертання колони.

Осьове навантаження на долото при бурінні з підвищеною частотою обертання зазвичай має бути зменшене на 20 - 25% проти величини, що створюється при низькооборотному режимі в тих же умовах. Перехід на високооборотний режим обертання бурильної колони може супроводжуватися в окремих породах обвалами стінок свердловини і збільшенням моменту обертання бурильного інструменту. При виникненні вказаних явищ необхідно негайно ретельно промити і пропрацювати (на довжину ведучої труби) стовбур свердловини і тільки після встановлення нормальних умов буріння переходити на підвищену частоту обертання ротора. Не рекомендується застосування підвищеної частоти обертання ротора при бурінні в твердих породах з промиванням технічною водою.

При бурінні долотами з герметизованими спорами і твердосплавним озброєнням нерівномірне обертання і подача долота, різке гальмування і раптові зупинки, поштовхи і удари, підвищений рівень вібрації приводять до руйнування (поломки, сколювання) твердосплавних зубців і передчасного виходу з ладу герметизуючих елементів і опор в цілому. При появі в ході рейсу вібрацій, для їх пригнічення необхідно зменшити осьове навантаження або змінити частоту обертання ротора.

Якщо зміна, в раціональних межах, вказаних параметрів не приводить до зменшення амплітуди коливань до прийнятного рівня, то це свідчить про завищену моментоемність долота або недостатність крутного моменту для цього поєднання типу долота і розбурюваних порід.

Роторний спосіб буріння використовується головним чином при бурінні

глибоких свердловин, а також нижній частині розрізу свердловин середньої глибини.

Осьове навантаження на долото C_d

- з умови міцності порід за штампом і площі контакту зубів долота:

$$C_d = k_{\text{п}} p_{\text{ш}} F_{\text{к}} \quad (2.9)$$

де $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт, що враховує вплив вибійних умов на міцність гірських порід;

$p_{\text{ш}}$ – міцність породи за штампом за атмосферного тиску, Па;

$F_{\text{к}}$ – площа контакту зубів долота с породою, м².

Значення коефіцієнта $k_{\text{п}}$ приймається 0,7 - 0,8 для пористих порід (пісковики, тріщинуватий вапняк, алеврити) та 1,0 - 1,2 – для суцільних сильно метаморфизованих і хомогенних порід.

Значення контактної площі $F_{\text{к}}$ для тришарошкових доліт надаються у відповідних довідникових джерелах. Отриману розрахункову величину осьового навантаження на долото порівнюємо із припустимою (паспортною) для даного типорозміру долота [C_d].

$$\underline{\text{Ш490С-ЦВ-R211}} \tilde{N}_{\text{д}} = 0,8 \cdot 300 \cdot 10^6 \cdot 380 \cdot 10^{-6} = 91200 \text{ Н} \approx 91 \text{ кН} < [C_d]=550 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш349,2М-ЦВ-R113}} \tilde{N}_{\text{д}} = 0,8 \cdot 400 \cdot 10^6 \cdot 319 \cdot 10^{-6} = 102080 \text{ Н} \approx 102 \text{ кН} < [C_d]=450 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш349,2Т-ЦВ-R313}} \tilde{N}_{\text{д}} = 0,8 \cdot 1600 \cdot 10^6 \cdot 376 \cdot 10^{-6} = 481280 \text{ Н} \approx 482 \text{ кН} > [C_d]=440 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш349,2С-ЦВ-R213}} \tilde{N}_{\text{д}} = 0,8 \cdot 1400 \cdot 10^6 \cdot 392 \cdot 10^{-6} = 439040 \text{ Н} \approx 440 \text{ кН} < [C_d]=450 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш250,8ТЗ-ГАУ-R154}} \tilde{N}_{\text{д}} = 0,8 \cdot 1800 \cdot 10^6 \cdot 271 \cdot 10^{-6} = 390240 \text{ Н} \approx 391 \text{ кН} > [C_d]=320 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш155,6ТКЗ-ГАУ-R456}} \tilde{N}_{\text{д}} = 0,8 \cdot 2000 \cdot 10^6 \cdot 122 \cdot 10^{-6} \approx 195200 \text{ Н} \approx 196 \text{ кН} > [C_d]=160 \text{ кН.}$$

- з умови питомого навантаження на одиницю діаметра долота:

$$C_{\text{д}} = c_{\text{д}} D_{\text{д}}, \quad (2.10)$$

де $c_{\text{д}}$ – питома навантаження на 1 м діаметра долота, Н/м;

$D_{\text{д}}$ – діаметр долота, м.

$$\underline{\text{Ш490С-ЦВ-R211}} \tilde{N}_{\text{д}} = 200000 \cdot 0,49 = 98000 \text{ Н} \approx 98 \text{ кН} < [C_d]=550 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш349,2М-ЦВ-R113}} \tilde{N}_{\text{д}} = 200000 \cdot 0,3492 = 69840 \text{ Н} \approx 70 \text{ кН} < [C_d]=450 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш349,2Т-ЦВ-R313}} \tilde{N}_{\text{д}} = 1000000 \cdot 0,3492 = 349200 \text{ Н} \approx 350 \text{ кН} < [C_d]=440 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш349,2С-ЦВ-R213}} \tilde{N}_{\text{д}} = 850000 \cdot 0,3492 = 296820 \text{ Н} \approx 297 \text{ кН} < [C_d]=450 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш250,8ТЗ-ГАУ-R154}} \tilde{N}_{\dot{a}} = 1300000 \cdot 0,2508 = 326040 \text{ Н} \approx 350 \text{ кН} < [C_{\text{д}}]=320 \text{ кН.}$$

$$\underline{\text{Ш155,6ТКЗ-ГАУ-R456}} \tilde{N}_{\dot{a}} = 1800000 \cdot 0,1556 \approx 280080 \text{ Н} \approx 280 \text{ кН} > [C_{\text{д}}]=160 \text{ кН.}$$

З отриманого ряду значень осьового навантаження на долото $C_{\text{д}}$ в якості робочих значень приймаємо найбільше, у порівнянні між умовами визначення, а у випадку їх неприпустимості їх значень відносно витримки міцності конструкції долота, приймаємо робочим допустиме значення осьового навантаження на долото $C_{\text{д}}$.

Частота обертання долота $n_{\text{д}}$

Частота обертання приймається в залежності від типа долота та типа опори долота.

$$n_{\dot{a}} = \frac{d_{\phi}}{t_{\text{min}} D_{\dot{a}} Z}, \quad (2.11)$$

де $n_{\text{д}}$ – частота обертання долота, с^{-1} ;

$d_{\text{ш}}$ – діаметр шарошки, м;

t_{min} – мінімально необхідний час контакту зуба долота із породою, с;

$$t_{\text{min}} = (3 - 8) \cdot 10^{-3} \text{ с};$$

Z – максимальна кількість зубів долота на периферійному вінці шарошки.

$$\underline{\text{Ш490С-ЦВ-R211}} n_{\text{д}} = \frac{0,210}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,49 \cdot 32} = 1,7 \text{ с}^{-1} \approx 100 \text{ об/хв},$$

$$\underline{\text{Ш349,2М-ЦВ-R113}} n_{\text{д}} = \frac{0,118}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3492 \cdot 17} = 2,5 \text{ с}^{-1} = 150 \text{ об/хв},$$

$$\underline{\text{Ш349,2Т-ЦВ-R313}} n_{\text{д}} = \frac{0,118}{5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3492 \cdot 28} = 2,4 \text{ с}^{-1} = 145 \text{ об/хв},$$

$$\underline{\text{Ш349,2С-ЦВ-R213}} n_{\dot{a}} = \frac{0,118}{8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3492 \cdot 24} = 1,8 \tilde{n}^{-1} \approx 108 \text{ об/хв},$$

$$\underline{\text{Ш250,8ТЗ-ГАУ-R154}} n_{\dot{a}} = \frac{0,113}{5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2508 \cdot 20} = 4,5 \tilde{n}^{-1} \approx 270 \text{ об/хв},$$

$$\underline{\text{Ш155,6ТКЗ-ГАУ-R456}} n_{\dot{a}} = \frac{0,071}{4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1556 \cdot 20} = 5,6 \tilde{n}^{-1} \approx 336 \text{ об/хв}.$$

Витрата промивальної рідини Q

- умова очищення вибою від зруйнованої породи:

$$Q_1 = q_0 F_{\text{вйб}} \quad (2.12)$$

де Q_1 – витрата промивальної рідини, $\text{м}^3/\text{с}$;

q_0 – питома витрата промивальної рідини, $\text{м}^3/\text{с}$ на 1 м^2 вибою;

$q_0 = 0,35 - 0,5$ – при роторному способі та електробурінні;

$F_{\text{виб}}$ – площа вибою свердловини, м^2 .

$$\text{Ш490С-ЦВ-R211 } Q_1 = 0,785 \cdot 0,490^2 \cdot 0,45 = 0,085 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш349,2М-ЦВ-R113 } Q_1 = 0,785 \cdot 0,3492^2 \cdot 0,45 = 0,043 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш349,2Т-ЦВ-R313 } Q_1 = 0,785 \cdot 0,3492^2 \cdot 0,35 = 0,034 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш349,2С-ЦВ-R213 } Q_1 = 0,785 \cdot 0,3492^2 \cdot 0,4 = 0,038 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш250,8ТЗ-ГАУ-R154 } Q_1 = 0,785 \cdot 0,2508^2 \cdot 0,4 = 0,019 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш155,6ТКЗ-ГАУ-R456 } Q_1 = 0,785 \cdot 0,1556^2 \cdot 0,4 = 0,008 \text{ м}^3/\text{с}.$$

- умова транспортування шламу в кільцевому просторі:

$$Q_2 = V_{\text{min}} F_{\text{кп}} \quad (2.13)$$

де V_{min} – мінімально допустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі, $\text{м}/\text{с}$;

в скельних породах приймають $V_{\text{min}} = 0,7 - 1,0 \text{ м}/\text{с}$;

в м'яких $V_{\text{min}} = 1,0 - 1,4 \text{ м}/\text{с}$;

при бурінні долотами великого діаметра $V_{\text{min}} = 0,3 - 0,5 \text{ м}/\text{с}$.

$$\text{Ш490С-ЦВ-R211 } Q_2 = 0,785 \cdot (0,490^2 - 0,140^2) \cdot 0,5 = 0,087 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш349,2М-ЦВ-R113 } Q_2 = 0,785 \cdot (0,3492^2 - 0,140^2) \cdot 1,2 = 0,104 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш349,2Т-ЦВ-R313 } Q_2 = 0,785 \cdot (0,3492^2 - 0,140^2) \cdot 0,8 = 0,064 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш349,2С-ЦВ-R213 } Q_2 = 0,785 \cdot (0,3492^2 - 0,140^2) \cdot 1,0 = 0,080 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш250,8ТЗ-ГАУ-R154 } Q_2 = 0,785 \cdot (0,2508^2 - 0,140^2) \cdot 0,8 = 0,051 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Ш155,6ТКЗ-ГАУ-R456 } Q_2 = 0,785 \cdot (0,1556^2 - 0,089^2) \cdot 0,8 = 0,019 \text{ м}^3/\text{с}.$$

З отриманих значень вибирають те, що є найбільшим, яке потім узгоджують з технічною характеристикою існуючого обладнання.

Значення отриманих за розрахунком параметрів режиму буріння зведено до табл. 2.5.

