

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

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

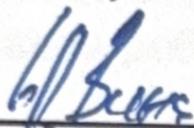
«21» 01 2026 року

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему Технології запобігання прихватів бурильної колони в умовах
нестійких порід
Пояснювальна записка

Керівник

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

посада, наук. ступінь, ПІБ



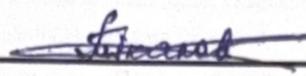
підпис, дата

Виконавець роботи

Пікалов Богдан Сергійович

студент групи 2МНБ

студент, ПІБ



підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н., доц., доцент кафедри БіГ Чаркевич М.О. МХар

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н., доц., доцент кафедри БіГ Матвей О.В. Пвн

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н., доц., доцент кафедри БіГ Чаркевич М.О. МХар

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 21-09-2026р

Полтава, 2026

Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

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

« 3 » 09 2025 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Пікалов Богдан Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Технології запобігання прихватів бурильної колони в умовах нестійких порід

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

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

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

3. Строк подання студентом роботи 12.01.2026р.

4. Вихідні дані до роботи

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

2. Проєкти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)

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

Анотація

Вступ

1. Аналітичний огляд літературних джерел та сучасного стану досліджуваної проблеми

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

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

Загальні висновки по роботі

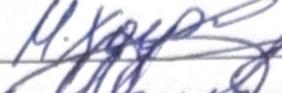
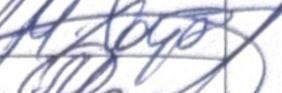
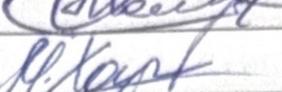
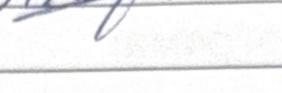
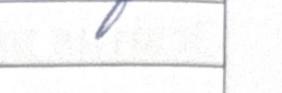
Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

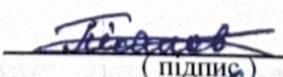
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	К.Т.Н., доц. Коурсенко М.О.		
2	К.П.Н., доц. Матем О.В.		
3	К.П.Н., доц. Коурсенко М.О.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025

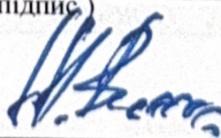
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент

 ПІКАЛОВ Б. С.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

 (підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	2
ANOTATION.....	3
ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ.....	7
1.1 Аналіз причин та механізмів виникнення прихватів бурильної колони при бурінні в нестійких породах.....	7
1.2 Огляд сучасних методів діагностики стану стовбура та прогнозування ризиків прихвату.....	18
1.3 Аналіз існуючих методів запобігання прихватів.....	24
1.4 Висновки за розділом 1.....	26
РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ЗАПОБІГАННЯ ПРИХВАТІВ.....	27
2.1 Методи визначення місця прихвату бурильної колони.....	27
2.2 Розробка заходів запобігання прихватів бурильної колони	29
2.3 Ліквідація прихватів бурильної колони.....	30
2.3 Висновки за розділом 2.....	35
РОЗДІЛ 3. ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	36
3.1 Загальні відомості про Кольцівське родовище.....	36
3.2 Геолого-технологічні параметри свердловини.....	39
3.3 Техніко-економічне обґрунтування розробки родовища.....	40
3.3.1 Вихідні дані для розрахунку економічних показників.....	40
3.3.2 Підрахунок запасів.....	41
3.4 Охорона праці при проведенні буріння.....	43
3.5 Охорона надр і навколишнього середовища.....	44
3.6 Висновки за розділом 3.....	59
ОСНОВНІ ВИСНОВКИ.....	60
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	61

АНОТАЦІЯ

Пікалов Б.С. Технології запобігання прихватів бурильної колони в умовах нестійких порід: Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 Нафтогазова інженерія та технологій, освітня програма «Буріння нафтових і газових свердловин» – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Роботу присвячено вирішенню актуальної проблеми – технологіям запобігання прихватів бурильної колони, дослідженню причин та наслідків прихвату у процесі буріння, визначення місця прихвату. А також аналіз методів ліквідації прихватів бурильної колони в умовах нестійких порід.

В першому розділі проведено аналіз сучасного стану питання, щодо аварій які виникають у процесі буріння, особливу увагу приділено саме прихватам бурової колони. У розділі висвітлено механізми та причини виникнення прихватів в умовах нестійких порід. Проаналізовано існуючі методи запобігання прихвату бурової колони.

В другому розділі розглянуто методи визначення місця прихвату. Досліджено способи ліквідації прихвату: фізико-хімічні, гідравлічні та механічні способи. Розроблена заходи запобігання прихватів бурильної колони в умовах нестійких порід

В третьому розділі проведено експериментальні дослідження на прикладі Кольцівського нафтогазоконденсатного родовища, обґрунтовано режим буріння, тип промивальної рідини для запобігання прихвату бурової колони. Наведено основні заходи охорони праці та охорони навколишнього середовища у процесі буріння.

Ключові слова: прихват, свердловина, бурильна колона, аварії, ускладнення

ANOTATION

Pikalov B.S. Technologies for preventing sticking of the drill string in the reservoirs of unstable rocks. Master's qualification for specialty – Poltava; National University "Poltava Polytechnic named after Yuri Kondratyuk". – 2025.

The work is dedicated to the most pressing problem - technologies for eliminating sticking in the drilling column, investigating the causes and inheritance of sticking in the drilling process, and the designated place for sticking. And also an analysis of methods for eliminating stuckness of the drill string in the reservoirs of unstable rocks.

In the first section, an analysis of the daily supply process was carried out in case of accidents that occur during the drilling process, with special attention paid to the sticking of the drill string itself.

The section has identified the mechanisms and causes of seizures in the minds of unstable breeds. Existing methods for preventing stuckness of the drill string have been analyzed. In another section, methods for selecting the correct location for gripping are discussed. Methods for eliminating seizure have been studied: physical-chemical, hydraulic and mechanical methods.

The approach to avoiding sticking of the drill string in the reservoirs of unstable rocks has been broken down In the third section, experimental research was carried out on the butt of the Kolkov oil and gas condensate field, the drilling mode and the type of flushing area were primed to prevent sticking of the drill string. The main steps have been taken to protect the waste from the drilling process.

Key words: sticking, drilling, drill string, accidents, stacking

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток нафтогазового сектору є важливим у побудові незалежної України у світовому просторі. Розробка нових родовищ та буріння глибоких свердловин, збільшення темпів видобутку та максимальне отримання існуючих вуглеводнів є викликом сьогодення. Для отримання більшої вигоди з розробки будь якої свердловини, має бути проаналізовано та виконано чимало процесів таких як: дослідження тектоніки території, визначення місця буріння, вибір методів ГДС (геофізичних досліджень свердловин), відбір керну, побудова графіки, випробування, підбір режимів та швидкості буріння та інше. Процес освоєння свердловини є складним процесом, крім того містить в собі ряд ризиків одним з них є аварії в процесі буріння.

Тому актуальним є дослідження одного з виду аварій, а саме прихвату бурильної колони, вивчити його механізми, способи визначення прихвату, та методи ліквідації.

Мета досліджень. Обґрунтування методів запобігання прихвату бурильної колони у складних гірничо-геологічних умовах Кольцівського нафтогазоконденсатного родовища.

Для досягнення зазначеної мети поставлені наступні завдання:

- проаналізувати механізми та причини утворення прихвату бурильної колони;
- провести експериментальні дослідження різних системи запобігання прихвату бурової колони;
- провести дослідження методів ліквідації прихватів бурильної колони;
- впровадити дослідження при розробленні проєктної документації на спорудження пошукової свердловини.

Об'єктом дослідження є вибір методу запобігання прихвату бурової колони

Предмет дослідження – виклики та задачі при бурінні свердловини, обґрунтування методу запобігання прихвату бурової колони в умовах нестійких порід

Методи дослідження: аналіз наукових джерел інформації, порівняльний аналіз технологій.

Практичне значення роботи полягає в тому, що отримані автором у процесі досліджень результати вибору методу запобігання прихвату бурової колони в умовах нестійких порід можуть бути використані для впровадження ефективніших та економічно вигідних рішень при спорудженні свердловини в умовах Кольцівського родовища.

Структура і обсяг роботи. Кваліфікаційна робота викладена на 64 сторінках друкованого тексту комп'ютерного набору, складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Робота ілюстрована 4 таблицями та 4 рисунками. Список використаних джерел містить 26 найменувань.

В першому розділі проведено аналіз сучасного стану питання, щодо аварій які виникають у процесі буріння, особливу увагу приділено саме прихватам бурової колони. У розділі висвітлено механізми та причини виникнення прихватів в умовах нестійких порід. Проаналізовано існуючі методи запобігання прихвату бурової колони.

В другому розділі розглянуто методи визначення місця прихвату. Досліджено способи ліквідації прихвату: фізико-хімічні, гідравлічні та механічні способи. Розроблена заходи запобігання прихватів бурильної колони в умовах нестійких порід

В третьому розділі проведено експериментальні дослідження на прикладі Кольцівського нафтогазоконденсатного родовища, обґрунтовано режим буріння, тип промивальної рідини для запобігання прихвату бурової колони. Наведено основні заходи охорони праці та охорони навколишнього середовища у процесі буріння.

Загальні висновки відображають головні результати, що отримано в роботі.

Кваліфікаційна робота виконана у Навчально-науковому інституті нафти і газу Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» в 2025 році під керівництвом доцента кафедри буріння та геології, к.г.н. Соколова А.Б.

Автор висловлює глибоку вдячність науковому керівнику Соколову Андрію Борисовичу за постійну увагу, цінні поради та за допомогу при виконанні кваліфікаційної роботи.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ

1.1 Аналіз причин та механізмів виникнення прихватів бурильної колони при бурінні в нестійких породах

Прихват - це така аварія, при якій бурильну колону, що знаходиться у свердловині, не можна витягти без проведення додаткових робіт, це найчисленніший і найважчий вид аварій. Значна кількість прихватів відбувається в результаті заклинювання низу бурильної колони при спуску в привибійній зоні. Здебільшого аварії цього виду приурочені до зон звуження у твердих породах та до нерозширених ділянок стовбура, які розбурювали дуже швидко. При розборі причин таких аварій з'ясовується, що бурильники, які припустилися, не вивчали характер спрацювання попереднього долота та умови його роботи. У багатьох випадках опрацювання нерозширеної частини та місць звужень починали в цих зонах, а не вище за них[1,3].

