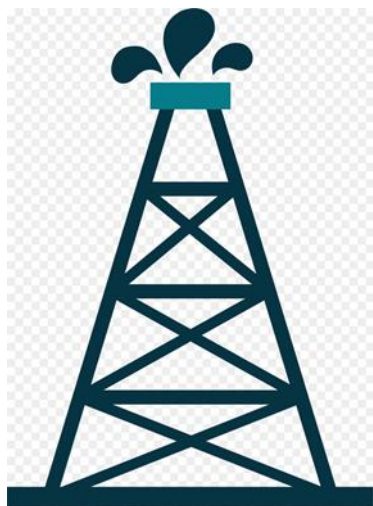


**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**



## **МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ**

до проведення практичних занять та організації самостійної роботи  
з навчальної дисципліни

### **«НОВІТНІ ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ, ВІДНОВЛЕННЯ ТА РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН»**

*(для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти  
зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології, освітньо-  
професійна програма «Нафтогазова інженерія та технології»)*

**Харків  
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова  
2025**

Методичні рекомендації до проведення практичних занять та організації самостійної роботи з навчальної дисципліни «Новітні технології буріння, відновлення та ремонту свердловин» (для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології, освітньо-професійна програма «Нафтогазова інженерія та технології») / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. В. М. Орловський, І. О. Худяков. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2025. – 157 с.

Укладачі: канд. техн. наук, доц. В. М. Орловський,  
д-р філос. І. О. Худяков

Рецензент

**В. С. Білецький**, доктор технічних наук, професор, професор кафедри видобування нафти, газу і газоконденсату НТУ «ХП»

*Рекомендовано випусковою кафедрою нафтогазової інженерії та технологій, протокол № 1 від 30.08.2024.*

## ЗМІСТ

|                                                                                                |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Вступ .....                                                                                    | 4   |
| Практичні роботи .....                                                                         | 5   |
| 1 Вивчення систем верхнього приводу бурових верстатів.....                                     | 5   |
| 2 Технологічне обладнання для буріння похилих і горизонтальних свердловин.....                 | 13  |
| 3 Вивчення роторних керованих систем.....                                                      | 29  |
| 4 Телеметричні системи.....                                                                    | 42  |
| 5 Сучасне лабораторне обладнання для дослідження промивальних і спеціальних рідин.....         | 57  |
| 6 Вибір технології впливу на пласти для конкретних геолого-промислових умов.....               | 72  |
| 7 Проектування періодичної електротеплової обробки привибійної зони.....                       | 76  |
| 8 Розрахунок промислового процесу теплової обробки пласта.....                                 | 83  |
| 9 Розрахунок кислотної ванни.....                                                              | 89  |
| 10 Визначення коефіцієнта корисної дії процесу піднімання однорідної рідини у свердловині..... | 94  |
| 11 Розрахунок основних параметрів соляно-кислотної обробки привибійної зони пласта.....        | 100 |
| 12 Розрахунок термокислотної обробки привибійної зони пласта .....                             | 109 |
| 13 Розрахунок гідравлічного розриву пласта.....                                                | 113 |
| 14 Розрахунок технологічних параметрів гідропіскоструминної обробки.....                       | 122 |
| 15 Ліквідація піщаного корка у нафтовій свердловині.....                                       | 128 |
| 16 Ізоляція водопритоків та інтенсифікація видобутку газу без глушіння свердловин.....         | 138 |
| Список рекомендованої літератури .....                                                         | 147 |
| Додатки.....                                                                                   | 148 |

## ВСТУП

«Новітні технології буріння, відновлення та ремонту свердловин» – одна з основних дисциплін спеціальності «Нафтогазова інженерія та технології» (спеціалізація «Видобування нафти і газу»).

У методичних рекомендаціях з навчальної дисципліни «Новітні технології буріння, відновлення та ремонту свердловин» розглянуті практичні задачі з новітніх технологій відновлення свердловин, сучасних методів інтенсифікації і підвищення коефіцієнта нафтогазовіддачі та ремонту свердловин.

Метою методичних рекомендацій є набуття студентами практичних навичок проведення технологічних розрахунків.