Таблиця 2.5

Параметри режиму буріння для умов геологічного розрізу Талалаївського родовища вуглеводнів Чернігівської області

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режимних параметрів		
		C_d , даН	n_d , об/хв	Q , дм ³ /с
П490С-ЦВ- R211	0-300	9800	100	87
П349,2М-ЦВ- R113	300-1400	10200	150	104
П349,2Т-ЦВ- R313	1400-1900	44000	145	64
П349,2С-ЦВ- R213	1900-2600	44000	110	80
250,8ТЗ-ГАУ- R154	2600-3400	32000	270	51
155,6ТКЗ-ГАУ- R456	3400-3800	16000	340	19

В результаті проведеного розрахунку отримано базові параметри режиму буріння.

Обґрунтування густини промивальної рідини

Густина промивальної рідини вибирається згідно з поєднаним графіком тисків (рис. 2.2) і уточнюється для кожного інтервалу сумісних умов буріння по формулі:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}, \quad (2.14)$$

де $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск в інтервалі свердловині для якого визначається густина;

g – прискорення земного тяжіння, м/с²;

H – глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

α - нормативний коефіцієнт, який згідно з вимогами правил ведення бурових робіт визначає запас тиску у свердловині над пластовим тиском [13, 16].

$$\text{- інтервал буріння 0 - 300 м: } \rho_{i\bar{o}} = \frac{1,1 \cdot (12000 \cdot 300)}{9,81 \cdot 300} \approx 1346 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{- інтервал буріння 300 - 2600 м: } \rho_{i\bar{o}} = \frac{1,05 \cdot (16400 \cdot 2600)}{9,81 \cdot 2600} \approx 1755 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{- інтервал буріння 2600 - 3400 м: } \rho_{i\bar{o}} = \frac{1,05 \cdot (16800 \cdot 3400)}{9,81 \cdot 3400} \approx 1798 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{- інтервал буріння 3400 - 3800 м: } \rho_{i\bar{o}} = \frac{1,05 \cdot (17600 \cdot 3800)}{9,81 \cdot 3800} \approx 1884 \text{ кг/м}^3.$$

В результаті проведених розрахунків отримано необхідні значення густини бурового розчину, що виключають можливість прояву негативного впливу свердловинних тисків.

2.5 Ускладнення при бурінні

Складні умови роботи обладнання при бурінні й експлуатації свердловин, особливо при ліквідації ускладнень і аварій в них, висувають низку специфічних вимог до організації і порядку ведення бурових робіт [7].

Під ускладненням у свердловині слід розуміти утруднення її поглиблення, викликане порушенням стану бурової свердловини. До найбільш поширених видів ускладнень відносяться ускладнення, що викликають порушення цілісності стінок свердловини, поглинання бурового розчину, флюїдопрояви.

Виконані дослідження і накопичений досвід буріння дозволяють виділити основні види порушень цілісності стінок свердловини.

Обвали (осипи) відбуваються під час проходження ущільнених глин, аргілітів або глинистих сланців. В результаті зволоження буровим розчином або його фільтратом знижується межа міцності цих порід, що веде до їх обвалення (осипання). Обвалам (осипам) може сприяти і набрякання за рахунок проникнення в пласти вільної води, яка міститься в розчинах, що призводить до випирання в стовбур свердловини гірських порід і, кінець кінцем, до обвалення (осипання). Невеликі осипи можуть відбуватися із-за механічної дії бурильного

інструменту на стінки свердловини. Обвали (осипи) можуть відбуватися в результаті дії тектонічних сил, що обумовлюють стискування порід. В цьому випадку гірський тиск значно перевищує тиск з боку стовпа бурового розчину. Характерними ознаками обвалів (осипів) є: різке підвищення тиску на викиді бурових насосів, посилене винесення крупних уламків породи, інтенсивне каверноутворення і недоходження бурильної колони до вибою без промивання і опрацювання, затягування і прихвати бурильної колони, виділення газу. Інтенсивне каверноутворення істотно утрудняє винесення вибуреної породи на денну поверхню за рахунок зменшення швидкості висхідного потоку і його підйомної сили, внаслідок чого зростає аварійність з бурильними трубами, особливо при роторному бурінні. Із-за небезпеки поломки бурильних труб слід зменшувати навантаження на долото, що веде до зниження механічної швидкості буріння.

Основними заходами попередження і ліквідації обвалів (осипів) є: буріння в зоні можливих обвалів (осипів) з промиванням буровим розчином, що має мінімальну водовіддачу і максимально високу густину; забезпечення високих швидкостей проходки.

Набрякання відбувається в результаті дії бурового розчину і його фільтрату на глинисті різниці (особливо при значному вмісті в них мінералів типу монтморилоніту), що призводить до звуження стовбура свердловини. Результатом вказаного буде виникнення затягувань, посадок, недоходжень до вибою і прихвати бурильного інструменту [21].

Для попередження і ліквідації набрякання необхідно: бурити в зоні можливих звужень з промиванням обваженими буровими розчинами, у фільтраті яких знаходяться хімічні речовини, які сприяють збільшенню граничної напруги зрушення; організувати роботу, що забезпечує високі механічні швидкості проходки; після приготування глинистого розчину заповнювати їм свердловину і почекати певний час, необхідний для протікання фізико-хімічних процесів; виконувати заходи з попередження і ліквідації обвалів.

Повзучість відбувається у разі проходження високопластичних порід

(глин, глинистих сланців, піскуватих глин, аргілітів, ангідриту або соляних порід), схильних під дією виникаючої напруги деформуватися з часом. В результаті недостатнього протитиску на пласт ці породи повзуть, заповнюючи стовбур свердловини. При цьому покрівля і підшва пласта (горизонту) глини, глинистих сланців або соляних порід складені стійкими породами, не схильними до повзучості. Ускладнення може відбуватися і внаслідок того, що покрівля і підшва пласта складені породами, наприклад солями, схильними до повзучості. При цьому витискування глини або аргіліту у свердловину обумовлене деформацією покрівлі і підшви пласта (горизонту). Явище повзучості особливо проявляється із зростанням глибини буріння і збільшення температури порід. До характерних ознак повзучості відносяться затягування, посадки бурильної колони, прихвати і зім'яття бурильної або обсадної колони.

Основними заходами попередження і ліквідації повзучості є: розбурювання відкладень, представлених породами, схильними до повзучості з промиванням обваженими буровими розчинами; організація робіт, що забезпечує високі механічні швидкості проходки; використання при бурінні вертикальних свердловин такого компонування бурильної колони, при якому викривлення свердловин зводиться до нуля; підйом при цементуванні обсадних колон цементного розчину в затрубному просторі на 50 - 100 м вище за відкладення, які представлені породами, схильними до повзучості (витікання); при кріпленні свердловини обсадною колоною в інтервалі порід, схильних до повзучості, необхідно встановлювати труби з підвищеною товщиною стінок для запобігання зім'яттю обсадної колони.

Жолобоутворення може відбуватися при проходженні будь-яких порід, окрім дуже міцних. Основні причини жолобоутворення – збільшення кутів перегину стовбура свердловини. Особливо часто жолоби виробляються при проходці викривлених і похило-спрямованих свердловин. Характерними ознаками утворення у свердловині жолоба є опрацювання, посадки, затягування, прихвати, а також заклинювання бурильних і обсадних труб. Досвід буріння показав, що жолобоутворення відбувається не відразу, а поступово із зростанням числа

рейсів бурильного інструменту. В умовах жолобоутворення небезпека заклинювання зростає, якщо діаметр бурильних труб перевищує ширину жолоба в 1,14 - 1,2 рази.

Основними заходами попередження і ліквідації жолобоутворення є: використання при бурінні вертикальних свердловин такого компонування бурильної колони, при якому викривлення свердловин зводиться до мінімуму; недопущення різних азимутних змін; прагнення до максимальної проходки на долото; використання запобіжних гумових кілець; при проходженні ущільнених глин, аргілітів, глинистих сланців необхідно дотримуватися заходів щодо попередження обвалів (осипів); колону бурильних труб слід піднімати на зниженій швидкості, щоб не допустити сильного заклинювання; при заклинюванні колону труб необхідно збивати вниз; жолоби ліквідувати слід опрацюваннями стовбура свердловини в інтервалах їх розташування.

Розчинення відбувається під час проходження соляних порід. Соляні породи, що складають стінки свердловини, розчиняються під дією потоку рідини. Характерною ознакою розчинення соляних порід є інтенсивне каверноутворення, а в особливо важких випадках – повна втрата стовбура свердловини.

Стійкість (по відношенню до розчинення) стінок свердловини, складених однорідними соляними породами, незалежно від швидкості висхідного потоку, може бути досягнута лише за умови повного насичення промивальної рідини сіллю (сіль, що міститься в розчині, має бути такою ж, як сіль, з якої складені стінки свердловини). При невеликій потужності неоднорідних солей основною мірою попередження їх розчинення є максимальне форсування режиму буріння з наступним спуском колони і її цементуванням. При великій потужності неоднорідних солей найбільш надійним засобом запобігання їх інтенсивному розчиненню є буріння із застосуванням безводних бурових розчинів.

При виборі раціональної конструкції свердловини необхідно строго дотримуватися наступних основних вимог: не допускати спільне розкриття горизонтів з різними градієнтами пластових тисків; своєчасно перекривати небезпечну ділянку стовбура проміжною колоною або хвостовиком. Порушення цих

вимог приводить до виникнення прихватів під дією перепаду тиску, ліквідація яких на великій глибині не завжди можлива. Сприяють усуненню ускладнень, що призводять до прихватів і багатокомпонентні бурові розчини, що зберігають стійкість порід, які складають стінки свердловин.

2.6 Вибір бурового обладнання

Виходячи з призначення або характеру виконуваних за їх допомогою робіт, установки для обертального буріння поділяються на наступні типи.

1. Установки для експлуатаційного і глибокого розвідувального буріння, які використовують для оконтурювання і розробки родовищ, для проводки нагнітальних свердловин, для створення підземних сховищ і інших цілей.

2. Установки для структурного і пошукового буріння, тобто для сейсморозвідки, пошуків структур з відбором керну, пошуків родовищ свердловинами малого діаметру і випробування продуктивних горизонтів.

3. Установки для освоєння, випробування і капітального ремонту свердловин.

На рис. 2.11 наведений загальний вигляд бурової установки обертального буріння.

Головним показником бурової установки є вантажопідйомність – спроможність сприймати навантаження, які виникають в процесі буріння. Вантажопідйомність визначає можливість використання даної установки для буріння конкретної свердловини або групи свердловин.

Навантаження на гаку, яке відповідає найбільшій вазі бурильної колони, що допустиме при нормальній тривалій роботі бурової установки, характеризує експлуатаційні якості бурової установки і визначає її найважливіший параметр – номінальна вантажопідйомність.

Максимальне навантаження на гаку, яке сприймає бурова установка при спуску обсадних колон і ліквідації прихватів, визначає інший важливий параметр установки – максимальну вантажопідйомність.