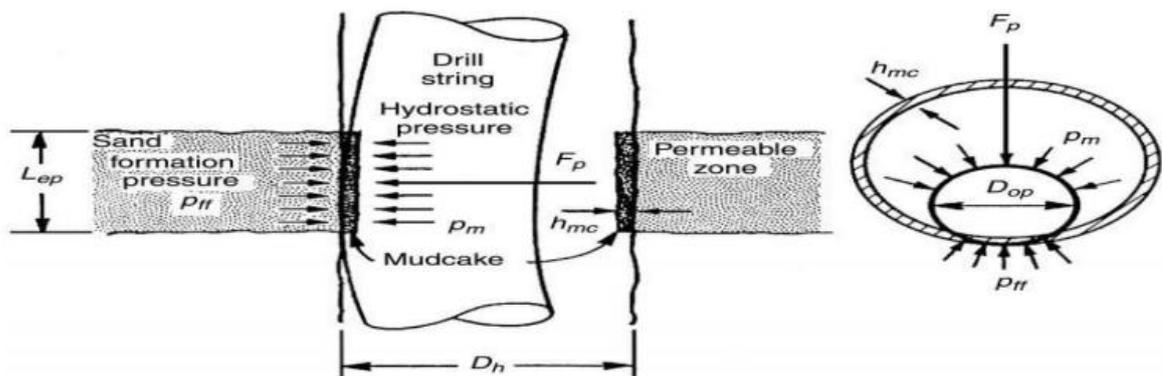


Рисунок. 1.1 Прихват викликаний перепадом тиску (SPE, 2007)

Як правило, якщо труба зайшла нижче ротора на 3-8 м і зупинилася, тобто зависла в звуженій частині, то її піднімають до муфти, відкручують і приєднують провідну трубу для подальшого промивання та оброблення місця зупинки колони. Це і є помилкою, оскільки підйом бурильної колони до муфти -

це неповне вилучення колони з місця звуження. При русі у звуженій частині колона зупиняється спочатку ділянки її, а зазвичай далеко зайшовши до неї. У більшості випадків колона зупиняється при заході в звужену ділянку на 15-30 м, тому підйому колони на 3-8 м недостатньо для того, щоб звільнити її з місця звуження. Відновлення циркуляції при цьому веде до ущільнення породи навколо колони та до ускладнення аварії. Тому доцільно при заклиниванні піднімати бурильну колону не до першої муфти, а на можливо більшу довжину і починати опрацювання не менше ніж на 12-15 м вище за місце посадки.

Відомо, що зі збільшенням глибин свердловин стінки їх менш стійкі і основна кількість ускладнень у стовбурах внаслідок осипів, обвалів, звужень припадає на інтервали буріння нижче 3000 м. Найнадійнішим збереженням стійкості стінок свердловин є перекриття інтервалів ускладнень обсадними колонами, тому слід прибирати інтервалів. Економія обсадних труб може призвести до важких аварій, що є нерідко причиною списання свердловини з технічних причин.

Зі зростанням обсягів буріння алмазними долотами збільшилася кількість випадків заклинювання долот у привибійній зоні. Наприклад, у 1969 р. у тресті Полтава нафто-газрозвідка понад 30% прихватів сталося внаслідок заклинювання доліт. Багато аварій через заклинювання доліт відбувається при спуску бурильної колони без опрацювання в зоні прихватів і затяжок у попереднього долота, а також у місцях буріння з великою швидкістю. Зусилля при посадці в нерозширених та звужених ділянках стовбура досягають 8-15 тс. Цього достатньо, щоб звільнити колону ходінням та іншими найпростішими способами ліквідації прихватів. Відомі випадки заклинювання доліт на вибої через недостатнє промивання у зв'язку з поганою роботою насоса або поганого стану викидних засувок, або у зв'язку з негерметичністю різьбових з'єднань бурильної колони[1.2].

Однією з причин аварій цього виду є невеликі проміжки між стінкою свердловини та елементами бурильної колони внаслідок застосування

невідповідних компоновок низу її. В останні роки збільшився обсяг буріння в соляних відкладах, що залягають на глибинах понад 2000 м. При цьому зазначено, що окремі види соляних відкладень за певних значень перепаду тиску (гірського та гідростатичного), температури та інших факторів деформуються, що призводить до звуження стовбура свердловини. Це викликає часті опрацювання свердловини, неодноразові прихвати бурильних колон, а в багатьох випадках мимовільне забурювання інших стволів, відомі випадки мимовільного забурювання в цих відкладах по два-чотири стволи в кожній свердловині (Східно-Полтавська площа). Нестійкі соляні відкладення характеризуються підвищеною пластичністю, низькою температурою плавлення та мають, як правило, кристалізаційну воду. Переміщення порід відбувається із швидкостями до 0,25 мм/год.

До нестійких соляних відкладенням відносяться магнеєві солі, що представляють сполуки водних хлоридів магнію або містять хлористий кальцій. Як правило, породи, що складають ці відкладення (бішофіт, карналіт), дуже гігроскопічні. Тому розчин їх із застосуванням бурового розчину погіршує стійкість цих відкладень. Нестійкими є також відкладення кам'яної солі, що містять домішки глини, що характеризуються низькою в'язкістю міжкристалічного прошарку[4,5].

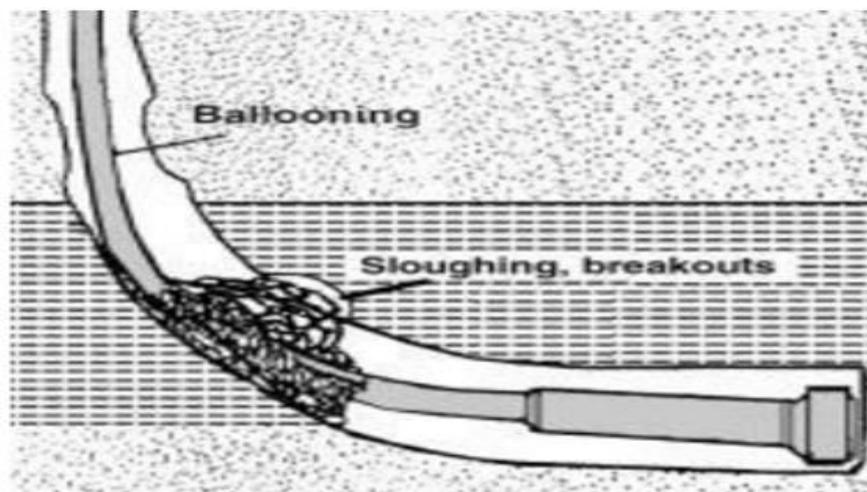


Рисунок. 1.2. Прихват через нестійкі породи

Ф. А. Дадашдаміров та А. А. Шамсієв дійшли висновку, що однією з основних причин прихвату бурильної колони є гідростатичний тиск і щільне прилягання якоїсь частини бурильної колони до стінки свердловини. С. Ю. Жуховицький та О. П. Войцеховський головною причиною прихвату вважають вплив перепаду тиску, що існує між тиском глинистого розчину, що знаходиться у стовбурі свердловини, та пластовою рідиною. За їхніми даними, величина зусиль, необхідних для зміщення бурильної колони, притиснутої до стінок свердловини перепадом тиску (вірніше, що становить цього перепаду), досягає 50% і більше від величини перепаду тиску. В. С. Федоров та М. М. Олександров вважають що, при хваті бурильних колон можуть бути також і в результаті безпосереднього впливу повної величини гідростатичного тиску[3,7].

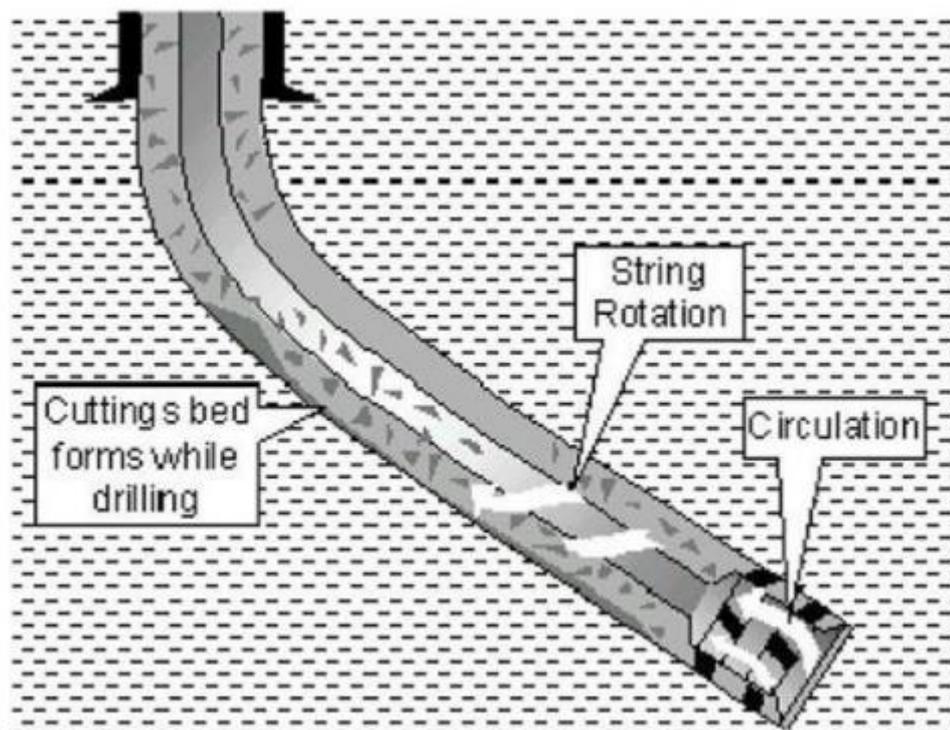


Рисунок. 1.3 Прихват через погану очистку ствола від шламу

У роботі вище зазначених науковців наведено порівняння залежності сил, що притискають, від дії перепаду тиску, від повної величин гідростатичного тиску і від ваги бурильної колони.

В результаті порівняння автори зробили такі висновки:

1) притискаючі сили від ваги бурильної колони та від повної величини гідростатичного тиску залежать не тільки від граничних умов, а й від форми ділянки;

2) притискаюча сила, обумовлена перепадом тисків, від форми ділянки не залежить;

3) притискаюча сила від ваги колони може в десятки разів перевищувати величину нормальної складової ваги труб в межах даної ділянки і, ймовірно, в окремих випадках може притиснути колону до стінки свердловини і сприяти прояву ефекту притискання від гідростатичного тиску;

4) порядок величин притискаючих сил як за дії повного гідростатичного тиску, і у разі, коли діє перепад тисків, такий, що спроби вирвати захоплену колону безпосереднім додатком зусилля до колони приречені на невдачу;

5) хоча притискна сила від ваги колони мала в порівнянні з двома іншими видами притискних сил, облік її необхідний не тільки для виділення інтервалів, небезпечних у сенсі прихвату, але і для оцінки зусилля, яке буде потрібно для звільнення бурильної колони після зняття перепаду тисків (тобто після промивання).

Як видно з викладеного, нині немає єдиної думки про причини прихоплення бурильної колони. Над отриманням правильного уявлення про причини прихватів працюють багато дослідників[7,8,9].

Чинниками, що сприяють швидкому прилипанню бурильної колони є:

- Зростання перепаду гідростатичного тиску над пластовим;
- Час стояння бурильної колони без руху;
- Площа дотику бурильної колони зі стінками свердловини;
- Товщина глинистої кірки;
- Сили тертя та наявність змащувальних добавок у буровому розчині;
- Наявність пористих і проникних порід проти місця знаходження бурильної колони.

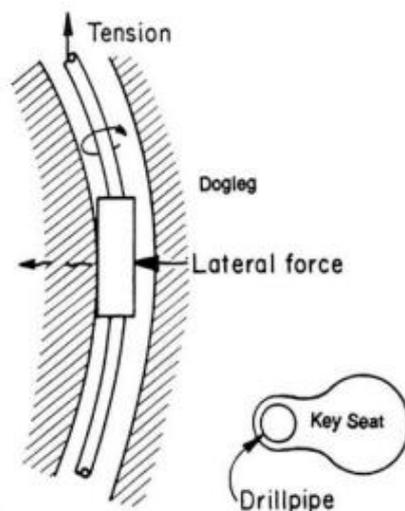


Рисунок. 1.4 Прихват бурильної колони у жолобовій частині виробки

Основна кількість прихватів внаслідок прилипання відбувається там, де буріння ведеться із застосуванням глинистих розчинів. Зі збільшенням глибин свердловин кількість прихватів зростає. Перехід в окремих районах на буріння із застосуванням різних видів бурових розчинів із малим вмістом глинистої основи призвів до зниження прихватів. Безперечно, що глинисті розчини найбільше сприяють виникненню прихвату. Значно сприяють прихвату труб велика швидкість фільтрації, велика щільність і високий вміст твердої фази в буровому розчині, а також тривалі простоя бурильної колони, особливо проти порід, що проникаються, і застосування насосно-компресорних труб великої довжини, так як останні створюють незначні зазори між стінками свердловини і трубами.