Завданням практичних робіт є поглиблення теоретичних знань, отриманих студентами, на лекціях та у процесі проходження виробничої практики. Разом із засвоєнням теоретичних основ новітніх технологій, що подаються у лекційній частині, студенти повинні оволодіти методиками і практичними навичками розрахунків процесів інтенсифікації видобутку та підвищення коефіцієнта нафтогазовіддачі і ремонту свердловин.

Методичні рекомендації призначені для викладачів, які проводять практичні заняття, а також для студентів очної і дуальної форм навчання.

Порядок оформлення практичних і лабораторних робіт такий:

1. Титульний аркуш.
2. Завдання для виконання практичної або лабораторної роботи.
3. Зміст роботи.
4. Список використаних джерел.

## **ПРАКТИЧНІ РОБОТИ**

### **1 ВИВЧЕННЯ СИСТЕМ ВЕРХНЬОГО ПРИВОДУ БУРОВИХ ВЕРСТАТІВ**

#### **Мета роботи**

Вивчення систем верхнього приводу бурових верстатів.

#### **Основні теоретичні положення**

Системи верхнього приводу (далі – СВП) є одним із найважливіших досягнень у галузі технології буріння за останній час. Верхній привод був розроблений спочатку для бурових верстатів великої вантажопідйомності для буріння на шельфі і вперше був встановлений на буровому верстаті у 1982 році. Використання приводу показало його значні переваги. Зокрема, перші встановлені на бурових установках СВП дали економію часу механічного буріння 11 % та економію часу спорудження свердловини в цілому – 8 %. Це також зменшило витрати на буріння на 6 %, загальні витрати на спорудження свердловини – на 4 %. У 1992 році верхній привод був уперше використаний на установках для буріння на суші. Перший виробник цього обладнання – компанія «Varco».

Головною перевагою СВП є значне скорочення загальних витрат часу на буріння. З'явилися можливості буріння свічками, які складаються із трьох труб, що усуває два нарощування із трьох. Під час буріння похило-скерованих свердловин, яке набуває все більшого поширення в практиці будівництва свердловин, значно скорочується час, що витрачається на орієнтацію бурильної колони і контроль за напрямком проведення буріння свердловини.

Використання верхнього приводу дає змогу здійснювати обертання бурильної колони та промивання свердловини, поєднуючи з іншими операціями (спуск інструменту, буріння, підйом інструменту). Завдяки цьому навіть у сильно викривлених свердловинах прихвати інструмента трапляються вкрай рідко. Забезпечується швидке реагування на нафтогазоводопрояви у свердловині, оскільки системи оснащені внутрішнім вмонтованим противикидним клапаном, яким керують із пульта бурильника. Менше ніж за 1 хвилину бурильник у змозі встановити клиновий захват, згвинтити верхню свічку з бурильної колони при повному контролі тиску в свердловині. Всі операції бурильник виконує незалежно від бригади, яка знаходиться на буровій. За будь-яких обставин допускається менше помилок, що гарантує більшу безпеку виконання робіт. Інтегрування стандартних елементів бурового обладнання створює добру виробничу атмосферу в роботі бурової бригади.

СВП повністю сумісні з наявними в експлуатації буровими установками та вежами, стандартним обладнанням талевого блока й електрообладнанням, напрямні системи забезпечують гасіння реактивного моменту на вежі. СВП не потребують традиційної для роторного буріння квадратної штанги та привідних роторних вкладок. Замість цього обертання бурильної колони, що закріплена в трубному маніпуляторі, здійснюється у СВП (у верхній частині вежі бурового верстата).

Ще одна істотна перевага застосування верхнього приводу – безпечна робота бурової бригади. У процесі буріння єдиним обертовим інструментом на буровій залишається гладкостінна бурильна труба, що значно підвищує безпеку. Зменшуючи на дві третини кількість з'єднувальних операцій, бригада пропорційно менше піддає себе потенційній небезпеці під час виконання подібних операцій.

Переваги застосування верхнього приводу для буріння та підземного ремонту свердловин:

1. Використання для буріння свічок із трьох труб знижує на дві третини кількість операцій зі згвинчування, а це економія часу і безпека робіт.