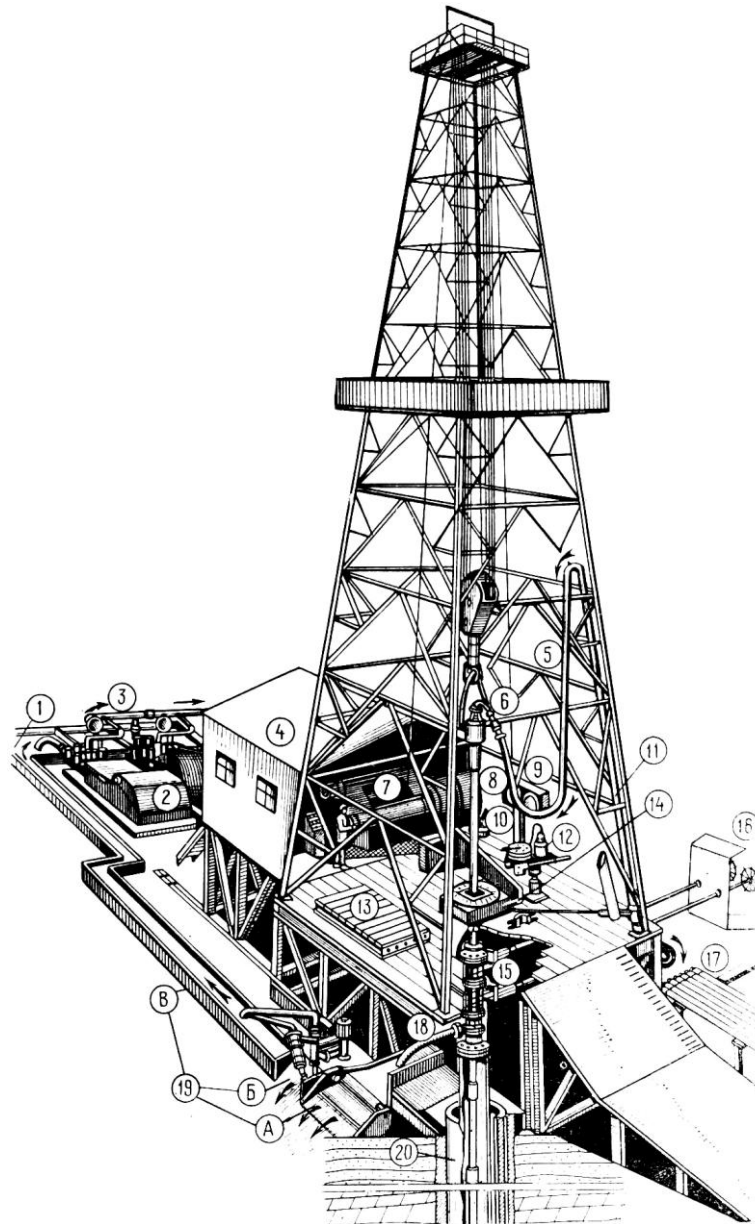


Рисунок 2.11. Загальний вигляд бурової установки обертального буріння: 1 – приймальна ємність; 2 – бурові насоси; 3 – нагнітальна лінія; 4 – силовий блок; 5 – буровий рукав; 6 – вертлюг; 7 – лебідка; 8 – ведуча труба; 9 – індикатор ваги; 10 – машинні ключі; 11 – стояк; 12 – ключ АКБ-3М2; 13 – підсвічник; 14 – ротор; 15 – превентор; 16 – ручний привод превентора; 17 – трубний стелаж; 18 – вихід розчину в жолоб; 19 – блок очистки розчину (А – вібростито; Б – гідроциклони; В – жолобна система); 20 – кондуктор

Розмежування номінальної і максимальної вантажопідйомності необхідно не тільки при розробці конструкції розрахунку вузлів і деталей, але і при експлуатації для правильного вибору типорозміру бурової установки.

Відповідно до проектної глибини свердловини і необхідної вантажопідйомності приймаємо бурову установку УРАЛМАШ 4000/320 ДГУ-1, вона при-

значена для буріння свердловин на нафту і газ, з умовною глибиною буріння 4000 м в районах з помірним кліматом.

Устаткування складається з наступних основних частин: блоку вишки, лебідкового блоку, блоків переміщення і вирівнювання, приймального механізованого моста із стелажми, насосного блоку, блоку устаткування циркуляційної системи (ЦС), компресорного блоку, блоку тиристора, блоку комплектного розпод-пристрою.

Устаткування бурової установки сертифіковане по стандартах 4F, 7K, 8A, 8C і Q1 інституту API.

Конструктивні особливості і переваги

- Можливість буріння на нестійких ґрунтах;
- Здійснення центрування і вирівнювання блоку вишки в процесі буріння;
- Привід основних механізмів здійснюється електродвигунами постійного струму від промислових мереж через комплектний пристрій тиристора в контейнерному виконанні;
 - Екологічно чисте буріння за рахунок виключення комор;
 - Оптимальний режим буріння вибирається за рахунок 100% регульованого приводу основних механізмів і застосування регулювальника подачі долота;
- Блоково-модульне виконання;
- Сучасна чотириступінчаста циркуляційна система.

Технічна характеристика бурової установки УРАЛМАШ 4000/320 ДГУ-1

Допустиме навантаження на гаку, тс	320
Максимальне статичне навантаження на гаку (по А.Р.І.), тс	270
Умовна глибина буріння (БТ- 114 мм), м	4000
Довжина бурильної свічки, м	25-27
Тип приводу	електричний
Вишка УМ 45-225Р	
Тип	щогла 2-х опорна
Висота вишки, м	45,6

Основа	
Тип	збірно-модульне
Висота основи (відмітка підлоги бурової), м	8,5
Талева система	
Діаметр талевого канату, мм	32
Число струн талевої системи (оснащення)	10 (5x6)
Лебідка ЛБУ-750 СНГ	
Розрахункова потужність на вхідному валу, кВт	750
Вертлюг УВ-250 МА	
Вантажопідйомність, тс (кН)	250 (2500)
Динамічна вантажопідйомність (по А.Р.І.), тс	145
Ротор Р- 700	
Розрахункова потужність приводу ротора, кВт	234
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допустиме статичне навантаження, тс	500
Насос УНБТ-950 А2	
Потужність насоса, кВт	950
Максимальна подача, л/с	46
Максимальний тиск (на виході), МПа	32
Циркуляційна система	
Загальний корисний об'єм, м ³	160
Кількість східців очищення	4

Технічна характеристика насоса УНБТ-950-А2

Параметри / Модель	УНБТ-950-А2
Потужність насоса, кВт	950
Число циліндрів, шт.	3
Номінальна частота ходів поршня в хв	125
Подача насоса (max), дм ³ /с	46
Тиск на виході насоса (max), МПа	32
Виконання гідравлічної частини	Прямоточне
Пневмокомпенсатор	ПК70- 320
Міра нерівномірності тиску на виході з насоса, %, не більш	5
Маса насоса без шківів, пневмокомпенсатора і крану, кг	22070
Маса з шківом, пневмокомпенсатором і краном, кг	24261

Технічна характеристика ротора Р- 700

Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допустиме статичне навантаження на стіл ротора, тс	500
Статичний крутний момент на столі ротора, кНм	80
Частота обертання столу ротора, об/хв (не більш)	350

Передавальне число від приводного валу до столу ротора	3,61
Маса (без вкладиша), кг	4790

Технічна характеристика вертлюга УВ-250МА

Вантажопідйомність, тс	250
Динамічна вантажопідйомність (по нормах АРІ), тс	145
Найбільший робочий тиск, МПа	25
Діаметр прохідного отвору, мм	75
Різьблення переводника для з'єднання з ведучою трубою (ліве)	3-152Л
Приєднувальне різьблення (ліве)	3-152Л
Висота (без переводника), мм	2411
Ширина по пальцях штропа, мм	1090
Маса, кг	2200

До складу прийнятої бурової установки входить канат ЛК - РО (6 х 31) діаметром 32 мм. Маса 1 м канату - 3,8 кг, максимальне розривне зусилля канату - 632,3 кН.

Розділ 3. Спеціальна частина роботи – розробка регламенту проведення відновних робіт

На балансі нафтогазовидобувних підприємств знаходиться велике число свердловин, що вимагають відновлення їх працездатності унаслідок складних аварій з глибинно-насосним устаткуванням, порушенням кріплення свердловин, а також міжпластових перетікань і підвищення обводнення продукції, наявністю кольматуючих утворень у зоні експлуатаційного об'єкту [22].

Призабійна зона свердловини (пласта) (ПЗП або ПЗС) – ділянка пласта, безпосередньо прилегла до забою свердловини (рис. 3.1). Тут швидкість руху рідини, перепади тиску, втрати енергії, фільтраційні опори максимальні. Навіть невелике забруднення ПЗП істотно знижує продуктивність свердловини. Дія на ПЗП з метою відновлення або збільшення проникності заснована на розчиненні привнесених до пласта ззовні або тих, що утворилися в пласті кальматантів [23].

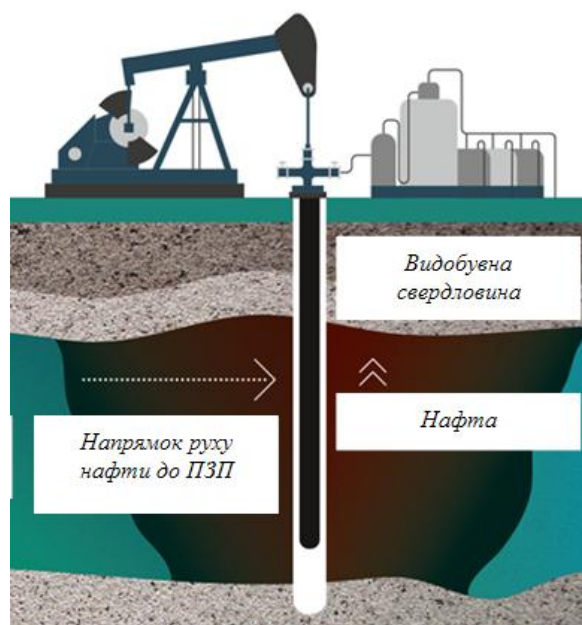


Рисунок 3.1. Схема руху нафти в свердловині

Необхідність в проведенні обробки ПЗП виникає в наступних випадках: у нафтовидобувних свердловинах в період їх освоєння або введення в експлуатацію; у нафтовидобувних свердловинах для підвищення (інтенсифікації) їх про-

дуктивності; при очищенні фільтру і призабійної зони свердловин від утворень, обумовлених процесами видобутку нафти; при очищенні фільтру в призабійній зоні свердловин від утворень, викликаних процесами ремонту свердловин; при видаленні утворень на обсадних колонах і в підземному устаткуванні, обумовлених процесами експлуатації свердловин; ініціація інших методів дії на ПЗП [24].

Вибір способу обробки ПЗП здійснюють на основі вивчення причин низької продуктивності свердловин з урахуванням фізико-хімічних властивостей порід пласта-колектора і флюїдів, що насичують їх, а також спеціальних гідродинамічних і геофізичних досліджень за оцінкою фільтраційних характеристик ПЗП. Обробку призабійної зони проводять тільки в технічно справних свердловинах за умов герметичності експлуатаційної колони і цементного кільця, підтверджених дослідженнями.

Технологію і періодичність проведення обробок обґрунтовують геологічні і технологічні служби нафтогазовидобувного підприємства відповідно до проекту розробки родовища, діючих інструкцій по окремих видах обробки ПЗП, з урахуванням техніко-економічної оцінки їх ефективності [25].

Кислотні обробки (КО) застосовуються для збільшення проникності карбонатних і піщаних колекторів у нафтогазовидобувних і нагнітальних свердловинах після буріння, під час експлуатації і ремонтних робіт (рис. 3.2).