Буріння свердловин на глибинах понад 3500 м переважно в усіх випадках прилипання бурильних колон відбувається під час перебування колон у свердловині без руху. При цьому стан різко збільшується відсутністю циркуляції бурового розчину. Причини простою колони без руху різноманітні: ремонт вертлюга, приводу насосів та лебідки; усунення неправильного намотування каната на барабан лебідки; скручування талевої системи через неправильне оснащення або велику швидкість підйому порожнього елеватора з різким гальмуванням; заклинювання вертлюга; заклинювання ключа АКБ-ЗМ

на трубі; тривалий час відгвинчування та опускання в шурф провідної труби; тривалий час підйому ґрунтоноски з керном; порив редуторного та інших ланцюгів лебідки тощо[10,11].

Нерідко буровики залишають нижче черевика обсадної колони невелику частину бурильної колони (100-200 м), піднесену високо над вибоєм і займаються ремонтом та іншими роботами всередині бурової, сподіваючись, що в таких випадках колона не може бути прихоплена. Багато фактів переконують, що залишання навіть невеликої частини колони у відкритому стовбурі свердловини без руху призводить до прихвату, здавалося б у неможливих умовах. Нами наведені причини зупинок, що найбільш часто повторюються, через які сталося багато аварій. Час, протягом якого виявляється прихоплення бурильної колони, що стоїть без руху, по-різному - від 10 хв до декількох годин.

Існує небезпека виникнення прихватів у продуктивних горизонтах, особливо у газових. Так як, газ має в'язкість майже в 10 000 разів меншу, ніж нафту, а отже, значну рухливість у порівнянні з нафтою. То при розкритті продуктивного горизонту в однакових умовах газ швидше за нафту відтісняється в пласт і ефект прилипання бурильної колони настає значно швидше.

Дослідження прихватів під час розкритті продуктивних горизонтів вказує що, прихватів, викликаних прилипанням при зупинках колони під час буріння до продуктивного горизонту, може й не бути, якщо в розрізі немає пористих колекторів. Відомо багато випадків, коли тривалі простої бурильної колони без руху над продуктивним горизонтом не приводили до прихватів, а при розтині його зупинка на 5-10 хв. до прихоплення. В зоні продуктивного горизонту з гарною пористістю і проникністю відбувається рух рідини в пласт, що створює сприятливі умови для притискання колони під дією перепаду тиску.

Прихвати в продуктивному горизонті переважно відбуваються при перепадах більше 30 кгс/см². Зі зростанням величин перепаду збільшується і кількість прихватів. Найбільше прихватів відбувається у початковий період

розтину продуктивних пластів, де навіть найменше залишення бурильної колони без руху (на 5—10 хв) призводить до прихвату. Це можливо пов'язано з інтенсивною фільтрацією бурового розчину в знову розкриті колектори. З часом кількість прихватів при нетривалих простоях стає менше. Характерно також і те, що зі збільшенням потужності продуктивних пластів кількість прихватів зростає. Це можна пояснити площею контакту колони, що збільшується, з проникними ділянками стовбура свердловини і складнощами підтримки його в стані, що виключає прихват (виключити набір кривизни, зміни азимуту і т. д.).

Аналіз розподілу прихватів залежно від дебітів свердловин показує, що у свердловинах, де у подальшому були великі дебіти у процесі буріння було багато прихватів. Отже, на родовищах, де є аномальний тиск, можливість виникнення прихватів збільшується [15, 26].

Кількість аварій було більшим також у випадках, коли в продуктивному горизонті бурили без обертання колони. Там, де буріння велося роторним способом чи турбінним, але з повільним безперервним обертанням колони з турбобуром, прихватів у продуктивному горизонті під час буріння були. Крім того, кількість прихватів у всіх випадках зростає із збільшенням водовіддачі бурових розчинів. Значна кількість прихватів відбувається через осипи, обвали і витріщення розкритих порід. До теперішнього часу не створені бурові розчини, що виключають повністю, утворення осипів, витріщення порід і т. д. Часто від впливу розчинів та інших факторів порушується стійкість стінок свердловини, утворюються каверни, місця звуження. Порода, що обсипається, накопичується в стовбурі, утворюючи висячі пробки на вибоєм. Припинення циркуляції, або невелика швидкість циркуляції призводять до осадження породи та закупорки кільцевого простору [14, 17].

В одних випадках зазначені ускладнення попереджаються підвищенням щільності та суворим регулюванням параметрів розчину для отримання певних структурно-механічних та фільтраційних властивостей. Однак у багатьох випадках це допомагає. Характерно, що буріння в ускладнених умовах

супроводжується підвищенням тиску циркулюючого бурового розчину. Це часто призводить до розриву діафрагм, наслідком є вимушене припинення циркуляції. Після заміни запобіжника циркуляція зазвичай не відновлюється. Якщо в процесі зміни діафрагми безперервно не ходили бурильну колону, то прихоплення майже неминуче. Однією з причин ускладнень такого виду в свердловинах є неправильний вибір конструкції свердловини. Стовбур свердловини не встигають обсадити колоною на початок інтенсивного прояви зон ускладнень. У багатьох випадках бажання заощадити метал призводить до виникнення ускладнень та прихватів. В інших випадках обвали стінок свердловини відбуваються внаслідок зниження тиску бурового розчину на стінки свердловини через поглинання, а іноді і через несвоєчасне доливання свердловини[18, 21].

Поодинокими випадками прихватів бурильної колони є обвали породи під час роботи випробування пластів. Великий перепад тиску призводить до значних перетоків рідини із затрубного простору в труби та захоплення потоком нестійких порід. Зниження тиску під пакером призводить до руху нестійких порід. Ще часто трапляються прихвати колон внаслідок утворення сальників. Вони відбуваються і при роторного буріння, і при турбінному. Як правило, механізм їхнього утворення зводиться до наступного. На якійсь ділянці стовбура свердловини в зоні каверни, в місцях різких змін у бік збільшення перерізу стовбура і т. д. різко падає швидкість руху бурового розчину і породи, що знаходиться в ньому. Остання, накопичуючись, злипається у великі грудки все більшого і більшого розміру, які потім прилипають до елементів бурильної колони, до долоту або турбобуру. При цьому зменшується площа перерізу кільцевого простору і з часом воно закупорюється все новими та новими скупченнями породи[2, 5].

Швидкій освіті сальників сприяють:

- 1) невелика швидкість висхідного потоку бурового розчину при малій продуктивності насосів (робота одним насосом, робота з промитою засувкою на

викиді в приймальні комори), зважаючи на наявність великих каверн; у зв'язку із застосуванням бурильних труб з розмитими замковими та трубними різьбленнями, а також за наявності у свердловині ступінчастого ствола;

2) наявність у стовбурі пухкої та товстої глинистої кірки, а також великої кількості шламу;

3) погане очищення бурового розчину, що виходить зі свердловини;

4) тривале промивання свердловини при низькій продуктивності насосів;

5) застосування бурового розчину великої щільності, високої в'язкості та липкості, а також з високою статичною напругою зсуву та великим вмістом піску.

Вплив зазначених факторів та і взаємодія призводять до утворення сальників, ознаками яких є зростання тиску бурового циркулюючого розчину, збільшення обертового моменту бурильної колони, появи затяжок при підйомі колони, наявність шматків породи у торців ніпелів і муфт і зниження проходки.

На бурових підприємствах порівняно багато прихватів відбувається внаслідок заклинювання бурильної колони предметами, що впали на поверхню або що знаходяться в стовбурі свердловини, в результаті попередніх аварій.

Причинами таких аварій насамперед є необережність роботи з різними інструментами, їх поганий технічний стан, відсутність затримуючих пристроїв і переважно відсутність пристроїв у вигляді гумових кіл і напівавтоматичних пристроїв, що виключають потрапляння сторонніх предметів у кільцевий простір[9, 11].

Іншою причиною є робота над гирлом незакритої свердловини. Неповне видалення залишених предметів у свердловині, а також випадання великих шматків, особливо із зони каверн, часто призводять до заклинювання бурильних колон. Відмічено багато випадків заклинювання бурильних колон у жолобах. Останні утворюються у породах різної твердості.

Чинниками сприяють утворенню жолобів є:

-тривалість роботи в свердловині;

- твердість порід, що розбурюються;
- кривизна свердловини та частота зміни азимуту стовбура свердловини;
- діаметр бурильної колони;
- кількість вироблених спуско-підйомів та їх тривалість;
- вага 1 м бурильної колони і площа контакту бурильної колони зі стінками свердловини.

Найчастіше жолоби утворюються при проходці похилих і сильно викривлених свердловин з великим виходом з-під черевика обсадної колони і буріння в м'яких породах. Жолоби можуть утворитися на нижній і верхній стороні і бічних стінках стовбура свердловини. Ознаками утворення жолоба є часте заклинювання труб з невеликими паузами, посадка колони при спуску, випадки прихватів бурильних колон, що легко ліквідуються, вимушені часті опрацювання стовбура свердловини в місцях затяжок. При виникненні зазначених ознак показання профілемера, як правило, підтверджують наявність ринви. Жолоби ускладнюють циркуляцію бурового розчину, сприяють накопиченню в зоні їх знаходження частинок шламу через зниження швидкості руху розчину і призводять до прихватів бурильних колон[5,19].

1.2 Огляд сучасних методів діагностики стану стовбура та прораховування ризиків прихвату

При вивченні технічного стану свердловин проводять інклінометрію, кавернометрію і профілеметрію, контроль якості цементування та інші дослідження.

Інклінометрію проводять інклінометром, вона служить для визначення кута нахилу ствола по відношенню до горизонтальної площини та магнітного азимуту викривлення. Дані про викривлення стовбура необхідні в першу чергу

для визначення розташування забою, його глибини та справжніх глибин залягання пластів[1, 10].

Кавернометрію проводять каверноміром визначення фактичного діаметра необсаженої свердловини. Діаметр стовбура, що відповідає діаметру долота чи коронки, називають номінальним. Збільшення діаметра проти номінального – утворення каверн – притаманно глин, солей, пісків, тріщинуватих вапняків, зменшення – для порід-колекторів. Дані про фактичний діаметр стовбура необхідні при плануванні технологічних операцій з кріплення свердловини та підготовці її до експлуатації, при інтерпретації матеріалів більшості геофізичних методів, а також щодо літології та виділення колекторів. Вивчення форми перерізу стовбура свердловини називають профілеметрією та виконують приладом профілемером. Дані профілеметрії необхідні більш точного планування технологічних операцій із проходці і кріплення свердловин

Контроль якості цементування проводять з метою визначення місця розташування цементу в затрубному просторі, виявлення дефектів (тріщин і раковин) у цементному камені, ділянок незадовільного контакту на межі цемент-порода. Для визначення місця розташування цементу в затрубному просторі застосовують термометрію, метод радіоактивних ізотопів, заснований на реєстрації гамма-випромінювання радіоактивних ізотопів, доданих в цементний розчин при його приготуванні, гамма-гамма-метод густини і деякі модифікації акустичного методу[3].