2. Одночасне обертання і створення крутного моменту на верхньому і нижньому з'єднанні бурильної труби наполовину знижує часові витрати на згвинчування та розгвинчування бурильних труб.

3. Можливість виконувати підйом бурильної колони з одночасним обертанням і розгвинчуванням у верхній частині вежі дає змогу бурильнику обертати колону у вузьких ділянках стовбура, уникаючи прихоплення, а також обертати бурильний інструмент та здійснювати циркуляцію у свердловині під час спуско-піднімальних операцій (СПО) і проведення свердловин із великим кутом нахилу стовбура, що зменшує ймовірність прихоплень.

4. З'являється можливість швидкого розбурювання цементних мостів без зупинки для приєднання вертлюга і квадратної штанги, що потребує часових витрат.

5. Під час використання вибійного двигуна колону можна утримувати гальмом, що розташоване на обладнанні бурового верстата. Це дає змогу підтримувати постійну орієнтацію долота в інтервалі буріння, рівному повній довжині свічки із трьох труб, і здійснювати повний контроль за спрямуванням долота при меншій кількості замірів.

6. Значно підвищена безпека робіт бурової бригади. Крім зменшення на дві третини кількості операцій зі згвинчування, потрібно використовувати тільки один нижній затримувальний ключ. Збільшення значення крутного моменту

досягається двигуном. Гладкостінна труба є єдиним обертовим елементом на буровій.

Технологія буріння з використанням верхнього приводу повністю сумісна з існуючими конструкціями бурових верстатів, веж, стандартного талевого обладнання та електрообладнання.

*Верхній привод* (рис. 1.1) становить рухливий обертач, що поєднує функції вертлюга і ротора, який оснащений комплексом засобів механізації для роботи з бурильними трубами під час виконання спуско-підіймальних операцій. Його призначення – швидка і безаварійна проводка вертикальних, похило-скерованих і горизонтальних свердловин.

Більшість типів систем верхнього приводу мають привід від двигуна постійного струму, рідше – від двигуна змінного струму або гідравлічного двигуна. Потужність систем верхнього приводу більшості моделей – до 800 кВт, крутний момент – 25–45 кН · м. Основні виробники СВП – фірми «National Oilwell Varco», «Streicher», «TESCO», «Canrig», «Bentec», «GDS», «JH-Цзинхун», «Herrenknecht», «Warrior» та ін.

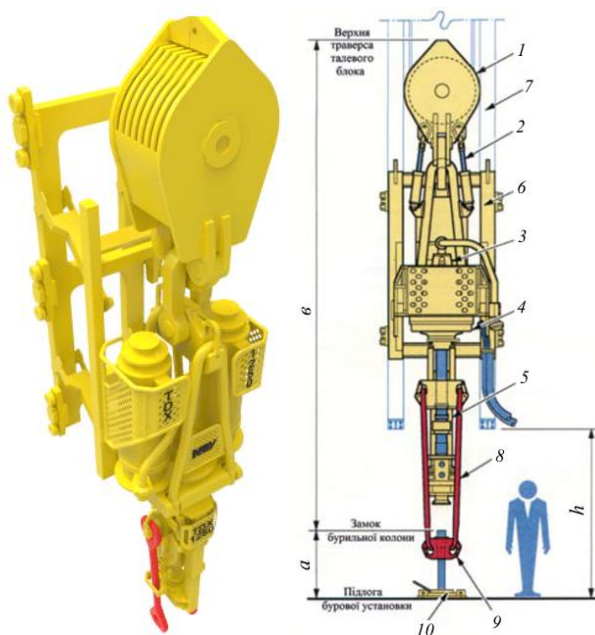


Рисунок 1.1 – Загальний вигляд і схема верхнього приводу:

1 – талевий блок; 2 – компенсаційний циліндр; 3 – інтегрований вертлюг; 4 – трансмісія системи; 5 – трубний маніпулятор; 6 – напрямна каретка; 7 – напрямні рейки; 8 – штрипи; 9 – елеватор; 10 – напрямна воронка основної вкладки;  $a$  – відстань від підлоги бурового верстата до бурильного замка;  $b$  – робоча висота;  $h$  – висота розміщення нижніх кінців напрямних рейок над підлогою бурового верстата