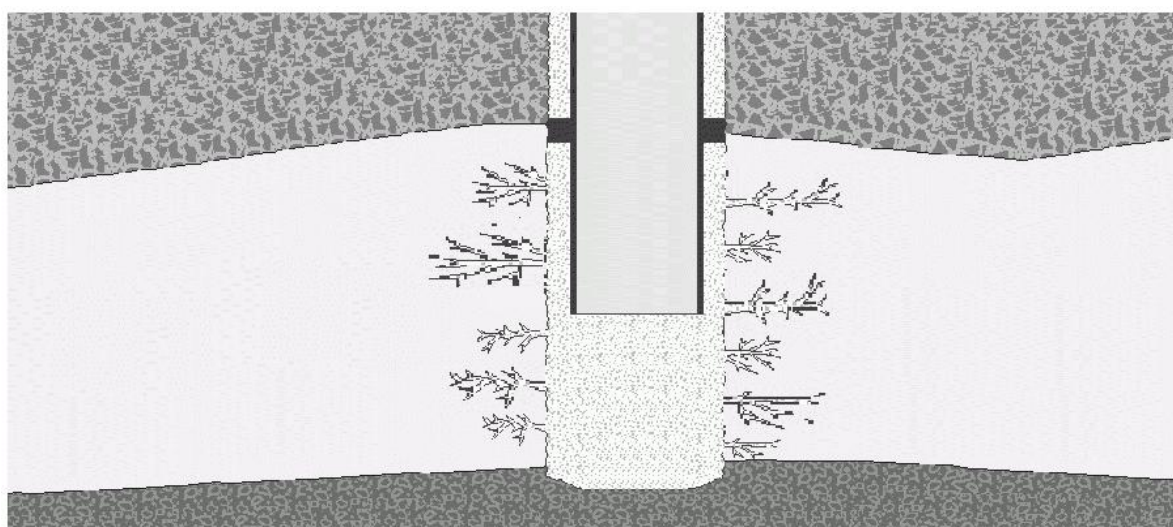


Рисунок 3.2. Схема руху обробляючого агента за умов кислотної обробки ПЗП

Кислотні розчини та луки окремо і спільно вже давно використовуються для обробки привибійної зони пласта.

Під час кислотних обробок можуть використовуватись не менш як десять різнопланових кислот. Це соляна, фтористоводнева, кремнійфтористоводнева, борофтористо-воднева, сірчана, фосфорна, азотна, сульфамінова, оцтова, мурашина кислоти.

Повторення кислотних обробок потребує нових шляхів для підвищення ефективності їх застосування.

Спільна дія чинників високої температури і активності кислоти дозволяє ефективно застосовувати процеси термокислотної обробки на наступних об'єктах: у свердловинах, що понизили продуктивність за рахунок відкладень парафінових або асфальто-смолистих речовин на забої і в прифільтрової зоні, з метою видалення цих відкладень у свердловинах з низькими колекторними властивостями порід; з метою формування максимальної кількості каналів розчинення в заданому інтервалі, особливо в доломітах і сильно доломітизованих породах; у свердловинах, що вийшли з буріння, з метою інтенсивнішого розчинення матеріалів, які забруднюють фільтраційну поверхню забою; у нагнітальних свердловинах для очищення поверхні фільтрації від продуктів корозії і інших забруднюючих матеріалів, важко розчинних в холодній соляній кислоті [26].

В усіх випадках термохімічний процес доцільний лише на родовищах з низькою температурою пласта, порядку від 15 до 40°C.

Обробка ведеться в два етапи: на першому етапі - термічна обробка, при якій температура на забої підвищується до температури вище за температуру плавлення осадів; на другому етапі - звичайна кислотна обробка розчином підвищеної температури.

Термокислотна обробка базується на екзотермічній реакції розчину соляної кислоти з магнієм. Так, при взаємодії 18,61 л 15% - вого розчину HCl з 1 кг магнію виділяється 18987 кДж теплоти. При цьому кислота нейтралізується повністю [22].

Кількість і концентрація соляної кислоти, необхідної для обробки

Як хімічний реагент для екзотермічної реакції і підвищення температури вибою свердловини приймаємо металевий магній. Для першої фази обробки рекомендується 1,1%-ний розчин соляної кислоти в кількості $0,1 \text{ м}^3$ на 1 кг магнію, що у результаті реакції його з HCl виділяє 4520 Дж тепла.

При первинній обробці приймаємо $0,8 \text{ м}^3$ солянокислотного розчину на 1 м ефективної товщини шару. У даному випадку для товщини шару в 10 м буде потрібно $8,0 \text{ м}^3$ соляної кислоти, з яких 4 м^3 приймемо для першої фази обробки і 4 м^3 – для другої фази.

Необхідна кількість металевого магнію

При температурі плавлення парафіну $T_{\text{пл}} = 55^\circ\text{C}$ необхідно підігріти солянокислотний розчин і поверхню вибою свердловини до температури $T_{\text{к}} = 80^\circ\text{C}$.

Необхідна кількість магнію ($Q_{\text{м}}$) для підвищення температури кислотного розчину обсягом $W = 4 \text{ м}^3$ від 20 до 80°C можна визначити за формулою:

$$Q_{\text{м}} = \frac{W(T_{\text{к}} - T_{\text{н}})}{6,03} = \frac{4(80 - 20)}{6,03} = 40 \text{ кг}, \quad (3.1)$$

де $6,03 = 4520/1000 \cdot 0,75$ – числовий коефіцієнт (4520 Дж – кількість тепла, що виділяє 1 кг металевого магнію; $0,75$ – теплоємність водяного розчину хлористого магнію. $\text{Дж}/^\circ\text{C}$; 1000 – коефіцієнт перетворення розмірності).

Знайдена кількість магнію цілком відповідає практичній нормі – 1 кг на $0,1 \text{ м}^3$ 15%-ного солянокислотного розчину. Для прийнятих у першій фазі обробки 4 м^3 розчину варто взяти 40 кг магнію.

Уточнення концентрації солянокислотного розчину

Зміна концентрації 4 м^3 15%-ного солянокислотного розчину після розчинення в ньому $Q_{\text{м}} = 40 \text{ кг}$ магнію. Зменшення концентрації кислотного розчину, що цілком нейтралізується, знайдемо за формулою

$$x = \frac{AQ_{\text{м}}}{3,33AW + Q_{\text{м}}}, \quad (3.2)$$

де A – числовий коефіцієнт, що при концентрації кислоти до 18% дорівнює 218, а при концентрації до 12% – 214;

$$x = \frac{218 \cdot 40}{3,33 \cdot 218 \cdot 4 + 40} = 3\%.$$

Отже концентрація 15%-ного розчину соляної кислоти зменшиться на 3 % і складе 12%

Визначимо інтервали закачування (об'ємів і швидкостей), тобто режими закачування соляної кислоти.

При розрахунку режиму необхідно мати дані про те, за який час контакту кислоти з магнієм реакція пройде до наміченого зниження початкової концентрації розчину, тобто за який час концентрація HCl понизиться з 15 до 11,5% (для нагрівання до 90 °С) чи з 15 до 12,2% (для нагрівання до 75°С). Ці дані зведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Тривалість реакції до заданого залишкового вмісту HCl

Об'єм 15% розчину, що закачують (см ³) на 1 см ³ поверхні магнію	Тривалість реакції (с) до залишкового вмісту HCl	
	11,5%	12,2%
1,4	10	7
1,7	13	10
2,0	15	11
2,7	18	13
3,7	22	18
4,2	25	20
5,3	30	25

У міру закачування соляної кислоти через реакційний наконечник кількість магнію в ньому буде безупинно і нерівномірно зменшуватися. Для рівномірності процесу (досягнення однакової температури нагрівання кислоти) швидкість закачування його варто безупинно зменшувати.

Таблиця 3.2

Характеристика процесу розчинення стрижнів

№ ступеню розчинення	I	II	III	IV	V
Початковий діаметр, см	4	3,5	3	2	1
Кінцевий діаметр, см	3,5	3,0	2	1	0

Тому процес розчинення стрижнів розбивають на декілька ступенів з рівномірним зменшенням діаметра, а отже, об'єму і маси стрижнів (табл. 3.2).

Для кожного з цих інтервалів можна прийняти процес рівномірним, відповідним деяким середнім для інтервалу показникам.

Розрахунки на цьому етапі проводимо у наступному порядку.

1. Підраховуємо сумарне значення поверхні всіх стрижнів (10 пачок по 3 стрижні в кожній пачці, разом 30 стрижнів) у початковий і кінцевий момент інтервалу закачування соляної кислоти, а потім як середньоарифметичне з крайніх значень – середнє значення поверхні для кожного інтервалу.

2. Обчислюємо об'єм порожнеч у наконечнику заповненому розчином при закачуванні, як різницю між об'ємом реакційного наконечника й об'ємом усіх стрижнів на початку і кінці кожного інтервалу (як середньоарифметичне з крайніх значень одержуємо середній для кожного інтервалу об'єм порожнеч (тобто розчину) у всьому наконечнику).

3. Знаходимо значення об'єму розчину, що припадає, в середньому, на 1 см² поверхні магнію за кожен інтервал.

Результати обчислень приведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

Результати обчислень поверхні магнієвих стрижнів і об'ємів кислотного розчину в заповненому наконечнику

Кінцеві діаметри стрижнів, дм	Поверхня всіх стрижнів у пачці, м ²		Об'єм кислотного розчину в заповненому наконечнику W, см ³		Об'єм розчину на 1см ³ поверхні магнію, см ³
	кінцевій	середній	кінцевій	середній	
0,40	2,34	2,18	0,0245	0,0271	1,2
0,35	2,03	1,89	0,0298	0,0323	1,7
0,30	1,74	1,44	0,0349	0,0382	2,7
0,20	1,15	0,86	0,04145	0,0372	4,3
0,10	0,57	0,28	0,0330	0,0350	12,5
0,0	0,0		0,0471		

Результати аналогічних обчислень за наступними інтервалами зведені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4

Результати обчислення швидкості для намічених інтервалів закачування солянокислотного розчину

Інтервал	Зміна діаметрів стрижнів, см	Кількість магнію розчиненого за інтервал, кг	Об'єм розчину, що прокачують за інтервал, м ³	Кількість змін розчину за інтервал	Час реакції, необхідне для зниження	Час прокачування всього розчину за інтервал, с	Швидкість закачування, м ³ /год
I	4,0–3,5	9,4	0,94	34,7	7	243	13,9
II	3,5–3,0	8,1	0,81	25	10	250	11,7
III	3,0–2,0	12,5	1,25	33	13	429	10,9
IV	2,0–1,0	7,5	0,75	20	20	400	6,7
V	1,0–0,0	2,5	0,25	7,1	30	213	4,2
Усього	–	40,0	4,00	–	–	1537	–

В остаточному вигляді параметри режиму закачування кислотного розчину для термохімічної фази процесу при зазначених вище умовах можуть бути представлені наступними даними (табл. 3.5).