Пластова нахилометрія полягає у визначенні кута та азимуту падіння пластів, пересічених свердловиною. Свердловинний прилад для пластової нахилометрії є комбінацією з 3-х датчиків, призначених для запису діаграм ПС, МСК, ВЕЗ, ГК або КМВ, розташованих в одній горизонтальній площині під кутом 120° один до одного. Прилад доповнюється пристроєм визначення його орієнтування щодо апсидальної площини свердловини.

Дефектометрія обсадних колон має метою контроль стану обсадних колон і виявлення їх дефектів. До характеристик обсадних колон, опущених у

свердловину, належать; внутрішній діаметр колон, товщина стінок, місце розташування муфтових з'єднань і ділянок порушення цілісності труб в результаті перфорації, тріщин і корозії, розташування "прихватів" труб гірськими породами.

Для контролю стану обсадних колон застосовують механічні, радіоактивні, індуктивні та оптичні методи[5, 23].

Об'єми рідини або газу, що циркулюють у стовбурі свердловини, фіксуються глибинними витратомірами та дебітомірами. Витратомірами вимірюють витрати води, що нагнітається в свердловину. Дебітомірами – притоки нафти, газу та їх суміші з водою. Витратоміри відрізняються від дебітометрів діаметром корпусу глибинного приладу. У витратомірів він більший, ніж у дебітометрів, оскільки перші призначені для вимірювання великих обсягів рідини в нагнітальних свердловинах – від 2000 до 5000 м³/добу. Дебітомери та витратоміри діляться на механічні та термокондуктивні, - за способом реєстрації – на автономні (реєстрація сигналів здійснюється всередині приладу) та дистанційні (сигнали для реєстрації передаються по лінії зв'язку на поверхню), - за умовами вимірювань – на пакерні та безпакерні. У механічних дистанційних дебітомерах і витратомірах зазвичай використовуються перетворювачі швидкості обертання турбінки в електричні сигнали, прилади з автономною реєстрацією використовують турбінні так і поплавково-пружинні датчики. Робота термокондуктивних дебітометрів і витратомірів заснована на визначенні кількості тепла, що віддається безперервно тілом, що нагрівається, яке поміщено в потік рідини або газу. За кількістю тепла, що віддається, судять про лінійну швидкість потоку, яка пов'язана з об'ємною витратою рідини.

Пакери призначені для спрямування вимірюваного потоку рідини або газу через калібрований переріз приладу. Пакеруючий пристрій складається з пакера і силового приводу для розкриття і закриття пакера.

Використовуються такі типи пакерів:

1) гідравлічні, що розкриваються за допомогою насосів;

- 2) механічні, що розкриваються за допомогою двигунів та реле;
- 3) манжетні, некеровані.

Різні типи пакерів забезпечують повне або неповне перекриття стовбура свердловини, тому через калібрований канал приладу проходить весь потік, або частина його. Найбільш поширені прилади з механічними пакерами, що багаторазово розкриваються і закриваються по команді з поверхні. Розроблено багато різних типів механічних дебітомерів та витратомірів турбінного типу, які відрізняються в основному конструкцією пакеруючого пристрою[3].

У сучасних умовах буріння, що характеризуються різноманітністю геологічної будови районів, зростанням глибин свердловин, високими тисками та температурами, сольовою агресією, наявністю товщ проникних відкладень і нестійких порід, складними конструкціями свердловин і компоновок низу бурильних колон, різноманітністю систем хімічних обробок бурових розчинів, складною просторовою конфігурацією свердловин, питанням попередження прихватів бурильних і обсадних колон, а також способів ліквідації наслідків.

Під прихватом бурильної колони розуміється неможливість підйому її зі свердловини при технічно допустимих натягах або стиску. Граничні навантаження лімітуються міцністю матеріалу бурильних труб або інших найслабших елементів колони, підйомного обладнання, талевої оснастки та вежі. Під затяжкою бурильної колони при її підйомі розуміється значне збільшення навантаження на гаку, при якій за технічними нормами дозволяється піднімати бурильну колону.

Посадка колони - відзначається індикатором ваги суттєве зниження навантаження на гаку. Зазвичай виділяють зменшення навантаження на гаку в процесі спуску бурильної колони при проходженні звужень, жолобів, уступів на відміну розвантаження колони при досягненні нею вибою. Можливі звуження та інші перешкоди, коли колона при технічно допустимому розвантаженні на гаку не доходить до вибою. Для заклинювання характерно жорсткий опір поздовжньому переміщенню або обертанню колони, обумовлене її різкою

посадкою в жолоб, сильно викривлену ділянку, перегин стовбура або звуження. Це особливо часто спостерігається при зміні компоновання колони, спуску жорстких великого діаметра довгих елементів в пробурений раніше з використанням менш жорсткої компоновання стовбур, звуження, створене обвалування або сильно зношеним по діаметру долотом або калібратором. При невеликих перевищеннях нормального рівня зусиль і крутного моменту говорять про підклинювання. Всі види ускладнень, що розглядаються, обумовлені взаємодією бурильної колони зі стінками свердловини.

Обвалування, що супроводжуються звуженням стовбура, обваленням, накопиченням великих шматків породи в кавернах і на вибої, утворенням пробок і сальників, часто можуть викликати посадки, зтяжки, заклинювання та прихвати. Інша причина прихватів – притискання бурильної колони до стінки, глинистої кірки, під дією перепаду тисків у системі свердловина – пласт і нормальної складової її власної ваги на похилій ділянці[4, 21].

У сучасних умовах буріння, що характеризуються різноманітністю геологічної будови районів, зростанням глибин свердловин, високими тисками та температурами, сольовою агресією, що призводять до деструкції БР; наявністю товщ проникних відкладень і нестійких порід, складними конструкціями свердловин і компоновок низу бурильних колон, різноманітністю систем хімічних обробок бурових розчинів, складною просторовою конфігурацією свердловин, питанням попередження прихватів бурильних і обсадних колон, а також способів ліквідації наслідків.

Під прихватом бурильної колони розуміється неможливість підйому її зі свердловини при технічно допустимих натягах або стиску. Граничні навантаження лімітуються міцністю матеріалу бурильних труб або інших найслабших елементів колони, підйомного обладнання, талевої оснастки та вежі.

Під зтяжкою бурильної колони при її підйомі розуміється значне збільшення навантаження на гаку, при якій за технічними нормами дозволяється піднімати бурильну колону[3,16].

Посадка колони - відзначається індикатором ваги суттєве зниження навантаження на гаку. Зазвичай виділяють зменшення навантаження на гаку в процесі спуску бурильної колони при проходженні звужень, жолобів, уступів на відміну розвантаження колони при досягненні нею вибою. Можливі звуження та інші перешкоди, коли колона при технічно допустимому розвантаженні на гаку не доходить до вибою.

Для заклинювання характерно жорсткий опір поздовжньому переміщенню або обертанню колони, обумовлене її різкою посадкою в жолоб, сильно викривлену ділянку, перегин стовбура або звуження. Це особливо часто спостерігається при зміні компоновки колони, спуску жорстких великого діаметра довгих елементів в пробурений раніше з використанням менш жорсткої компоновки стовбур, звуження, створене обвалування або сильно зношеним по діаметру долотом або калібратором. При невеликих перевищеннях нормального рівня зусиль і крутного моменту говорять про підклинювання[2].

Всі види ускладнень, що розглядаються, обумовлені взаємодією бурильної колони зі стінками свердловини. Обвалування, що супроводжуються звуженням стовбура, обваленням, накопиченням великих шматків породи в кавернах і на вибої, утворенням пробок і сальників, часто можуть викликати посадки, зтяжки, заклинювання та прихвати. Інша причина прихватів – притискання бурильної колони до стінки, глинистої кірки, під дією перепаду тисків у системі свердловина – пласт і нормальної складової її власної ваги на похилій ділянці.

1.3 Аналіз існуючих методів запобігання прихватів

Для недопущення прихоплювання, спричиненого перепадом тиску, буріння слід виконувати з використанням промивальної рідини з невеликою густиною. При цьому тиск у свердловині має бути меншим, рівним або незначно вищим за пластовий. Важливо мінімізувати час перебування бурильної колони без руху. Промивальний розчин повинен містити якомога менше твердої фази, а його фільтраційні властивості мають забезпечувати формування тонкої та щільної фільтраційної кірки з низьким коефіцієнтом тертя.

Прихоплювання, спричинені заклинюванням у звужених ділянках стовбура свердловини, можуть виникати при надмірному зносі інструменту. Забороняється застосування опорно-центруючих елементів у разі зменшення діаметра більш ніж на 3 мм для доліт діаметром до 216 мм і понад 4 мм — для доліт більшого діаметра[4,13].

Прихоплювання внаслідок потрапляння сторонніх предметів можливі на будь-якій глибині свердловини. Основними причинами є падіння інструментів або деталей у свердловину, а також випадання зі стінок раніше залишених аварійних предметів.

Запобігання таким ускладненням полягає у виключенні можливості падіння предметів у свердловину та попередженні обвалення зі стінок великих уламків твердих порід. Для постійного очищення вибою від дрібних металевих частинок до складу КНБК доцільно включати шламометаловловлювач або періодично закачувати порції в'язкопружної рідини.

Прихоплювання, викликані осипанням, обвалами та повзучістю пластичних порід, найчастіше виникають під час розкриття відповідних геологічних відкладів. Їх попередження забезпечується правильним вибором комплексу технологічних заходів, спрямованих на збереження стійкості стінок свердловини.

Профілактичні заходи проти прихоплювань, пов'язаних з утворенням сальників та осіданням твердої фази промивальної рідини, мають багато спільного. Основним завданням є підтримання необхідних технологічних параметрів промивального розчину відповідно до гірничо-геологічних умов буріння, його ефективне очищення від шламу, а також постійний контроль режиму буріння та герметичності бурильної колони[5,8].

1.4 Висновки за розділом 1

1. Проаналізовано роботи науковців, що містять в собі повну характеристику різних типів прихватів бурової колони.
2. Охарактеризовано основні методи діагностики стовбура свердловини, для визначення місць можливого виникнення прихвату: кавернометрія, профілеметрія, інклінометрія та інші.
3. Наведено існуючі профілактичні заходи виникнення прихватів при бурінні свердловини

РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ЗАПОБІГАННЯ ПРИХВАТІВ

2.1 Методи визначення місця прихвату бурильної колони

При прихваті бурової колони насамперед завжди потрібно знайти місце прихвату в свердловині, використовуючи метод, який ґрунтується на методиці розтягування при пружному подовженні бурового інструменту. Як відомо, всі труби виготовлені зі сталі, і тому всі графіки і формули будуються з використанням модуля пружності сталі, значення якого дорівнює $206,8 \cdot 10^3$ МПа. За графіками та формулами, при цьому обчисливши подовження колони, ми знайдемо довжину неприхопленого інтервалу бурової колони. Якщо з якихось причин не можна користуватися розрахунками, то можна використовувати графіки, номограма наприклад. Номограма є три вертикальні шкали на яких показані величини натягу і подовження труб, а довжину прихопленої колони визначається за шкалою номер три. Кожен із графіків сприяє визначенню приблизної глибини прихвату. Дані отримані з графіків допомагають визначити причини і знайти способи вирішення усунення прихвата[6, 9].