### Функції СВП:

- 1) обертання бурильної колони з регулюванням частоти під час буріння, проробки та розширення стовбура свердловини, під час підйому та спуску бурильної колони;
- 2) гальмування бурильної колони та її утримання у заданому положенні;
- 3) забезпечення проведення спуско-підіймальних операцій зокрема:
  - нарощування та розбирання бурильної колони свічками й одиничними трубами;
  - згвинчування і розгвинчування бурильних труб, докріплення і розкріплення різьбових з'єднань перехідників та кульових кранів;
  - подача бурильних труб до стовбура та видалення від стовбура вертлюга;
- 4) проведення операцій із спуску обсадних колон у свердловину;
- 5) промивання свердловини з одночасним провертання бурильної колони;
- 6) надання та забезпечення величин крутного моменту і частоти обертання, їхнього вимірювання та виведення показників на дисплей блока управління, виносний дисплей, пульт управління і на станцію геолого-технічних досліджень;
- 7) дистанційне керування;
- 8) герметизація внутрішньотрубного простору кульовими кранами.

Верхній привод підвішується нижче талевого блока і рухається разом із ним. Він обертає бурильну трубу зверху колони. Верхній привод з'єднаний з верхньою частиною бурильної колони і забезпечує крутний момент на колону і одночасно подає промивальну рідину і підтримує вагу колони (вертлюг із приводом). Обертальний момент, що розвивається двигуном верхнього приводу, сприймається напрямною рейкою і передається на вежу або основу вежі. Маніпулятор для роботи з трубами, що з'єднаний внизу з трансмісією верхнього приводу, управляється бурильником дистанційно і встановлює та роз'єднує нижнє з'єднання верхнього приводу для передачі крутного моменту на бурильну колону без виконання операцій вручну.

Рухома частина системи верхнього приводу складається з вертлюга-редуктора 4 (рис. 1.2), підвішеного на стропах на траверсі талевого блока.

На верхній кришці вертлюга-редуктора установлений вибухозахищений електродвигун постійного або перемінного струму 4. Один кінець вала електродвигуна за допомогою еластичної муфти приєднаний до швидкохідного вала редуктора. На протилежному кінці – диско-колодке гальмо 3. До корпусу вертлюга-редуктора кріпиться рама, через яку блоком роликів передається крутний момент на напрямні 15 і з них – на вежу.



Між талевим блоком і вертлюгом-редуктором установлена система розвантаження різьби, яка забезпечує автоматичне виведення різьбової частини ніпеля замка бурильної труби з муфти при розгвинчуванні і хід ніпеля при згвинчуванні замка. При цьому виключається пошкодження різьби.

Трубний маніпулятор під дією зубчастої пари з приводом від гідродвигуна 16 може повертати елеватор у будь-який необхідний бік: на містки, на шурф для нарощування тощо.

Трубний затискач 12 потрібен для захоплення і утримання від обертання верхньої муфти труби під час згвинчування або розгвинчування з нею стовбура вертлюга.

Між ніпелем і стовбуром вертлюга навірнений ручний кульовий кран 13 для неоперативного перекриття внутрішнього отвору стовбура вертлюга. Для оперативного перекриття отвору стовбура вертлюга перед відведенням установлено внутрішній превентор (подвійний кульовий кран) 9, який також слугує для утримання залишків промивальної рідини після відгвинчування бурильної колони.

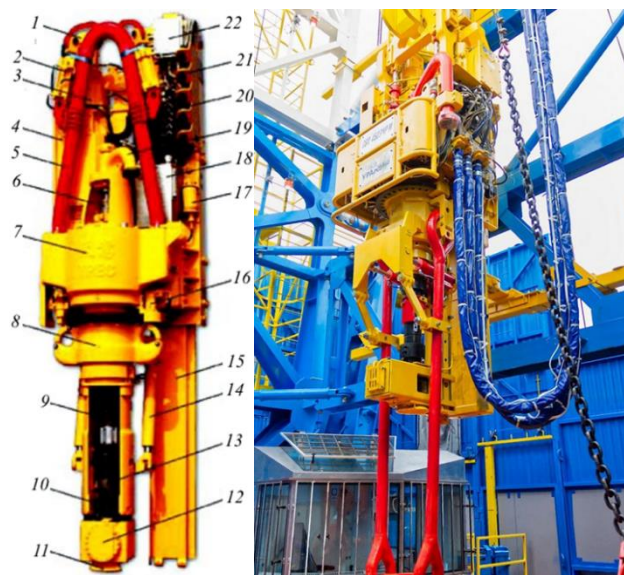


Рисунок 1.2 – Система верхнього привода бурового верстата:

- 1 – вентилятор; 2 – балансир; 3 – дискове гальмо; 4 – головний двигун; 5 – штроп; 6 – промивальна труба; 7 – редуктор; 8 – обертач; 9 – верхній превентор; 10 – стопорний фланець; 11 – напрямна воронка; 12 – захоплювач; 13 – нижній превентор; 14 – гідроциліндр; 15 – напрямна рейка; 16 – гідромотор; 17 – накопичувач; 18 – бак; 19 – горловина; 20 – блок клапанів; 21 – струмовідвід; 22 – кабельна коробка

Вертлюжна головка слугує для передачі робочої рідини з необертової частини СВП на обертову частину і дозволяє не від'єднувати гідравлічні лінії,

коли трубний маніпулятор обертається з бурильною колоною під час буріння, при проробці свердловини або позиціонуванні механізму відхилення стропів елеватора.

Система відхилення стропів призначена для підведення і відведення елеватора до центру свердловини. Система відхилення стропів становить стропи, підвішені на бічних рогах траверси. До стропів кріпляться гідроциліндри 14 відхилення стропів.

Виготовлений із сталевого сплаву строп вертлюга прикріплюється до основного корпусу. Штроп вертлюга може переміщуватися по вертикалі щодо корпусу вертлюга, створюючи таким чином систему противаги.

Наявне обладнання та пристосування: різьбова компенсація, дистанційно керовані клапани-відсікачі для зупинки протікання промивальної рідини, а також механізми нахилу елеваторів підвищують швидкість, зручність і безпеку використання систем верхнього приводу.

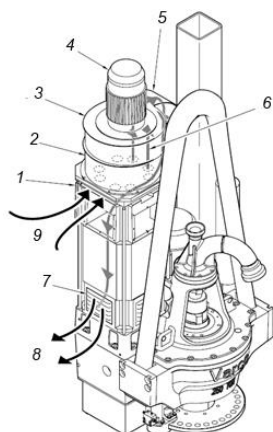


Рисунок 1.3 – Система охолодження двигуна СВП моделі TDS-10S:

1 – буровий двигун перемінного струму; 2 – корпус гальмівного диска; 3 – відцентровий вентилятор; 4 – електродвигун вентилятора; 5 – канал; 6 – повітряний потік; 7 – жалюзі; 8 – потік відпрацьованого повітря; 9 – потік повітря на вході (між двигуном і корпусом гальма)

На рисунку 1.3 показана система охолодження двигуна на прикладі СВП TDS-10S. Це система відцентрового вентилятора з місцевим повітрязабірним пристроєм, що складається з електродвигуна вентилятора охолодження, встановленого зверху бурового двигуна перемінного струму. Повітря в систему надходить через повітрязабірний пристрій, який є одночасно кожухом гальма, потім повітря проходить по жорсткому трубопроводу і надходить в отвір, розташований у верхній частині двигуна. Після проходження через внутрішній простір відкритого бурового двигуна перемінного струму, повітря виходить через отвір, розташований у днищі двигуна.