Таблиця 3.5

Параметри закачування кислотного розчину для термохімічної фази процесу

Інтервал	Час закачування, хв.	Об'єм розчину, що закачують, м ³	Швидкості закачування, м ³ /год
I	4,0	0,94	13,9
II	4,1	0,81	11,7
III	7,0	1,25	10,5
IV	6,6	0,75	6,7
V	3,6	0,25	4,2
Усього	25,3	4,00	–

Загальна кількість 15%-ного розчину, м ³	4
Повний час закачування, хв.	25,3
Обсяг закачування, м ³	
за перші 4 хв. зі швидкістю 13,9 м ³ /год	0,94
за наступні 4,1 хв. зі швидкістю 11,7 м ³ /год	0,81
за наступні 7 хв. зі швидкістю 10,5 м ³ /год	1,25
за наступні 6,6 хв. зі швидкістю 6,7 м ³ /год	0,75
за наступні 3,6 хв. зі швидкістю 4,2 м ³ /год	0,25

У процесі закачування при зазначених параметрах, як показують практичні термограми, на вибої свердловини процес протікає приблизно на 20% швидше, ніж за даними розрахунку (табл. 3.5). Тому температура розчину виходить

вище за розрахункову, а вміст залишкової НС1 у кислотному розчині нижче 12%.

Для зниження температури розчину варто підвищити швидкість закачування на 20% проти розрахункової. Тоді параметри режиму закачування будуть відповідати приведеним у табл. 3.6.

Таблиця 3.6

Параметри закачування кислотного розчину з підвищеною швидкістю

Інтервал	Час закачування, хв.	Об'єм розчину, що закачують, м ³	Швидкості закачування, м ³ /год
I	3,2	0,94	16,7
II	3,3	0,81	14,0
III	5,6	1,25	12,6
IV	5,3	0,75	8,0
V	2,9	0,25	5,0
Усього	20,3	4,00	–

Швидкість розчинення магнію в солянокислотному розчині швидко зменшується з підвищенням тиску. Якщо швидкість розчинення при атмосферному тиску прийняти за 100%, то швидкість розчинення магнію в 15%-ний соляній кислоті з підвищенням тиску буде мати значення, що наведені в табл. 3.7.

Таблиця 3.7

Параметри закачування кислотного розчину

Тиск, МПа	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	6,0
Швидкість реакції (15%-ний НС1), % від її значення при атмосферному тиску	80	62	47	36	21	6

При термохімічній фазі обробки необхідно стежити за тиском нагнітання кислоти. Якщо тиск збільшується, то треба відповідно зменшувати швидкість закачування. Таким чином, якщо при вимірюванні рівня рідини в затрубному просторі встановлено, що він відповідає 1 МПа тиску на глибині реакційного наконечника, параметри розглянутого режиму змінюється за схемою, що представлена в табл. 3.8.

Таблиця 3.8

Параметри режиму закачування з урахуванням підвищення тиску на 1 МПа

Інтервал	Час закачування, хв.	Об'єм розчину, що закачують, м ³	Швидкості закачування, м ³ /год
I	3,2:0,62=5,3	0,94	16,7·0,62=10,3
II	3,3:0,62=5,3	0,81	14,0·0,62=8,7
III	5,6:0,62=9,0	1,25	12,6·0,62=7,8
IV	5,3:0,62=8,5	0,75	8,0·0,62=5,0
V	2,9:0,62=4,7	0,25	5,0·0,62=3,3
Усього	32,8	4,00	–

Щоб уникнути під час термохімічної обробки виникнення високих тисків у затрубному просторі, що зменшують швидкість реакції, варто тримати відкритим затрубний простір і виключити попереднє підкачування нафти.

Для попередження випадання солей заліза при нейтралізації соляної кислоти в породі додають до солянокислотного розчину технічну оцтову кислоту. Як інтенсифікатор, що знижує поверхневий натяг солянокислотного розчину, що відреагував і сприяє кращому видаленню його з привибійної зони, застосовують 1%-ний препарат ДС.

Розділ 4. Охорона праці

Охорона праці – це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, спрямованих на збереження життя, здоров'я і працездатності людини у процесі трудової діяльності [27].

Роботодавець – власник підприємства, установи, організації або уповноважений ним орган, незалежно від форм власності, виду діяльності, господарювання, і фізична особа, яка використовує найману працю.

Роботодавець зобов'язаний створити на робочому місці в кожному структурному підрозділі умови праці відповідно до нормативно-правових актів, а також забезпечити додержання вимог законодавства щодо прав працівників у галузі охорони праці. З цією метою роботодавець забезпечує функціонування системи управління охороною праці, а саме:

- створює відповідні служби і призначає посадових осіб, які забезпечують вирішення конкретних питань охорони праці, затверджує інструкції про їх обов'язки, права та відповідальність за виконання покладених на них функцій, а також контролює їх додержання;
- розробляє за участю сторін колективного договору і реалізує комплексні заходи для досягнення встановлених нормативів та підвищення існуючого рівня охорони праці;
- забезпечує виконання необхідних профілактичних заходів відповідно до обставин, що змінюються;
- впроваджує прогресивні технології, досягнення науки і техніки, засоби механізації та автоматизації виробництва, вимоги ергономіки, позитивний досвід з охорони праці тощо;
- забезпечує належне утримання будівель і споруд, виробничого обладнання та устаткування, моніторинг за їх технічним станом;

- забезпечує усунення причин, що призводять до нещасних випадків, професійних захворювань, та здійснення профілактичних заходів, визначених комісіями за підсумками розслідування цих причин;
- організовує проведення аудиту охорони праці, лабораторних досліджень умов праці, оцінку технічного стану виробничого обладнання та устаткування, атестацій робочих місць на відповідність нормативно-правовим актам з охорони праці в порядку і строки, що визначаються законодавством, та за їх підсумками вживає заходів до усунення небезпечних і шкідливих для здоров'я виробничих факторів;
- розробляє і затверджує положення, інструкції, інші акти з охорони праці, що діють у межах підприємства (далі - акти підприємства), та встановлюють правила виконання робіт і поведінки працівників на території підприємства, у виробничих приміщеннях, на будівельних майданчиках, робочих місцях відповідно до нормативно-правових актів з охорони праці, забезпечує безоплатно працівників нормативно-правовими актами та актами підприємства з охорони праці;
- здійснює контроль за дотриманням працівником технологічних процесів, правил поводження з машинами, механізмами, устаткуванням та іншими засобами виробництва, використанням засобів колективного та індивідуального захисту, виконанням робіт відповідно до вимог з охорони праці;
- організовує пропаганду безпечних методів праці та співробітництво з працівниками у галузі охорони праці;
- вживає термінових заходів для допомоги потерпілим, залучає за необхідності професійні аварійно-рятувальні формування у разі виникнення на підприємстві аварій та нещасних випадків.

Система управління охороною праці на підприємствах і в організаціях нафтогазового комплексу України передбачає цикл організаційних, технічних, економічних і правових заходів спрямованих на забезпечення безпечних і здорових умов праці і є складовою частиною системи управління виробництвом.

Правила охорони праці на об'єктах нафтогазової промисловості розглянемо на прикладі правил безпеки при виконанні бурових робіт [36].

Уведення змонтованої бурової установки в роботу здійснюється за рішенням комісії з приймання бурової установки після повної готовності, випробування, обкатування всього обладнання та за наявності укомплектованої бурової бригади. Склад комісії визначається наказом по підприємству. В роботі комісії бере участь представник Держгірпромнагляду. Готовність до пуску оформлюється актом.

У процесі буріння згідно з нормативно-технічними документами контролюються такі параметри: а) вага на гаку з реєстрацією на діаграмі; б) якісна характеристика бурового розчину з реєстрацією в журналі; в) тиск у маніфольді бурових насосів з реєстрацією на діаграмі чи в журналі; г) рівень розчину в приймальних ємностях під час буріння.

Контрольно-вимірювальні прилади для контролю за процесом буріння повинні перебувати в полі зору бурильника і бути захищеними від вібрації та атмосферних опадів.

У процесі буріння необхідно контролювати траєкторію стовбура свердловини. Обсяг та періодичність вимірів визначаються проектом. На буровій установці повинна бути схема фактичної траєкторії стовбура в просторі.

На буровій установці необхідно щозміни заповнювати вахтовий журнал установленої форми.

У процесі буріння після завершення довбання ведучу трубу та першу свічу необхідно підіймати на першій швидкості.

Вимоги до виконання спуско-підйомних операцій (СПО)

СПО в процесі буріння проводяться з урахуванням технічного стану та характеристик бурового обладнання, стану свердловини, а також особливостей технологічних операцій, що виконуються.

Швидкості спуско-підйомних операцій регламентуються технологічною службою бурового підприємства, виходячи зі стану стовбура свердловини та допустимих коливань величини гідродинамічного тиску на вибій та стінки.

Виконувати спуско-підйомні операції необхідно з використанням механізмів для згвинчування (розгвинчування) труб та спеціальних пристроїв. Між бурильником і верховим працівником повинна бути встановлена звукова сигналізація.

При підніманні бурильної колони зовнішня поверхня труб повинна очищатися від бурового розчину за допомогою спеціальних пристроїв (обтираторів).

Ліквідація ускладнень у процесі піднімання або спускання бурильного інструменту проводиться відповідно до заходів щодо запобігання аваріям та згідно з нормативно-технічними документами.

На устя встановлюється пристрій, що запобігає падінню сторонніх предметів у свердловину під час спуско-підйомних операцій.

Для запобігання зісковзуванню бурильних і обважнених труб з підсвічника підсвічник повинен мати металеву окантовку по периметру заввишки не менше 70 мм та отвори для стікання бурового розчину та іншої рідини.

Не дозволяється проводити спуско-підйомні операції при: а) відсутності або несправності обмежувача підняття талевого блока; б) несправності обладнання, інструменту; в) неповному складі вахти; г) швидкості вітру понад 15 м/с; г) видимості менше 50 м під час туману і снігопаду; д) застопороному гаку талевого блока.

Не дозволяється розкріплювати і згвинчувати різьбові з'єднання бурильних труб та інших елементів компоновки бурильної колони за допомогою ротора.

Бурова бригада щозміни повинна проводити профілактичний огляд підйомного обладнання (лебідки, талевого блока, гака, гакблока, вертлюга, стропів, талевого канату і пристроїв для його кріплення, елеваторів, спайдерів, запобіжних пристроїв, блокувань тощо).

Під час спуско-підйомних операцій не дозволяється: а) перебувати в радіусі (зоні) дії автоматичних і машинних ключів, робочих і страхових канатів; б) подавати бурильні свічі з підсвічника і встановлювати їх на підсвічник без ви-

користання спеціальних пристроїв (відвідних гачків); в) викидати на містки «двотрубну» або брати її з містків для нарощування; г) користуватись перевернутим елеватором, а також елеваторами, які не обладнані запобіжником їх самочинного розкриття; г) викидати труби на містки, коли дверцята елеватора повернута вниз.

Режими підняття ненавантаженого елеватора, а також зняття з ротора колони бурильних і обсадних труб повинні унеможливлувати розгойдування талевої системи.

Підводити машинні і автоматичні ключі до колони бурильних (обсадних) труб дозволяється лише після посадки колони на клини чи елеватор.

При застосуванні пневморозкріплювача необхідно, щоб натяжний канат і ключ розташовувалися в одній горизонтальній площині. Канат повинен надійно кріпитися до штока пневморозкріплювача. Робота пневморозкріплювача без направляючого поворотного ролика не дозволяється.

Під час СПО до повної зупинки елеватора не дозволяється перебування людей в радіусі 2 м від ротора.

Вимоги до застосування бурових розчинів

Тип і властивості бурового розчину в комплексі з технологічними заходами і технічними засобами повинні забезпечувати безаварійні умови буріння з високими техніко-економічними показниками, а також безпечне розкриття продуктивних горизонтів.