Для знаходження інтервалу прихвату можна користуватися, як і графіками так і формулами так як вони точно схожі адже в обох випадках показаний індикатор ваги, знос труб і вплив тертя на труби. Варто врахувати, що марка сталі не впливає на точність графіків і розрахунки, оскільки модуль пружності сталі один для всіх видів сталі. Інструменти для визначення покрівлі зони прихвату Розберемо прилади, за допомогою яких можна точно визначити місце прихоплення труб, спустивши прилад у свердловину. Це надвисокочутливі електронні прилади, які вимірюють напругу в тілі труби, що виникає під час розтяжки та скручування. Інформація передається до станції через кабель. У самій станції оператор озвучує отриману інформацію. Найчастіше визначення

місця прихвата використовують одне із найпоширеніших інструментів – прихватомер. Він складається з нього знаходиться тензодатчик або мікродатчик навантаження. Також по двох краях прихватоміра розташовані пружинні ліхтарі, магніти та інші вузли тертя, які дозволяють зафіксувати його положення всередині труб. При цьому якщо розтягувати або обертати прихоплену частину колони ротором, труби над зоною прихвату будуть розтягуватися або скручуватися. Це спричинить те, що сила струму змінить показник. Колони мають властивість розтягуватися та скручуватися ротором д труби, безпосередньо над зоною прихвату. Це спричинить те, що сила струму змінить показник. Мікродатчик повідомить ці показники кабелем. Але може бути і таке, що пристрій знаходиться в прихоплених трубах, які не відгукуються на процеси, що відбуваються в колоні. Тоді прилад не дасть жодних сигналів на поверхню. Часто пристрій занурюють разом із локатором муфт. Разом з торпедою ці прилади заощаджують цінний час обслуговування бурової установки. До того ж, це гарантує зміну процесів у буровій установці, що набагато знижує ризик помилитися з часом посадки торпеди. Це говорить про те, що сила струму, що проходить по кабелю, змінюється. Для контролю процесу роботи, потрібна присутність фахівців, які можуть вносити корективи в подальшому процесі ловильних робіт. При глибині прихвату від'єднання неприхваточной частини колон та їх визначення. Так як дані роботи одразу починаються після проведення цих операцій[10, 19].

Метод роботи зондування полягає у викликанні коливань із синхронним потоком концентрації, при якому сприймається інтенсивність реєструючими пристроями захопленої ділянки. Далі пульсації поступово вщухають у проміжках прихвату і відповідно зменшується його інтенсивність. У трубі, що не прихоплена, сортується свердловинне обладнання. В основному це є ділянкою верхньої труби в колоні, яка розташована знизу. Діаграма включає всі умови інтервалів прихвату у можливих зонах ускладнень. При аналізі тієї чи іншої ситуації це джерело дає корисну інформацію, а також при позначенні

напрямую робіт: забурювання нового стовбура свердловини або його обурення, відбиття яссами. У бурильних, обсадних та насосно-компресорних трубах використовують зондування. Також допускається використання геофізичних методів визначення прихватів за допомогою магнітних міток.

2.2 Розробка заходів запобігання прихватів бурильної колони

Для запобігання аваріям, пов'язаним із прихватами бурильної колони, необхідно забезпечити:

- не допускання накопичення та осідання шламу в стовбурі свердловини, застосовуючи промивальні рідини, що відповідають умовам буріння, у об'ємі, достатньому для ефективного винесення шламу;
- обладнання циркуляційної системи, яка гарантує якісне очищення бурового розчину;
- виконувати спуск бурового інструменту в нижній частині свердловини з одночасним промиванням і обертанням;
- за потреби, у тому числі під час кожного рейсу, проводити спеціальні роботи з очищення свердловини від шламу;
- регулярно перевіряти стан бурильної колони з метою своєчасного виявлення місць витоку промивальної рідини;
- своєчасно перекривати обсадними трубами інтервали нестійких порід та зон поглинання;
- застосовувати промивальні рідини, що сприяють укріпленню стінок свердловини, а також тампонажні матеріали для ліквідації поглинань бурового розчину;
- виконувати проробку стовбура свердловини в зонах затягувань;
- здійснювати спуско-підймальні операції в проблемних інтервалах з обертанням та інтенсивним промиванням розчинами зі зниженою водовіддачею;

- не допускати тривалого перебування бурового снаряда на вибої або в приви́бійній зоні за відсутності обертання та циркуляції промивальної рідини. дотримуватися оптимальних режимів буріння під відповідні гірничо-геологічні умови;

- регулярне піднімання та опускання бурильної колони, в інтервалах підвищеного ризику прихвату;

- недопускати тривалі зупинки бурильної колони;

- детальне вивчення гірничо-геологічних умов, для визначення можливих зон (інтервалів) прихвату;

- урахування зон поглинання, обвалів і нестійких порід;

- обсадження нестійких інтервалів розрізу.

2.3 Ліквідація прихватів бурильної колони

Для усунення прихвату бурової колони, використовуюся кілька методів, в даному розділі буде проаналізовано кожен метод.

Ліквідація прихватів призводить до викорінення чи зменшення сили, що утримує бурильну колону. Але лише до рівня, за якого його можна подужати.

Продуктивність даного процесу - ліквідації прихвата, як завжди, задається точністю вибору способу або кількох способів, що відповідають типу прихвату. Щоб вибрати технологічне рішення, слід виявити, перш за все, місце прихвату та випробування типу прихвату. Погіршує та ускладнює ситуацію лише час, що минув з початку прихвату. З цього слід зробити висновок, що всі необхідні вимірювання необхідно проводити негайно, краще до початку операції провідної роботи (промивання, ходіння тощо), щоб виключити ускладнення у ситуації, що виникла.

Для ліквідації зон прихватів застосовують фізико-хімічні, гідравлічні та механічні способи[2, 4].

Фізико-хімічні методи полягають у закачуванні в інтервал прихвату спеціальних рідин (рідинних ванн), у свою чергу рідинні ванни виснажують або нейтралізують силу впливу між поверхнею труб та фільтраційною кіркою та породою. Серед рідинних ванн найпопулярніші кислотні, нафтові, водяні з присутністю ПАР. Рідинні ванни застосовують як ліквідацію більшості прихватів за умови, що збережеться циркуляція бурового розчину. При прихваті в осадових породах та глинах використовують нафтові ванни. У цих породах нафта зменшує показники тертя. Часто використовується низькопарафініста нафта з ПАР. Якщо прихват відбувається в доломітах, вапняках та інших породах, які піддаються дії кислот, застосовують кислотні ванни.

Водяні ванни найефективніші у присутності солей, пісковиків і багатьох інших порід, з ослабленими зв'язками між кристалічними ґратами.

Об'єм V рідини визначають за виразом.

$$V_p = V_{kp} + V_b, \quad (2.1)$$

де V -об'єм кільцевого простору на довжині установки ванни; V_b - обсяг бурильної колони, заповненої рідиною ванни.

Об'єм рідинної ванни для звільнення труб повинен становити 22 м^3 . Не менше 8 годин має бути рідина у свердловині для очищення фільтраційного шару. Після того, як була закачана рідинна ванна, крани закривають на цементованій стійці. Колона частково розвантажується або залишається під напругою, виходячи від класу прихвату. Між наступними розбіжностями інтервал повинен бути менше двох разів на годину.

Недоліки нафтової ванни проти водяної:

- бурові насоси здатні встановити водяну ванну на відміну нафтової;
- відсутність нафти на буровій призводить до несвоєчасної установки ванни;
- щільність нафти менше ніж у води і тому флюїдопрояви запобігають швидше;

- нафта більш інтенсивна в порівнянні з водою і чому вода легше проникає в фільтраційну кірку;

- протипожежна безпека.

Серед гідравлічних методів широке застосування отримав метод у вигляді гідроімпульсів. Його переважно використовують для усунення небажаних прихватів. Цей спосіб заснований на зменшенні гідравлічного тиску та збиванні інструмента вниз. Суть методу полягає у створенні надлишкового тиску в самій трубі або затрубному просторі при зменшенні за допомогою затвора. Для останнього використовують пристрої: діафрагми, що розриваються, золотники, пробкові крани [24, 25].

Перепад тиску визначається за формулою:

$$\Delta P = H(\rho_1 - \rho_2), \quad (2.2)$$

де H – глибина поділу рідини у свердловій колоні;

(ρ_1, ρ_2) – різниця щільностей рідин у затрубному просторі та самій трубі.

Умови використання гідравлічного методу:

- щільність промивної рідини менше 1355 кг/м^3 ;

- герметичність бурової колони відсутня;

- у стовбурі свердловини присутні осипи, шлам, обвали.

Тільки за обертання бурового розчину здійснюється гідравлічний метод. Але за відсутності циркуляції зменшуються коливання. Без присутності обертання, застосовують закачування вже використаного раніше бурового розчину. Створюється своєрідна напруга стискування для рідини та труб при застосуванні гідравлічного методу. Від гирла до забою свердловини поширюються хвилі розвантаження, що утворюються під час відкриття пристрою.

Швидкість поширення поздовжньої хвилі приблизно 4900 м/с , а рідини в 4 рази менше. Перетікання рідини в бурові труби відбувається, коли є

циркуляція. Усі процеси забезпечують ліквідацію прихвата. Надлишковий тиск визначає інтенсивність коливань. Рівень стовпа бурової труби зменшується після припинення коливань. Необхідно підтримувати кількість розчину для запобігання ускладненням.

Механічні способи полягають у походженні, створення вібрації або вибуху всередині бурової труби внаслідок відбувається вплив на прихват. Не є незалежними способи проходження та відбивання ротором. Розбіжність і відбивання ротором використовується тільки при диференціальному прихваті, при утворенні сальника через заклинювання у вузькій частині стовбура. Вчасно диференціального прихвата більш ефективним способом є ходіння та відбиття з найбільшим навантаженням на ротор протягом 35 хв.

Також існує ще кілька механічних способів ліквідації прихватів:

ГУМ - гідравлічний ударний механізм,

ЗІК — збудник інших коливань,

ПЛП - пристрій для ліквідації прихватів і вибухові пристрої: торпеда з детонуючого шнура (ТДШ) і торпеда корпусна з детон.

Найбільш поширеним у бурінні вважається гідравлічний ударний механізм. Повністю система гідравлічного ударного механізму закладена та заповнена маслом. Щоб працювати з гідравлічним ударним механізмом треба відокремити не зворушене місце бурильної труби і стінку гідравлічного ударного механізму з'єднують із прихопленою частиною колони пізніше бурильну колону натягують, далі, з останніх сил, що збільшує її масу на 250-850 кН[17].

Для створення ударів знизу вгору збудник пружних коливань встановлюють, ближче до місця прихвату, а для створення ударів зверху-вниз збудник пружних коливань встановлюють на відстані 500-1500 м від місця прихвату. Зусилля розщеплення регулюють кількістю обертів закручування ніпелю в муфту. Комбінований спосіб включає всі відомі методи і поєднання на сьогоднішній день. У процесі буріння набув процесу сумісності механічного та

3.4 Охорона праці при проведенні буріння

Кожен проєкт на спорудження свердловини має містити розділ «Вимоги безпеки», що враховує місцеві умови виконання робіт. При вступі та періодично в процесі роботи всі члени бригади повинні проходити медичний огляд для підтвердження їх придатності до конкретної роботи, а перед виїздом у поле роботи щеплення[18].