Густина бурового розчину під час розкриття газонафтоводонасичених пластів повинна визначатися для горизонту з максимальним градієнтом пластового тиску в інтервалі сумісних умов.

Густина бурового розчину в інтервалах сумісних умов буріння повинна визначатися з розрахунку створення стовпом бурового розчину гідростатичного тиску в свердловині, який перевищує пластовий тиск на величину:

а) від 10 % до 15 % - для свердловин глибиною до 1200 м (інтервалів від 0 м до 1200 м), але не більше 1,5 МПа;

б) від 5 % до 10 % - для свердловин глибиною до 2500 м (інтервалів від 1200 м до 2500 м), але не більше 2,5 МПа;

в) від 4 % до 7 % - для свердловин глибиною понад 2500 м (інтервалів від 2500 м і до проектної глибини), але не більше 3,5 МПа.

Максимально допустима репресія (з урахуванням гідродинамічних утрат) повинна унеможливити гідророзрив або поглинання бурового розчину на будь-якій глибині інтервалу сумісних умов буріння.

В інтервалах, складених глинами, аргілітами, глинистими сланцями, солями, схильними до втрати стійкості й текучості, густина, фільтрація, хімічний склад бурового розчину встановлюються, виходячи з потреби забезпечення стійкості стінок свердловини. При цьому репресія не повинна перевищувати меж, установлених для усього інтервалу сумісних умов буріння.

При розкритих продуктивних горизонтах у випадку поглинання бурового розчину подальші роботи ведуться за окремим планом, складеним за спільним рішенням проектувальника, замовника, підрядника та спеціалізованої аварійно-рятувальної служби, яке оформлюється протоколом.

Не допускається відхилення густини бурового розчину (звільненого від газу), що перебуває в циркуляції, більше ніж на 20 кг/м^3 ($0,02 \text{ г/см}^3$) від установленної проектом величини.

Обробка бурового розчину проводиться відповідно до розробленої рецептури, при цьому необхідно керуватися інструкціями з безпечної роботи з хімічними реагентами і користуватися захисними засобами.

Вимоги до складання компонування бурильних колон та їх експлуатація

Компонування бурильної колони повинно відповідати розрахунку, закладеному в проекті.

Запаси міцності бурильної колони при дії на неї статичного осьового розтягувального навантаження з урахуванням крутного моменту та згинаючого навантаження повинні бути не менше ніж: 1,5 - для роторного буріння; 1,4 - при бурінні вибійними двигунами.

Запас міцності бурильної колони (на зминання) при застосуванні клинового захоплювача і при впливі на трубу надлишкового зовнішнього і внутрішнього тиску повинен бути не менше ніж 1,15.

Компонування бурильної колони повинно проводитись згідно з її розрахунком та планом проведення відповідних робіт.

Експлуатація будь-якого елемента бурильної колони без паспорта (комплекту) не дозволяється.

Паспорти на труби (бурильні, ведучі, обважені), перехідники і опорно-центрувальні елементи бурильної колони виписуються до початку експлуатації бурильного інструменту і заповнюються протягом усього терміну експлуатації до їх списання.

Паспорти на труби (бурильні, ведучі, обважені), перехідники, а також на всі елементи компоновки низу бурильної колони повинні бути на базі підприємства або в буровій бригаді або бригаді капітального ремонту свердловин (КРС).

Дані про їх установлення у компонування бурильної колони, напрацювання та проведені дефектоскопії повинні регулярно заноситись у паспорти безпосередньо начальником бурової установки.

Вимоги до виконання ремонтно-виправного тампонування

Ізоляційні роботи по методу тампонування ведуть в такій послідовності: 1) здійснюють глушення свердловини; 2) спускають колону насосно-компресорних труб (НКТ) або бурильних з пакером (знімним або розбурюваним); 3) при відключенні верхніх або проміжних пластів виконують операції по оберіганню нижніх продуктивних пластів (заповнюють стовбур свердловини в інтервалі від штучного забою до відмітки на 1,5 - 2,0 м нижче за подошву пласта, що відключається, піском, глиною або в'язкопружним складом, встановлюють цементний міст або пакер); 4) здійснюють гідровипробування НКТ або НКТ з пакером; 5) визначають прийомистість розкритого інтервалу пласта. Якщо вона виявиться менше $0,6 \text{ м}^3/(\text{год} \cdot \text{МПа})$, проводять роботи по збільшенню прийомистості інтервалу, що ізолюється (наприклад, обробку соляною кисло-

тою); 6) вибирають тип і об'єм тампонажного розчину; 7) готують і закачують під тиском в заданий інтервал тампонажний розчин і залишають свердловину на період очікування застигання цементу (ОЗЦ). Термін ОЗЦ встановлюють залежно від типу тампонажного розчину. Після закінчення терміну ОЗЦ здійснюють перевірку моста і гідровипробування експлуатаційної колони; 8) при необхідності здійснюють додаткову перфорацію експлуатаційної колони в інтервалі продуктивного пласта; 9) при відключенні верхніх і проміжних пластів, експлуатація яких здійснюється при депресії на пласт більше 2 МПа, після проведення тампонування під тиском інтервал перфорації перекривають додатково металевим пластиром.

При проведенні робіт по обмеженню водопритливів і використанні тампонажних сумішей, що селективно впливають на ділянки пласта з різними рідинами, закачування сумішей здійснюють через існуючий фільтр без попереднього відключення продуктивних інтервалів або ж при необхідності використовують пакери.

Виправлення негерметичної цементного кільця проводять у такий спосіб: здійснюють глушення свердловини; облаштовують гирло свердловини з урахуванням можливості здійснення прямої і зворотної циркуляції, а також ходіння труб; піднімають НКТ і свердловинне устаткування; проводять комплекс геофізичних і гідродинамічних досліджень; визначають прийомистість колекторних каналів в за колонному просторі і напрям руху потоку, а також міру віддачі пластом поглиненої рідини; аналізують геолого-технічні характеристики пласта і роботу свердловини (а саме: 1) величину кривизни і ступень порушення цілісності стовбура свердловини; 2) глибину розташування центраторів і інших елементів технологічного оснащення обсадної колони; 3) температуру і тиск продуктивного пласта; 4) тип гірських порід; 5) тиск гідророзриву; 6) дебіт свердловини; 7) вміст і гранулометричний склад механічних домішок в продукції; 8) хімічний склад флюїда, що ізолюється.); перевіряють свердловину на заповнення і визначають прийомистість дефектної частини при сталому режимі подачі рідини; здійснюють оцінку об'єму рідини, що віддається пластом.

Розділ 5. Охорона навколишнього середовища

Усі об'єкти та види діяльності, що пов'язані із видобутком та переробкою вуглеводнів, а саме: нафтопереробні та газопереробні заводи, теплові електростанції, буріння глибоких свердловин, видобування та перероблення корисних копалин; зберігання, перероблення та транспортування вуглеводневої сировини; поводження з відходами; діяльність автозаправних станцій та комплексів, а також автогазонаповнювальних компресорних станцій, автомобільних газозаправних станцій зрідженого газу та інші об'єкти, є потенційно екологонебезпечними. Саме тому, при розробці проектів відповідної планованої діяльності, особлива увага повинна приділятися наступним напрямкам: налагодженню системи управління охороною навколишнього природного середовища, реалізації комплексних заходів щодо підвищення існуючого рівня екологічної і радіаційної безпеки, раціональному використанню природних ресурсів, забезпеченню екологічно стабільного рівня виробництва, мінімізації впливу діяльності на стан довкілля, гарантуванню виконання прийнятих зобов'язань щодо охорони довкілля [7, 28].

Нафтовидобувна промисловість, не зважаючи на впровадження нових технологічних процесів, продовжує створювати значне техногенне навантаження на навколишнє середовище. Однією із таких причин є накопичення великої кількості бурових відходів, які контактують з атмосферним повітрям, ґрунтом, поверхневими та підземними водами, забруднюючи їх, що негативно впливає на здоров'я населення.

З метою підвищення рівня техногенно-екологічної безпеки, попередження аварій, пожеж та своєчасного реагування на надзвичайні ситуації, на підприємствах нафтогазової галузі створюються протиаварійні формування та служби, добровільні пожежні дружини, призначаються відповідальні особи за протипожежний стан, розробляються положення та інструкції, проводяться інструктажі та перевірки знань з питань пожежної та техногенної безпеки.

Безпеку робіт та ліквідацію аварійних ситуацій на об'єктах буріння, видобутку, транспортування, зберігання та переробки нафти і газу забезпечують аварійно-відновлювальні та ремонтні бригади, дільниці, лінійно-експлуатаційні служби, інші протиаварійні формування, що входять до структурних одиниць підприємств.

Обов'язковими екологічними заходами є роботи з паспортизації потенційно-небезпечних об'єктів, ідентифікації та декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки.

На об'єктах підвищеної небезпеки у відповідності до вимог Кодексу цивільного захисту України проводиться робота з впровадження систем раннього виявлення виникнення загрози надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру і оповіщення населення.

На всіх виробничих об'єктах, що відносяться до об'єктів підвищеної небезпеки, повинні бути розроблені та погоджені у встановленому порядку плани локалізації та ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС). Існуюча методика розробки ПЛАС забезпечує охоплення усіх рівнів розвитку аварійних ситуацій і аварій, у тому числі за межами об'єктів. Підприємствами повинні бути відпрацьовані питання практичного застосування, передбачених ПЛАС заходів, спрямованих на своєчасне оповіщення, інформування та здійснення аварійно-відновлювальних робіт, ліквідацію аварій та мінімізацію негативних наслідків.

Підприємства, які займаються роботами із видобутку вуглеводнів повинні розробляти плани комплексних природоохоронних заходів, які включають заходи з охорони і використання водних ресурсів, охорони атмосферного повітря, охорони і раціонального використання надр, земельних ресурсів та поводження з відходами, зокрема повинні бути висвітлені наступні позиції: контроль за рівнем техногенного навантаження на довкілля та аналіз стану екологічної безпеки в районах впливу виробничої діяльності підприємств; інвентаризацію та паспортизацію чинників негативного впливу на довкілля, розроблення та узгодження з органами виконавчої влади з питань охорони довкілля дозвільних документів на здійснення виробничої діяльності; оформлення державної статистичної звіт-

ності; проведення розрахунків та сплату обов'язкових зборів за забруднення навколишнього природного середовища та використання природних ресурсів; застосування заходів із захисту довкілля під час здійснення закупівель товарів, робіт та послуг; своєчасне розроблення планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій на технологічних об'єктах підприємств Компанії, їх узгодження з територіальними органами державного нагляду та органами місцевого самоврядування; проведення оцінки впливу на довкілля проектної документації з реконструкції, капітального ремонту та будівництва технологічних об'єктів; укладання договорів на водоспоживання та водовідведення; укладання договорів на вивіз, розміщення та утилізацію промислових і побутових відходів; забезпечення роботи очисних споруд та обладнання природоохоронного значення, підтримання їх справного стану та відновлення експлуатаційних ресурсів; проведення замірів та профілактичних робіт щодо зменшення токсичності вихлопних газів автотранспорту; благоустрій та озеленення виробничих майданчиків і прилеглих територій.

Наземний комплекс бурового обладнання та привишкових споруд, що використовуються при спорудженні свердловини, відносяться до тимчасових споруд.