До роботи на буровій установці допускаються особи не молодші 18 років, навчені основним приемам і методам безпечної праці та складання іспиту, що підтверджується відповідним документом. Передавати управління та обслуговування бурових механізмів та обладнання особам, які не мають права на те, а також залишати без нагляду працюючі механізми забороняється[18].

Усі професійно підготовлені робітники, як знову прийняті, так і перекладені з іншої ділянки, повинні пройти інструктаж з техніки безпеки (вступний та на робочому місці) за затвердженими програмами відповідно до

Тривалість інструктажу (навчання) з техніки безпеки, залежно від характеру роботи, встановлюється головним інженером підприємства. Повторний інструктаж усіх робітників повинен проводитися не рідше 1 разу на квартал (у виняткових випадках – не рідше 1 разу на півріччя). При впровадженні нових верстатів, механізмів, зміні технології робіт, при введенні нових правил та інструкцій з техніки безпеки, а також при виявлених порушеннях правил та інструкцій працюючими або після аварій та нещасних випадків повинен проводитись додатковий інструктаж, про що робиться запис у спеціальному журналі реєстрації. До самостійної роботи допускаються робітники після складання іспитів[18].

Періодична перевірка знань робітників з техніки безпеки проводиться не рідше одного разу на рік. Бурові робітники зобов'язані користуватися засобами індивідуального захисту: запобіжними поясами, касками, захисними окулярами, діелектричними ботами та рукавичками, респіраторами, рятувальними засобами

(жилетами, корковими поясами), спецодягом та спецвзуттям тощо. У багатьох геологічних організаціях діють розроблені ними та погоджені з управліннями Держгіртехнагляду та відповідним комітетом профспілки спеціальні інструкції з техніки безпеки для бурильників та помічників бурильників[18].

Бурильник, будучи керівником виконуваних вахтою робіт, зобов'язаний забезпечувати на буровій установці дотримання вимог техніки безпеки. Вся вахта повинна підкорятися бурильнику та виконувати його вказівки. Перед початком зміни він знайомиться із записами в журналі здачі та прийому зміни та вживає оперативних заходів щодо усунення виявлених відступів від норм і правил[18].

3.5 Охорона надр і навколишнього середовища

Заходи для забезпечення нормативного стану поверхневих і підземних вод

Підземні води зони активного водообміну використовуються для водопостачання, у зв'язку з цим вони підлягають охороні від забруднення при розбурюванні свердловин та розробці родовищ[13, 20].

На усіх етапах освоєння родовищ вуглеводнів виникає загроза забруднення найвразливіших елементів природної екосистеми - природних вод, внаслідок недосконалості процесів будівництва свердловин та виникнення небезпечних аварійних ситуацій.

Під впливом негативних факторів при здійсненні виробничої діяльності, в першу чергу, опиняються ділянки, які відведені під буріння та експлуатацію свердловин.

Охорона поверхневих водоймищ та підземних вод здійснюється на всіх етапах спорудження свердловин, враховуючи будівельно-монтажні роботи, буріння, кріплення, закінчення (випробування).

Охорона водного середовища передбачає:

- дотримання основ водного законодавства і нормативних документів в

області використання та охорони водних ресурсів;

- здійснення заходів щодо запобігання і ліквідації витоку стічних вод і забруднюючих речовин на поверхню, ґрунтові води, а також у водні горизонти;
- здійснення систематичного контролю за станом водного середовища.

Основними забруднювачами поверхневих і підземних водних джерел при бурінні свердловин є хімічні реагенти, які застосовуються для приготування і обробки бурового розчину, паливно-мастильні матеріали, високомінералізовані пластові води і промстічні води[13, 20].

При розробці родовищ вплив виробничих об'єктів на водне середовище території в робочому режимі мінімальний і може бути помітним лише у випадках порушення нормального технологічного процесу.

Потенційними негативними факторами впливу при розробці родовища можуть бути:

- потрапляння в ґрунт і ґрунтові води флюїдів через нещільність фланцевих з'єднань несправного обладнання, дренавання забруднюючих речовин в підземні водні горизонти;
- забруднення ґрунтових вод при недбалому виконанні ремонтних робіт.

З метою попередження забруднення верхнього горизонту з прісними водами, рідкими відходами буріння, що утворюються в процесі будівництва, передбачається тимчасове зберігання їх в земляних амбарах-накопичувачах, дно і стінки яких покриті гідроізоляційним шаром з суміші розчинів бентонітового порошку і ГПАА та оброблені водним розчином сульфату алюмінію.

Для технічного водопостачання на період спорудження свердловин передбачається буріння водної свердловини. Спорудження водної свердловини здійснюється у відповідності з вимогами ГОСТ 17.1.3.12-86

Розрахункова технологічна потреба води при бурінні однієї свердловини згідно ЕКН 49-416 складає 72 м³/добу, а при випробуванні 20 м³/добу, питної води 0,3-0,7 м³/добу. В період експлуатації водної свердловини відбираються проби води на санітарно-бактеріологічний аналіз. Облік води здійснюється

лічильником[13, 20].

Під час буріння встановлюються зони санітарного режиму навколо водозабірних свердловин і обладнуються приустьові площадки. Згідно з діючими вимогами та стандартами водні свердловини повинні закладатися на відстані не менше як 40 м від глибокої свердловини і мати санітарну охоронну зону з метою захисту водної свердловини і водоносного горизонту від забруднення з поверхні. Перший пояс – зона суворого режиму – у відповідності з СНіП 2.04.02-84 приймається радіусом 30 м від водної свердловини, огорожується і планується так, щоб відвести поверхневий стік за її межі. В зазначеній зоні забороняється розташування будь-яких будівель та устаткування, які не мають безпосереднього відношення до водної свердловини. Навколо устя свердловини цементується майданчик розмірами 1,5×1,5 м. Виконується якісне цементування обсадної колони артезіанської свердловини від устя до верхнього водоупору водоносного горизонту. Розміри другого і третього поясів визначаються розрахунками. Після припинення експлуатації водозабірної свердловини вона ліквідується з дотриманням санітарних норм з ліквідації гідрогеологічних свердловин.

Індивідуальними робочими проектами на спорудження свердловин на родовищі передбачались оптимальні технологічні і технічні заходи, які забезпечують екологічну безпеку експлуатаційного об'єкту, орієнтовані на попередження можливих причин і шляхів забруднення водоносних горизонтів та інших водних об'єктів[13, 20].

Вплив зазначених факторів має випадковий характер, локальний за місцем надходженням, нетривалий у часі і попереджається насамперед регламентуванням технологічного процесу в межах проектного режиму та організацією надійного контролю за технічним станом обладнання.

Попередження забруднення горизонтів з прісними водами при їх розкритті в процесі буріння свердловин передбачається за рахунок використання бурового розчину, який готується з бентонітового глинопорошку

на прісній воді, обробленого малотоксичними хімреагентами.

Заходи для забезпечення нормативного стану ґрунту

Особливе місце в біосфері займають ґрунти, які найбільш чутливі до антропогенного впливу і які є однією з небезпечних ланок циркуляції забруднюючих речовин.

Негативний вплив на рельєф та ґрунти може виникати при проведенні робіт по будівництву свердловин та трубопроводів.

Основними потенційними забруднювачами ґрунтів є:

- паливно-мастильні матеріали;
- хімреагенти, які використовуються для обробки бурових та тампонажних розчинів;
- бурові та тампонажні розчини, буровий шлам;
- пластові флюїди (потрапляння при випробуваннях та при аварійних нафтогазопроявах і відкритих фонтанах);
- витоки конденсату крізь щілини фланцевих з'єднань;
- тампонажні розчини та конденсатопродукти при неякісному проведенні ремонтних робіт;
- стічні води.

При будівництві об'єктів повинні виконуватися вимоги наступних нормативних документів:

- ГСТУ 41-00032626-00-007-97 «Охрана окружающей среды. Сооружение разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ на суше»;
- ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель»;
- ДСТУ 17.5.3.06-85 «Охорона природи. Землі. Вимоги до визначення норм зняття родючого шару ґрунту під час виконання земляних робіт»;
- ДБН А.2.2-3-2004 «Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектної документації для будівництва».

З метою запобігання забруднення ґрунтів у робочих проектах на

спорудження свердловин передбачається комплекс охоронних заходів:

- зниження до мінімуму кількості і розмірів промислових майданчиків, під'їзних шляхів;
- зняття верхнього, найбільш родючого (рослинного) шару ґрунту;
- облаштування складу хімреагентів та ПММ;
- облаштування площадки під основою вишки, силовим приводом та насосним приміщенням залізобетонними плитами;
- відокремлення шламу від бурових стічних вод і вивезення його у спеціально відведені місця (шламосховища);
- повторне використання бурових і промислових стічних вод, поліпшення їхнього очищення;
- використання відпрацьованого розчину для приготування швидкотверднучих сумішей, необхідних для боротьби з поглинанням під час буріння;
- зберігання бурових стічних вод, відходи бурового розчину та бурового шламу тільки в амбарах-відстійниках при амбарному способі буріння.
- після завершення спорудження свердловини відходи нейтралізуються і захороняються в амбарах-відстійниках;
- в разі забруднення ґрунтів ПММ, нафтою або конденсатом – обробка їх адсорбентом;
- для обробки бурових розчинів використання хімреагентів з мінімальною токсичністю (не вище III-IV) класів небезпеки;
- зберігання відходів виробництва, згідно класів небезпеки, в окремих контейнерах та передача їх на утилізацію та захоронення відповідно до укладених договорів.

Вищеперелічені заходи спрямовані на запобігання або зменшення негативних наслідків механічного впливу на ґрунти або їхнього хімічного забруднення.

Найбільш ефективним засобом попередження забруднення родючого

шару ґрунту являється зняття і складування його в кагати, які розташовані по периметру площадки бурової. Відповідно СОУ 73.1-41-11.00.02:2011 «Охорона довкілля. Рекультивація земель порушених під час спорудження свердловин на нафту та газ» (п 6.3), родючий шар ґрунту дозволяється знімати на відведеній земельній ділянці тільки в місцях можливого забруднення його нафтопродуктами та іншими хімічними речовинами, які погіршують його агрохімічні властивості.

Зняття родючого шару ґрунту здійснюється до початку будівельно-монтажних робіт. Родючий шар знімається бульдозером або і складується в відвали висотою до 3 м з кутом відкосу до 25-30°.

Знімання проводиться селективно, за два заходи, не допускаючи змішування шарів ґрунту[13, 20].

Першим знімається верхній найбільш родючий (рослинний) шар ґрунту на глибину 0,3 м з переміщенням його за зону технічної рекультивації та складування у відвали висотою 3 м.

За другий захід знімається потенційно родючий шар ґрунту товщиною 0,3 м з складуванням у відвали.

При знятті, переміщенні та збереженні родючого шару ґрунту не допускається змішування його з підстилаючими породами, забруднення рідиною або матеріалами, розмив або видування.

Для зберігання знятого родючого шару ґрунту в кагатах вибираються підвищені ділянки, на яких немає застою води і відсутня загроза затоплення їх паводковими водами.

Згідно СОУ 73.1-41-11.00.02:2011 (п 6.5), в разі, якщо термін зберігання родючого ґрунту перевищує 2 роки (ГОСТ 17.4.3.02-85), для підтримки біологічної активності в складованому ґрунтовому шарі, запобігання вітрової та водної ерозії, поверхню кагатів і його укоси необхідно спланувати і засіяти багаторічними травами.

Після закінчення буріння, випробування свердловини та її облаштування

для експлуатації, виконуються заходи по відновленню земельних ділянок.

Метою рекультивації є запобігання та ліквідація токсичної дії на ґрунт і ґрунтові води хімічних реагентів, бурового розчину та інших матеріалів, які застосовуються при будівництві свердловин.

Під час рекультивації необхідно:

- демонтувати і вивезти бурове, допоміжне обладнання і залізобетонні вироби (дорожні плити, фундаментні блоки і ін.);
- розбити монолітні бетонні фундаменти, лотки, приямки і вивезти їх, а звільнені місця їх знаходження засипати ґрунтом і вирівняти;
- очистити земельну ділянку від металобрухту, електродів контурів заземлення, залишків хімреагентів, будівельного сміття та інших матеріалів;
- ліквідувати водну свердловину у відповідності до ДБН Д.2.2-4-99 Збірник 4 «Свердловини» п.4 Тампонажні роботи;
- провести очищення бурових стічних вод (БСВ) згідно СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час спорудження свердловин на нафту та газ;
- провести знешкодження відпрацьованої промивальної рідини (БПР) і бурового шламу в залежності від їх складу та ступеню забруднення обробкою їх органічними та мінеральними домішками за одним із методів, які наведені в СОУ 73.1-41-11.00.01:2005;
- провести очищення відповідних ділянок ґрунту мікробіологічним методом, обробкою адсорбентами у відповідності із СОУ 73.1-41-11.00.01:2005;
- надлишковий ґрунт, який утворився під час будівництва шламових амбарів, траншей тощо, рівномірно розподілити і розпланувати на ділянці знятого родючого шару перед нанесенням останнього;
- після нанесення мінерального ґрунту і планування майданчика необхідно здійснити заходи щодо виявлення і видалення випадково залишеного металобрухту та інших сторонніх предметів з метою попередження можливого псування інвентарю в процесі майбутньої сільськогосподарської обробки ґрунту

та провести повторне чистове планування;

- виконання етапу технічної рекультивації земель, що завершують нанесенням мінерального ґрунту, необхідно оформити Актом про виконання етапу технічної рекультивації земельної ділянки, на якій завершені бурові;

- перед нанесенням гумусованого шару ґрунту необхідно визначити реакцію водної витяжки ґрунту - рН і в залежності від цього провести гіпсування (якщо рН ~ 8,2) або вапнування згідно з ДСТУ 4768 (якщо рН ~ 5,5). Для цього треба відбирати середню ґрунтову пробу з не менш, ніж п'яти різних місць, рівномірно розташованих на буровому майданчику, загальною масою не менше 1 кг;

- після чистового планування поверхні бурового майданчику нанести родючий шар із кагатів.

Нанесення родючого шару ґрунту треба виконувати бульдозерами в теплий сухий час за нормальної вологості і достатньої несучої здатності ґрунту для проходу машин. Кінцеве планування можна виконати автогрейдером.

Насипний ґрунт після планування його поверхні ущільнити за допомогою гусеничних тракторів (не менше (3-5) проходів по засипаному ґрунту).

Провести рекультивацію земель на площах, зайнятих тимчасовими дорогами, або передати їх постійному землекористувачу (власнику землі) на узгоджених з ним умовах.

Біологічна рекультивація, як завершальний етап загальної рекультивації, що здійснюється після технічної рекультивації і передбачає комплекс агротехнічних та фітомеліоративних заходів для відновлення родючості порушених земель. Біологічний етап рекультивації проводить власник землі (землекористувач) за рахунок коштів, передбачених проектно-кошторисною документацією на спорудження свердловини на нафту і газ.

Землекористувачі, яким передають (повертають) рекультивовані землі для подальшого використання в сільському господарстві, несуть відповідальність за якісне виконання робіт з відновлення їх родючості (внесення добрив, висівання

сільськогосподарських культур) у відповідності до затвердженого проекту, а також за своєчасне їх введення в господарський обіг.

Заходи для забезпечення нормативного стану атмосферного повітря

Джерелами забруднюючих атмосферу речовин в процесі буріння та експлуатації родовищ є бурові установки, газові свердловини та установки комплексної підготовки газу (УКПГ).

Серед шкідливих речовин, які надходять до атмосфери від роботи газоконденсатних родовищ, основна частка припадає на природний газ (переважно метан) і продукти його згоряння (оксиди азоту, оксид вуглецю). Крім того, додаткове забруднення створюють пари газового конденсату та метанолу.

На енергетичних установках утворюються вуглекислий газ і оксид діазоту, які відносяться до парникових газів[13, 20].

Організацію робіт по охороні атмосферного повітря в районі бурових робіт необхідно проводити з дотриманням вимог Закону України про охорону атмосферного повітря від 21 червня 2001р. і Закону України про охорону навколишнього природного середовища від 25 червня 1991 р. № 1264-ХІІ, зі змінами та доповненнями.

При нормальному технологічному режимі проведення робіт з будівництва (буріння) та експлуатації свердловин викиди шкідливих речовин в атмосферу не перевищують допустимих концентрацій.

Екологічні обмеження техногенного впливу розробки на атмосферу передбачають розрахунок і встановлення розмірів санітарно-захисних зон (СЗЗ) навколо промислових об'єктів. Конфігурація СЗЗ враховує швидкість і розу домінуючих у районі вітрів.

Заходи з охорони атмосферного повітря наводяться в робочих проектах до кожної пошукової свердловини.

Для попередження забруднення повітряного середовища при спорудженні свердловин необхідно проводити такі технологічні заходи:

- періодично (1 раз на три місяці) проводити регулювання паливної апаратури ДВЗ;

- використовувати дизельні палива з низьким вмістом азоту і сірки;

- зберігати ПММ у герметично закритих ємностях;

- для запобігання газових фонтанів – обладнувати устя свердловини противикидним обладнанням;

- дослідження свердловин проводити в стислі терміни;

- обв'язки ПВО передбачити напрямок викидних ліній в протилежну сторону від населеного пункту;

- виконання критерію не перевищення ГДК всіх інгредієнтів, які викидаються в атмосферу в результаті діяльності нафтогазопромислового обладнання. На виробничих об'єктах концентрація шкідливих речовин не повинна перевищувати ГДК робочих зон;

- визначення розмірів санітарно-захисних зон (СЗЗ) промислових об'єктів, що враховують їх перспективи розвитку і забезпечують потрібні параметри стану повітряного середовища за межами СЗЗ.

Основними джерелами забруднення повітряного середовища при спорудженні свердловини є: буровий верстат, дизель-електростанція, амбар для аварійного спалювання газу, ємність для зберігання дизельного палива, блок приготування бурового розчину.

Найбільшу небезпеку становлять аварійні ситуації – викид пластового флюїду (нафти або газоконденсату).

Можливими джерелами забруднення атмосферного повітря у випадку виникнення аварійних ситуацій можуть виступати устя свердловин та шлейфи трубопроводів. Слід зазначити, що обв'язка устя свердловин унеможливорює просочення вуглеводнів на денну поверхню та виконана з врахування усіх нормативно-правових документів.

Основними забруднюючими речовинами атмосферного повітря є: вуглеводні насичені, оксиди азоту, оксид вуглецю, сажа, сірчистий ангідрид.

В заселених зонах концентрації шкідливих речовин не повинні перевищувати разові - для населених пунктів, на об'єктах виробництва - для робочих зон.

Шкідливі речовини, що виділяються в атмосферу, відрізняються за своїми властивостями і чинять різноманітний вплив на навколишнє середовище і здоров'я людини.

Дані речовини характеризуються наступним впливом на організм людини:

Діоксид азоту – бурий газ із задушливим запахом (клас небезпеки – 2). Патологічні зміни при отруєнні людини, особливо в органах дихання, - набряк слизових оболонок, дихальних шляхів, набряк легень, крововилив. Інші внутрішні органи повнокровні, з дрібними крововиливами.

Оксид азоту. Газ без кольору, в зрідженому виді – синя рідина. Токсична дія. Кров'яна отрута, чинить пряму дію на центральну нервову систему. Початковий прояв при гострому отруєнні – загальна слабкість, запаморочення, оніміння ніг. При легкому отруєнні, ці симптоми на протязі декількох хвилин зникають при виході на свіже повітря. При більш сильному – приєднуються до симптом нудота, деколи блювота. При важкому отруєнні з'являється синюшність губ, ослаблений пульс, зміна кольору крові. Наслідки отруєння проявляються тривалий час (більше року) у вигляді порушення асоціативних здібностей, ослаблення пам'яті, м'язової сили [13, 20].

Оксид вуглецю (клас небезпеки – 4) – отруйний газ без кольору, без смаку, зі слабким запахом. Отруйна дія оксиду вуглецю відома під назвою чаду, пояснюється тим, що він легко з'єднується з гемоглобіном крові і робить його нездатним переносити кисень від легень до тканин. При потраплянні свіжого повітря, гемоглобін відновлює здатність поглинати кисень. Якщо вдихаються невеликі концентрації, приблизно до 1 мл/л, то проявляється відчуття важкості голови, стиснення лобу ніби “кліщами”, потім сильна головна біль, мерехтіння перед очима і пульсація у скронях.

При подальшому перебуванні в атмосфері газу, наростає сонливість і

ціпеніння з запамороченням. Більше всього, при отруєнні потерпає центральна нервова система. По мірі розвитку аноксемії, людина поступово втрачає здатність міркувати, порушується координація руху.

Заходи попередження. Загальні заходи для всіх місць отримання і можливого виділення оксиду вуглецю: герметизація апаратури, швидке видалення виділеного оксиду вуглецю.

Сажа (клас небезпеки – 3). Високодисперсний порошок. Сажа викликає важкі хронічні захворювання шлунково-кишкового тракту, хронічний гепатит. Вона може викликати пневмоконіоз, антракоз: втомлюваність, кашель, біль в грудях, задишку, бронхіт в наслідок чого розвивається емфізема, зміни зі сторони серця.

Ангідрид сірчистий (клас небезпеки – 3). Газ без кольору з різким запахом. Загальний характер дії виявляється в захворюванні дихальних шляхів, викликають спазми бронхів.

При впливі ангідриду сірчистого у вигляді аерозолю, утворюваного при туманах і підвищеній вологості повітря, подразнюючий ефект сильніший. Волога поверхня поглинає сірчистий ангідрид, потім послідовно утворюється сірчана кислота. Загальна дія полягає в порушенні вуглеводного і білкового обміну, пригніченні окислювальних процесів в головному мозку, печінці, селезінці, м'язах, подразнює кровоносні органи.

Вуглеводні насичені C₁₂-C₁₉ (клас небезпеки – 4). Входять в склад пластових флюїдів та палива, рідина без кольору з характерним запахом. Хімічний склад: парафіни, циклопарафіни, алкілбензоли, нафтени. Дія токсична. У великих дозах викликає тошноту та запаморочення. При тривалому контакті організму людини в невеликих дозах, наслідки досить тяжкі. В цьому випадку отруєння може стати причиною лейкемії, або раку крові, і анемії - зменшення кількості червоних кров'яних тілець.