Технологія спорудження свердловини і природоохоронні заходи, передбачені проектом, орієнтовані на попередження можливих причин і шляхів забруднення навколишнього середовища, ліквідацію джерел забруднювальних речовин і наслідків їх негативної дії до граничнодопустимих концентрацій забруднюючих речовин.

Основними потенційними забруднювачами навколишнього середовища при спорудженні свердловини є: промивальні рідини та тампонажні розчини; бурові стічні води і буровий шлам; продукти випробування та освоєння свердловини (пластові флюїди); матеріали та реагенти для приготування та обробки бурових та тампонажних розчинів; продукти згорання палива у двигунах внутрішнього згорання; господарчо-побутові стоки та відходи; металеві, бетонні та інші відходи спорудження бурової установки.

Фізико-хімічні характеристики бурових стічних вод можуть змінюватися у широких межах, що зумовлюється кількісним співвідношенням між переліченими складовими частинами бурових стічних вод та їх якісним складом. Хімічний склад бурових стічних вод на різних бурових установках відрізняється залежно від вихідного бурового розчину, географо-геологічних і кліматичних умов розташування свердловини, глибини буріння, що створює додаткові труднощі при їх очищенні.

Система очищення, що включає вертикальні центрифуги та трикантенри, ефективно використовується для фазового розділення відходів буріння. Процес інтенсифікується за рахунок електрокоагуляції, реагентної коагуляції і флокуляції.

Всі забруднення можна розділити на дві категорії: з технологічних та аварійних причин.

Технологічні причини: забруднення ґрунтів та вод через негерметичність колон та неякісне цементування; недотримання правил безпеки при роботі з буровими та тампонажними розчинами; недотримання правил безпеки при роботі з ПММ (паливно-мастильні матеріали), буровими та тампонажними розчинами; прориви трубопроводів, розливи ПММ; порушення вимог при навантаженні, транспортуванні та зберіганні хімічних реагентів для приготування бурових і тампонажних розчинів; забруднення атмосферного повітря при роботі бурової установки та спалюванні продуктів випробування свердловини.

Аварійні причини: газонафтоводопроявлення та відкриті фонтани при бурінні свердловини; аварійні ситуації та порушення технології випробування свердловини; аварійні ситуації при кріпленні свердловин; аварійні ситуації з буровим обладнанням.

Забруднююча здатність бурового розчину та ступінь потенційної небезпеки проведення робіт залежить від кількості та класу токсичності хімічних реагентів, які застосовують для обробки промивних рідин і тампонажних розчинів. При бурінні свердловини основні реагенти та речовини, відносяться до по-

мірно небезпечних та мало небезпечних 3 і 4 класу токсичності згідно ДСТУ 41-00032626-00-007-97.

Вибурена порода нетоксична, але у середовищі бурового розчину її частинки адсорбують на своїй поверхні токсичні розчини, що може негативно вплинути на рослинний світ, гранти, ґрунтові та поверхневі води.

Основними факторами, що впливають на ґрунт, є механічні пошкодження і забруднення. Механічні пошкодження пов'язані з необхідністю проведення земляних робіт, роботою транспорту тощо.

При спорудженні бурових установок, монтажу, демонтажу бурового устаткування необхідно забезпечити заходи, що виключають забруднення ділянок відходами металу, залізобетону, пиломатеріалів тощо.

На період спорудження свердловини для виробничого водопостачання передбачається використання привозної води. Промислові стоки (бурові стічні води) утворені при використанні значної кількості води на забезпечення експлуатаційних, технічних і технологічних потреб, забруднені глиною, вибуреною породою, хімреагентами. Екологічна небезпека може виникнути при періодично-повторювальних процесах попадання бурових стоків на ландшафт, інфільтрації в ґрунт або стіканні в гідро сітку. При дотриманні всіх технологічних заходів забруднення середовища виключається. Забезпечення питною водою передбачається завозом води спеціально обладнаними автомашинами.

Одним із впливів на атмосферне середовище є шумове забруднення. Серед бурового обладнання є механізми, що створюють певний рівень звукового тиску. Згідно проведених розрахунків загальні рівні звуку на буровому майданчику та на території житлової забудови значно нижчі граничних нормативних рівнів шуму.

Для постачання на бурову хімреагентів і паливно-мастильних матеріалів на весь період спорудження свердловини використовується спеціальна техніка, яка обладнана спеціальними герметичними ємностями, а при необхідності (в залежності від призначення) пилеуловлюючими фільтрами і засобами пожежо-гасіння.

Постачання ПММ на свердловину потрібно здійснювати у герметичних ємностях і зберігати в облаштованому складі ПММ. Необхідно забезпечити збір і вивіз відпрацьованих ПММ у спеціальних металевих ємностях на пункти утилізації.

При освоєнні свердловини слід забезпечити герметичність і надійність роботи викидних ліній, сепараторів, замірних пристроїв, ємностей. Продукти освоєння збираються в факельному амбарі з протифільтраційним екраном, потім вивозяться та утилізуються спеціалізованими підприємствами згідно укладених угод.

Для попередження аварійного викиду пластового флюїду зі свердловини проектом передбачені відповідні параметри бурового розчину, а також обв'язка гирла свердловини противикидним обладнанням на період розкриття продуктивних горизонтів.

При бурінні свердловини не допускається порушення технологічних процесів, що можуть призвести до аварійних ситуацій, які пов'язані з відкритим фонтануванням.

Оскільки освітлення бурових майданчиків здійснюється таким чином, щоб освітленість відповідала нормам для безпечної роботи бурової бригади без зайвого розсіювання, світлового забруднення довкілля не очікується.

Наявність джерел електромагнітних хвиль і іонізуючого випромінювання в процесі буріння свердловин не передбачається.

Відпрацьовані матеріали та обладнання, що містять техногенно підсилені джерела природного походження, складуються на спеціально облаштованих майданчиках.

Розділ 6. Організація та економіка бурових виробничих робіт

Під виробничим циклом розуміється періодично повторювана частина виробничого процесу з одним і тим же складом і послідовністю робіт і операцій [29]. Цикл може бути повним або елементарним. Повний цикл включає комплекс повторюваних робіт та операцій, в процесі якого вирішується кінцеве виробниче завдання підприємства, в розглядуваній галузі буріння – будівництво свердловин. Елементарний цикл являє собою сукупність повторюваних робіт та операцій, у процесі яких вирішується лише частина кінцевого виробничого завдання, наприклад, цикл будівельно-монтажних робіт, цикл проходки свердловин і т.д. Для характеристики виробничого циклу важливе значення мають його тривалість і структура.

Тривалість циклу – це період календарного часу від початку першої до кінця останньої операції виробничого циклу. Склад циклу характеризує зміст робіт та операцій, а структура циклу показує відношення витрат часу на виконання окремих робіт і операцій (у %) до підсумку. Тривалість виробничого циклу в будівництві свердловин вимірюється в верстато-місяцях, верстато-добі і верстато-годинах. Вона підрозділяється на робочий період і час перерв.

Робочий період складається з витрат часу безпосередньо на вишкобудівництво, монтаж обладнання, буріння та інші роботи з будівництва свердловин. Простої можуть бути пов'язані з технологічно необхідними перервами, режимом роботи бурового підприємства, а також з недоліками в організації виробництва та матеріально-технічного постачання.

Скорочення циклу будівництва свердловин забезпечує їх прискорене введення в експлуатацію, що дає ефект не тільки в збільшенні обсягу виробництва, але і в зниженні собівартості будівництва свердловин.

Нафтогазове підприємство (НГП) – це сукупність господарюючих суб'єктів, грошових ресурсів, а також системи їх формування, розподілу і використання; воно, як господарюючий суб'єкт, являє собою складну систему, до якої можна застосувати усі принципи системного підходу і похідні від них

принципи системного підходу: складність, стохастична природа, ієрархічність побудови, цілеспрямованість функціонування, наявність загальної мети і локальних критеріїв оптимальності, обмеженість ресурсів, економічний вибір і багатоваріантність розвитку.

Якщо розглядати нафтогазове підприємство як кібернетичну систему, то вона є підсистемою більш складної системи – нафтогазовидобувної галузі промисловості України. Головна її задача – це успішне господарювання в часі, тобто одержання поточного прибутку, або одержання прибутку у майбутньому за умови компенсації інвестиційних і поточних витрат в ході запланованої діяльності. Управління нафтогазовими підприємствами повинно будуватися на системі логічних принципів і оперувати регулярними методами аналізу показників діяльності.

До складу основного виробництва НГП входять інженерно-технологічна служба (ІТС), цех підтримування пластового тиску (ЦПТ), цех підготовки і перепомповування нафти (ЦП і ПН), газокомпресорний цех (ГКЦ). У складі допоміжного виробництва – база виробничого обслуговування (БВО) з підрозділами, що входять до неї, і цех науково-дослідних і виробничих робіт (ЦНД і ВР).

Будівництво експлуатаційних та розвідувальних нафтових і газових свердловин здійснюють по технічних проектах. Технічний проект розробляють на підставі проектного завдання, яке видає замовник. По одному технічному проекту можна будувати свердловини, що мають однакову мету і спосіб буріння, аналогічні геологічні та технічні умови проходки, однакову конструкцію, і глибина яких різниться на ± 250 м. Такий проект називається груповим. Складають також технічні проекти на буріння однієї свердловини – індивідуальні.

Після закінчення будівельно-монтажних робіт на буровій здійснюють підготовчі роботи до проходки стовбура свердловини, які включають оснастку талевої системи, підвіску ключів, регулювання індикатора ваги, встановлення та перевірку роботи об'єктів малої механізації, буріння і кріплення шурфу, установку механізмів для спуско-підіймальних операцій, розміщення інструме-

нту і засобів, що забезпечують безпеку праці і деякі інші роботи. У залежності від прийнятої системи організації праці на конкретному буровому підприємстві, ці роботи виконує бурова бригада або спеціалізована підготовча бригада.

Буріння свердловини може бути почато тільки після остаточного приймання бурової спеціальною комісією бурового підприємства і з дозволу представника гірничо-технічної інспекції.

Буріння стовбура свердловини здійснює бурова бригада, яку очолює буровий майстер. Кількісний склад бурової бригади визначений з урахуванням необхідності забезпечення безперервності процесу буріння. Бурова бригада складається з трьох основних вахт (змін) і однієї додаткової. При восьмигодинній вахті після чотирьох днів роботи кожна вахта два дні відпочиває. При електрифікованому силовому приводі вахта складається з чотирьох осіб: бурильника і трьох помічників бурильника. При силовому приводі з двигунами внутрішнього згоряння до складу вахти додатково вводиться один-два (в залежності від кількості двигунів) дизелісти. При бурінні свердловини електробуром до складу вахти включається один електрик.

Окрім персоналу змінних вахт, бурову установку обслуговує незмінний персонал. Так, при всіх способах буріння і різних типах силового приводу, бурову установку обслуговує слюсар з ремонту устаткування, а при використанні електроприводу, крім того, і електрик; при бурінні свердловин за допомогою дизельного приводу безперебійну роботу силового приводу забезпечує дизель-машиніст.

Перед початком буріння свердловини проводять пускову конференцію, де, крім членів бурової бригади та бурового майстра, присутні головний інженер, головний механік, геолог, інженер з техніки безпеки, працівники технічного, технологічного, планового відділу, відділу праці та заробітної плати. Бурова бригада отримує геолого-технічний наряд, наряд на виробництво бурових робіт та інструктивно-технологічну карту. Члени бурової бригади під час пускової конференції знайомляться з геолого-технічним нарядом, з особливостями геологічного розрізу, вивчають запроєктований режим буріння, отримують інстру-

ктаж з технології проходки свердловин, експлуатації бурового обладнання та безпечних методів роботи. Особливо вивчаються намічені заходи щодо прискорення процесу буріння [11].