Для охорони атмосферного повітря від забруднення і забезпечення його нормативного стану необхідно:

- організацію робіт по охороні атмосферного повітря в районі бурових робіт проводити з дотриманням вимог Закону України про охорону атмосферного повітря;

- обладнати вихлопні труби дизелів масловідділювачами з дотриманням вимог протипожежної безпеки;

- застосовувати виключно герметичні та закриті ємності для зберігання паливно-мастильних матеріалів;

- застосовувати технічні засоби та технологічні процеси, котрі запобігають виникненню нафтогазопроявів (зацементувати колону по всій довжині, обладнати верх колони колонною головою та системою противикидного обладнання, що надасть можливість герметизації устя свердловини в разі непередбачуваних нафтогазопроявів та відкритих фонтанів), проектом передбачити відповідні параметри бурового розчину;

- обов'язку устя свердловини на період розкриття продуктивних горизонтів обладнати противикидним обладнанням, фонтанною арматурою, сепараторною.

Приведені заходи і технічні рішення дозволяють зберігати атмосферне повітря від негативного впливу видобутку вуглеводнів.

Заходи для забезпечення нормативного стану рослинного та тваринного світу

Рослинний і тваринний світ є основними компонентами навколишнього середовища. Згідно Закону України «Про рослинний та тваринний світ» необхідно здійснювати комплексні заходи, спрямовані на збереження і охорону об'єктів рослинного і тваринного світу.

При будівництві свердловин негативний вплив на рослинний світ зумовлений порушенням земель внаслідок зняття родючого шару ґрунту і будівництва під'їзних доріг. Після закінчення робіт і рекультивації рослинний світ самовідновиться протягом двох років.

Також охорона довкілля забезпечується за рахунок комплексу організаційно-технічних рішень і технологічних операцій, що передбачені

проектами на будівництво свердловин.

Заходами щодо охорони рослинного і тваринного світу передбачено:

- проведення повної технічної та біологічної рекультивації порушених земель;
- збір відходів виробництва згідно класів небезпеки в контейнери з подальшою передачею на захоронення та утилізацію;
- огороження технологічних майданчиків;
- заходи по ліквідації аварійних розливів флюїдів і паливно-мастильних матеріалів.

На тваринний світ здійснюється опосередкований вплив, серед яких найважливіше місце посідає шумове забруднення при спорудженні свердловин – від бурової установки і присутності людей. Негативний вплив внаслідок розміщення обладнання і можливого забруднення території обмежений відведеною ділянкою і часом будівництва свердловин.

Для зменшення рівня акустичного впливу передбачається встановлення глушників шуму та звукоізолюючих кожухів на обладнання.

Процес будівництва і експлуатації свердловин з дотриманням вимог щодо охорони навколишнього середовища не носить шкідливого характеру для рослинного і тваринного світу.

Система спостережень і контролю

Для оцінки впливу нафтогазовидобувної діяльності на навколишнє природне середовище необхідно здійснювати постійний моніторинг їх стану. Концепція екологічного моніторингу передбачає спеціальну систему спостережень, контролю, оцінки, короткострокового прогнозу і визначення довгострокових тенденцій у стані навколишнього середовища під впливом техногенних процесів, пов'язаних з розвідкою і розробкою родовищ.

В Україні діє Державна система моніторингу довкілля, яка передбачає дотримання вимог екологічної безпеки для запобігання негативним змінам стану довкілля. Функціонування системи моніторингу ґрунтується на

систематичності спостережень за станом довкілля та техногенними об'єктами, що впливають на нього.

Крім суб'єктів Державного моніторингу відповідно до пункту 10 “Положення про Державну систему моніторингу” екологічний контроль за виробничими процесами зобов'язані здійснювати підприємства, установи і організації, діяльність яких призведе чи може призвести до погіршення стану довкілля[13, 20].

В нафтогазовій галузі діють галузеві нормативні документи, які спрямовані на мінімізацію на усіх етапах промислової діяльності впливу на навколишнє середовище.

Система спостережень і контролю (моніторингу) передбачає організацію відомчого контролю за охороною надр, ґрунтів, поверхневих та підземних вод, атмосферою, за очищенням, нейтралізацією та ліквідацією виробничих відходів, повсякденний контроль за станом устаткування і технологічних засобів попередження забруднення навколишнього середовища.

За результатами контрольовано-вимірювальних спостережень, при виникненні джерел забруднення, приймаються рішення відповідно до конкретних обставин.

Оцінка впливу діяльності на навколишнє середовище

Вплив на навколишнє середовище в робочому режимі мінімальний і можливий лише з аварійних причин, зокрема при нафтогазопроявах та відкритих фонтанах в процесі буріння свердловини та аварійних ситуаціях при порушенні технології випробування свердловини; має виключний характер, локальний за місцем знаходження, короткочасний і попереджається технологією спорудження свердловини і природоохоронними заходами, що спрямовані на попередження можливих причин і шляхів забруднення навколишнього середовища, ліквідацію джерел і наслідків негативної дії до гранично допустимих концентрацій забруднюючих речовин.

ОСНОВНІ ВИСНОВКИ

1. У процесі виконання роботи було розглянуто основні причини виникнення прихвату бурової колони під час буріння нафтових і газових свердловин, а також проаналізовано сучасні технології та методи його запобігання. Встановлено, що прихват є одним із найнебезпечніших ускладнень бурового процесу, який призводить до значних матеріальних витрат, втрати часу та зниження ефективності буріння.

2. Проаналізовано вплив геологічних, технологічних і технічних факторів на ймовірність виникнення прихвату, зокрема властивостей бурового розчину, режимів буріння, конструкції бурильної колони та стану стінок свердловини. Визначено, що правильний підбір параметрів буріння і контроль реологічних властивостей бурового розчину є ключовими чинниками запобігання диференціальному та механічному прихвату.

3 Розглянуто основні технології профілактики прихвату бурової колони, зокрема використання інгібованих і змащувальних бурових розчинів, оптимізацію гідравлічних режимів, застосування спеціальних компоновок низу бурильної колони та систем моніторингу стану свердловини в реальному часі. Доведено, що комплексне застосування цих заходів суттєво знижує ризик виникнення прихватів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. - Львів: Місіонер, 1944.- 620 с.
- 2 Вирвїнський П.П. Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки/П.П. Вирвїнський, Ю.Л. Кузін, В.Л. Хоменко. – Дніпропетровськ : Національний гірничий університет, 2010. – 320 с.
- 3 Дудля М.А. Промивальні рідини в бурінні : підручник / М.А. Дудля. – 3-тє вид., доп. – Дніпропетровськ : Національний гірничий університет, 2011. – 542 с.
- 4 Дудля М.А. Техніка та технологія буріння гідрогеологічних свердловин / М.А. Дудля, І.О. Садовенко – Дніпропетровськ : НГУ, 2007. – 399 с.
- 5 Загибайло Г.Т. Промивка свердловин: підруч. для технікумів / Г.Т. Загибайло, С.М. Башлик; за ред. М.М. Гавриленка. – Київ : Знання України, 2006. – 200 с.
- 6 Світлицький В.М., Троцький В.П., Кривуля С.В., Коцаба В.І. Ловильні роботи у свердловинах. Методичний посібник.-Харків: ТОВ “Оберіг”, 2010, 192с. ISBN 978-966-8684-27-7.
- 7 Буріння свердловин: навч. посіб. [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 294 с. – Режим доступу : <http://nmu.org.ua>
- 8 Техніка та технологія буріння геологорозвідувальних свердловин на газ метан на вугільних родовищах Донбасу / О.А. Крамаренко, О.А. Захаров, А.О. Кожевников, О.А. Лексиков, В.П. Донцов. – Донецьк.: Норд-Прес, 2008. – 258 с.
- 9 Геологорозвідувальна справа: гірничі, підривні, бурові роботи: підручник / К.Л. Ларін, Г.Ф. Виноградов, В.С. Шабатін та ін. – Київ: Либідь, 1996. –

322 с.

- 10 Буріння свердловин. Довідник. У 5 т. Т5.: Ускладнення. Аварії. Екологія./ М.Мислюк, І. Рибчич, Р.С. Яремійчук. -Київ:Ітерпрес ЛТД, 2004.
- 11 Комплексне освоєння газовугільних родовищ України на основі потокових технологій буріння свердловин / В.М. Мойсишин, І.М. Наумко, В.І. Пилипець, В.В. Радченко, Є.М. Халімендіков, О.Д. Кожушок, С.А. Зінченко, Л.В. Шевелєв, Є.О. Юшков, В.А. Турчин ; Ін-т геології і геохімії горючих копалин НАН України. – Київ: Наук. думка, 2013. – 308 с.
- 12 Проект дослідно-промислової розробки горизонтів Кольцівського нафтогазоконденсатного родовища. Управління гідродинамічного моделювання родовищ ВАТ “Укрнафта”, 2009.
- 13 Звіт про виконання комплексної інтерпретації геолого-геофізичної інформації на базі переробки та переінтерпретації сейсмічних матеріалів на Турутинсько-Рогинцівській площі в північно-західній частині ДДЗ. Лисинчук В.М. ДГП Укргеофізика, Київ, 2009.
- 14 Звіт про надання науково-технічних послуг „Інвентаризація джерел викидів забруднюючих речовин в та розробка документів, що обґрунтовують обсяги викидів в атмосферне повітря стаціонарними джерелами НГВУ „Охтирканафтогаз“, наряд-замовлення № 211687, НДПІ ВАТ “Укрнафта”, відпов. викон. В.Процький, Івано-Франківськ, 2008.
- 15 Звіт про надання науково-технічних послуг „Інвентаризація джерел викидів забруднюючих речовин в та розробка документів, що обґрунтовують обсяги викидів в атмосферне повітря стаціонарними джерелами НГВУ “Охтирканафтогаз”, наряд-замовлення № 210496, НДПІ ВАТ “Укрнафта”, відпов. викон. Л.Костюк, Івано-Франківськ, 2010.
- 16 Звіт про надання науково-технічних послуг „Контроль дотримання нормативів гранично-допустимих викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від стаціонарних джерел у відповідності вимог дозволів на викиди з проведенням обстеження технічного стану та

- визначенню ефективності роботи ГОУ з складенням актів“, наряд-замовлення № 210402, НДПІ ВАТ „Укрнафта“, відпов. викон. Л.Костюк, Івано-Франківськ, 2010..
- 17 Звіт про надання науково-технічних послуг „Проведення гідрохімічного моніторингу стану підземних, поверхневих вод в межах впливу об’єктів НГВУ “Охтирканафтогаз” (заключний) // наряд-замовлення № 210405, відп. виконавець Грабович О.Ю., НДПІ ВАТ “Укрнафта”, Івано-Франківськ, 2010.
- 18 Голінько В.І., Безщасний О.В. Охорона праці при геологорозвідувальних роботах. навч. посіб. – Д.: Національний гірничий університет, 2012
- 19 ДБН А.2.2-1-2003 “Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд. Основні положення”.
- 20 СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 “Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час споруджування свердловин на нафту та газ”.
- 21 Геоморфологічна будова Сумської області: Методичні вказівки для студентів природничо-географічного факультету / Укл. А.О. Корнус, В.В. Чайка. – Суми: СумДПУ ім. А.С.Макаренка, 2006. – 34 с.
- 22 ВБН В.2.4-00013741-001:2008 “Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення”.
- 23 Інструкції з планування, обліку і калькулювання собівартості видобутку нафти і газу від 01.01.2007 р.
- 24 J. Mitchell, Rig Math (Drilbert Engineering Inc.: Technical Training for the Drilling Industry: 2003
- 25 Newbuild Report: A Flurry of New Rig Orders Worldwide Shows Faith in a Strong Market for Several Years to Com, World Oil, December 2006.
- 26 Olsson A. Basics of core drilling / A. Olsson. Drillex, 2014. – 140 p