Спорудження свердловини складається з різномірних в технологічному відношенні процесів: процесу руйнування гірської породи (механічне буріння); спуско-підйомальних операцій, пов'язаних зі зміною долота, нарощуванням бурильної колони, зміною турбобура і обважнених бурильних труб; кріплення свердловин обсадними трубами; різних допоміжних процесів (промивка свердловин, підготовка до геофізичних досліджень, зміна або перетяжка талевого каната та ін.)

Спуско-підйомні операції (СПО) – найбільш трудомісткі в процесі буріння свердловин. На них витрачається значно більше часу, ніж на безпосереднє руйнування порід. При спуску і підйомі бурильних труб половина часу витрачається на ручні та машинно-ручні роботи. При організації процесу спуску і підйому інструменту проблема їх полегшення і прискорення повинна вирішуватися на основі оснащення бурової елементами механізації і автоматизації, освоєння кожним робочим бурової раціональних прийомів праці, чіткого розподілу функцій між робітниками і узгодженого їх виконання, правильного розташування інструментів на робочому місці, утримання місця кожного робітника в чистоті. У впровадженні більш раціональних прийомів і методів виконання СПО велике значення має виробничий інструктаж вахт безпосередньо на робочому місці. Його здійснює буровий майстер або спеціальні інструкторські вахти, крім того, складають спеціальні інструктивні карти передових прийомів роботи при СПО. Практика показує, що інструктаж дає можливість підвищити продуктивність праці на цих операціях на 8 - 30%.

Крім основних робочих процесів, при будівництві свердловини здійснюються різні допоміжні процеси, які в даний час займають в загальному балансі часу буріння понад 20%. До допоміжних процесів належать промивка свердловини, вимірювальні роботи, зміна турбобурів і доліт, підготовчі та заключні роботи під час СПО та ін.

Промивка свердловин включає регулювання якості та кількості промивальної рідини, що закачується в свердловину в одиницю часу, з урахуванням літологічних особливостей розбурюваних порід, а також приготування, хімічну обробку, обваження промивальної рідини. Для контролю за зміною параметрів промивальної рідини в процесі буріння організується переносна лабораторія.

Електрометричні роботи в процесі проходки свердловини виконує промислово-геофізична служба.

Ремонтні роботи в процесі буріння виконують спеціалізовані ремонтні бригади, що входять до складу цеху з прокату і ремонту устаткування.

Важливу роль в організації бурових робіт грають центральні (ЦТС) та районні (РТС) технологічні служби. РТС здійснює контроль за ходом технологічного процесу буріння свердловин, забезпечує виконання змінних завдань кожною бригадою, веде безперервний інженерний контроль за будівництвом свердловин і за своєчасним і комплектним постачанням, організує переміщення буровиків і робітників ремонтних і інших бригад, контролює дотримання техніки безпеки, організовує роботи по ліквідації ускладнень і аварій, а також забезпечує своєчасне надання центральній інженерно-технологічній службі щодобової інформації про результати виконання завдань з проходки і освоєння свердловин [13].

Випробування свердловин на продуктивність – завершальний етап циклу будівництва свердловин, який визначає результати та ефективність виробництва всіх попередніх робіт. У процес випробування свердловин на продуктивність входять: монтаж і демонтаж установок для випробування, обладнання гирла свердловин, спуск насосно-компресорних труб, перфорація, виклик припливу і дослідження продуктивного горизонту, ремонтно-ізоляційні роботи з перекриття пластових вод, роботи з інтенсифікації припливу. Організація процесу випробування свердловин залежить насамперед від рівня техніки і технології. В даний час для випробування свердловин використовують пересувні спеціалізовані агрегати. Якщо процес випробування свердловин на продуктивність займає незначний час, використовують бурову установку.

ВИСНОВКИ

1. Розробка Талалаївського газоконденсатного родовища, що належить до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району Східного нафтогазоносного регіону, є складовою частиною загальнодержавного і територіального плану модернізації та розвитку паливно-енергетичного комплексу України; вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби, а також розв'язує соціальну проблематику Ніжинського району Чернігівської області.

2. Розроблені в технічному проекті спорудження свердловини техніко-технологічні рішення базуються на даних щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до буріння, умов залягання газонафтових і водоносних горизонтів, стану атмосферного повітря, поверхневого шару ґрунту, кліматичних умов та ін.

3. При розробці проекту було виконано вибір: компоновання бурильної колони, способу буріння, породоруйнівного інструменту і промивальних рідин.

4. Для запобігання ускладнень при бурінні передбачено: вибір конструкції свердловини та відповідних обсадних труб, які в комплексі забезпечують попередження гідророзриву пластів та створюють надійний канал транспортування вуглеводневої сировини з повним дотриманням технологічних вимог.

5. Визначено прийоми ведення бурових робіт в умовах товщ глинистих різниць, що є надійним запобіжником виникнення ускладнень та аварій.

6. Для запобігання інтенсивних газонафтопроявлень (в зонах аномального пластового тиску) і переходу їх у фонтанування, передбачено використання бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на газонафтоносні горизонти та герметизацію устя противикидним обладнанням.

7. Розглянуто принципи створення досконалої системи проведення ремонтно-відновних робіт в споруджуваних та експлуатованих свердловинах.

8. Виконано обґрунтування екологічних заходів з попередження негативного впливу бурових робіт на геологічне середовище та визначено заходи з охорони праці на об'єктах нафтогазової промисловості на прикладі правил безпеки при виконанні бурових та суміжних робіт.

Перелік посилань

1. 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.
2. Височанський І.В. Геологічні фактори формування несклепінних пасток в особливих зонах нафтогазонакопичення Дніпровсько-Донецького авлакогена // Вісник Харківського національного університету (Серія «геологія – географія – екологія»), 2013, № 1084 (39). – С. 45 - 65.
3. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
4. Маринич О.М., Шищенко П.Г. Фізична географія України. – К.: Знання, 2006. – 511 с.
5. Немець Л.М. Економічна і соціальна географія України / Л.М. Немець, П.А. Вірченко, Ю.Ю. Сільченко. – Харків: ФОП Грицак С.Ю., 2014. – 276 с.
6. Зоценко М.Л. Інженерна геологія. Механіка ґрунтів, основи і фундаменти / М.Л. Зоценко, В.І. Коваленко, А.В. Яковлєв та ін. – Полтава: ПНТУ, 2003. – 446 с.
7. Мислюк М. А. Буріння свердловин. Довідник: у 5 т. Т. 5: Ускладнення. Аварії. Екологія / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 294 с.
8. Свинко Й.М. Геологія / Й.М. Свинко, М.Я. Сивий. – К.: Либідь, 2003. – 480 с.
9. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
10. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.

11. Основи нафтогазової інженерії / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХП», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
12. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
13. Мислюк М.А.; Рибчич І.Й.; Яремійчук Р.С. Буріння свердловин: Довідник: у 5 т. Т. 1: Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 367 с.
14. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
15. Walter Henry Jeffery (2015). Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling. Palala Press.
16. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
17. William C. Lyons (2010). Drilling Equipment and Operations. Published by Elsevier Inc.
18. Rabia, H. (1986). Oilwell Drilling Engineering: Principles and Practice. Springer.
19. Мислюк М.А. Буріння свердловин. Довідник: у 5 т. Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 298 с.
20. Горбійчук М.І. Оптимізація процесу буріння глибоких свердловин / М.І. Горбійчук, Г.Н. Семенцов // Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 493с.
21. Прогресивні технології спорудження свердловин / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. – 164 с.
22. Вирвінський П.П., Хоменко В.Л. Ремонт свердловин: Навчальний посібник. – Дніпропетровськ: НГУ, 2003. – 219 с.

23. Рудий М.І., Патра В.Д. Лужно-кислотні розчини як реагенти комбінованого впливу на привибійну зону пласта // Науковий вісник ІФНТУНГ. 2007. № 1(15). – С. 52 - 57.
24. Качмар Ю.Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. – Львів: Центр Європи, 2004. – 352 с.
25. Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення. - Львів, 2008. – 374 с.
26. Табаченко М.М., Владико О.Б., Хоменко О.Є., Мальцев Д.В. Фізико-хімічна геотехнологія // Держ. вищ. навч. закл. «Нац. гірн. ун-т». – Д.: ДВНЗ «НГУ», 2012. – 310 с.
27. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
28. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт.
29. Витвицький Я.С. Економіка нафтогазових підприємств: за заг. та наук. ред.. Я.С. Витвицького та М.О. Данилюка / Я.С. Витвицький, У.Я. Витвицька, І.М. Метошоп, В.М. Кузьмин та ін. – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2013. – 604 с.

ДОДАТОК А
Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.КР.22.02.ПЗ	Пояснювальна записка	102	
5					
6		НГІБ.КР.22.02.ДМ	Демонстраційний матеріали	16	
7					
8			Геологічна карта ділянки (родовища)	1	
9			Геологічний розріз ділянки (родовища)	1	
10			Геолого-технічний проект	1	
12			Пропозиції з удосконалення технології буріння	1	

ДОДАТОК Б ВІДЗИВ

на кваліфікаційну роботу магістра на тему: «Розробка регламенту проведення бурових і відновних робіт для умов Талалаївського родовища вуглеводнів Чернігівської області»
студента групи 184М-20-1 ГРФ, Богачука Євгенія Вікторовича

1. Метою кваліфікаційної роботи є оволодіння методами самостійного рішення прикладних інженерних та методичних задач, обробка й узагальнення результатів дослідження шляхом комплексного використання отриманих у процесі навчання знань та умінь.

2. Розробка Талалаївського газоконденсатного родовища є складовою частиною загальнодержавного і територіального плану модернізації та розвитку паливно-енергетичного комплексу України; вона забезпечує паливом промисловість і побутові потреби, а також розв'язує соціальну проблематику Ніжинського району Чернігівської області.

3. Тема роботи безпосередньо пов'язана з об'єктом діяльності магістра за спеціальністю 184 «Гірництво» освітньо-професійної програми «Буріння свердловин».

4. Тема та зміст роботи відповідає освітньо-професійній програмі підготовки магістра за спеціальністю 184 «Гірництво», зокрема в розділах пошуку оптимальних рішень в багатофакторних ситуаціях та володіння методами і засобами математичного моделювання технологічних процесів в області проектування і експлуатації бурових свердловин.

5. Практичне значення та оригінальність технічних рішень полягає в наступному: розроблено вдосконалені технології буріння свердловин та виконання внутрішньо-свердловинних операцій, що базуються на сталих показниках підвищення механічної швидкості та ступеню надійності і безпечності виконання бурових та суміжних робіт.

6. Роботу виконано із застосуванням, зокрема, пакетів прикладних програм Excel, Mathcad, Компас 3D.

7. Кваліфікаційна робота відповідає стандартам щодо їх оформлення.

8. Ступінь самостійності виконання кваліфікаційної роботи високий.

9. За умов відповідного захисту, кваліфікаційна робота заслуговує оцінки «добре» (74 бали).

10. Значних та впливових недоліків, які б слугували підставою для зниження зазначеної оцінки, кваліфікаційна робота не містить.

Керівник кваліфікаційної роботи,
доц., зав. каф. НГІБ

Є.А. Коровяка