Переваги СВП, які сприяють широкому застосуванню верхнього приводу у бурових верстатах:

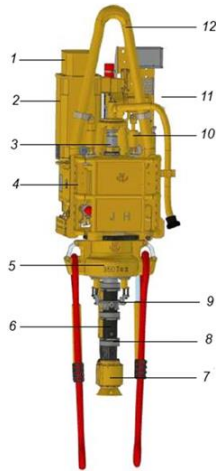


Рисунок 1.4 – Загальний вигляд СВП модель DQ50BQ-JH:

- 1 – гальмо; 2 – буровий двигун; 3 – сальник; 4 – редуктор;  
5 – обертовий адаптер; 6 – превентор ручний; 7 – трубний затискач;  
8 – пристосування проти розгвинчування; 9 – превентор дистанційний;  
10 – противага; 11 – вентилятор;  
12 – штроп

- економія часу у процесі нарощування труб під час буріння;
- зменшення ймовірності прихоплень бурового інструмента;
- розширення та проробка стовбура свердловини під час спуску і підйому інструмента;
- підвищення точності проводки свердловин при наведеному бурінні;
- підвищення безпеки бурової бригади;
- зниження ймовірності викиду флюїду із свердловини через бурильну колону;
- полегшення спуску обсадних труб у зонах ускладнень завдяки обертанню і промиванню;
- підвищення якості керну.

Головною особливістю системи верхнього приводу є можливість монтувати його у будь-який час проводки свердловини, практично не перериваючи буріння.

Таблиця 1.1 – Типи деяких силових верхніх приводів бурових верстатів

| Тип верхнього приводу | Глибина буріння, м | Максимальне навантаження, кН | Робочий крутний момент, кН·м |
|-----------------------|--------------------|------------------------------|------------------------------|
| 1                     | 2                  | 3                            | 4                            |
| DQ90BS-JH             | 9 000              | 6 750                        | 76                           |
| DQ70BSQ-JH            | 7 000              | 4 500                        | 65                           |
| DQ70BS-JH             | 7 000              | 4 500                        | 55                           |

Продовження таблиці 1.1

| 1         | 2     | 3     | 4  |
|-----------|-------|-------|----|
| DQ50BQ-JH | 5 000 | 3 150 | 48 |
| DQ50B-JH  | 5 000 | 3 150 | 40 |
| DQ40BQ-JH | 4 000 | 2 250 | 40 |
| DQ40B-JH  | 4 000 | 2 250 | 33 |
| DQ20B-JH  | 2 000 | 1 350 | 26 |
| DQ70YA-JH | 7 000 | 4 500 | 49 |
| DQ40YA-JH | 4 000 | 2 250 | 35 |
| DQ20YA-JH | 2 000 | 1 350 | 25 |

### **Завдання**

Необхідно прочитати та вивчити наведену теоретичну частину до практичної роботи. За необхідності можна використовувати також рекомендовану літературу, перелік якої наведено нижче. Підготувати відповіді на контрольні запитання. Оформити звіт до практичної роботи.

### ***Контрольні запитання***

1. Що становить система верхнього приводу бурового верстата?
2. Яке призначення системи верхнього приводу?
3. З яких елементів складається рухома частина системи верхнього приводу?
4. Яка головна особливість системи верхнього приводу?
5. Які переваги мають системи верхнього приводу?
6. Які функції виконують системи верхнього приводу?
7. Які двигуни застосовують у системах верхнього приводу?
8. З якими буровими верстатами може працювати система верхнього приводу?

## 2 ТЕХНОЛОГІЧНЕ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ БУРІННЯ ПОХИЛИХ І ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

### Мета роботи

Вивчення гвинтових вибійних двигунів виробництва компанії «Wenzel Downhole Tools» та технічних і технологічних характеристик PDC доліт компанії «Halliburton».

### Основні теоретичні положення

#### Гвинтові вибійні двигуни виробництва компанії «Wenzel Downhole Tools»

Сьогодні розробка важковидобувних родовищ вуглеводнів проводиться з використанням похило-скерованих і горизонтальних свердловин. Під час буріння таких свердловин широке застосування одержали гвинтові вибійні двигуни (ГВД) канадської компанії «Wenzel Downhole Tools» (рис. 2.1).

Основними силовими вузлами гвинтового вибійного двигуна є ротор і статор. *Ротор* ГВД має спеціальний профіль з визначеним кроком гвинтової лінії. *Статор* – корпус у вигляді металевої труби з привулканізованою до неї зсередини гумовою обкладкою з внутрішньою гвинтовою поверхнею. У процесі роботи обкладка статора (еластомір) сприймає циклічно змінні навантаження, реактивний момент і радіальні сили.

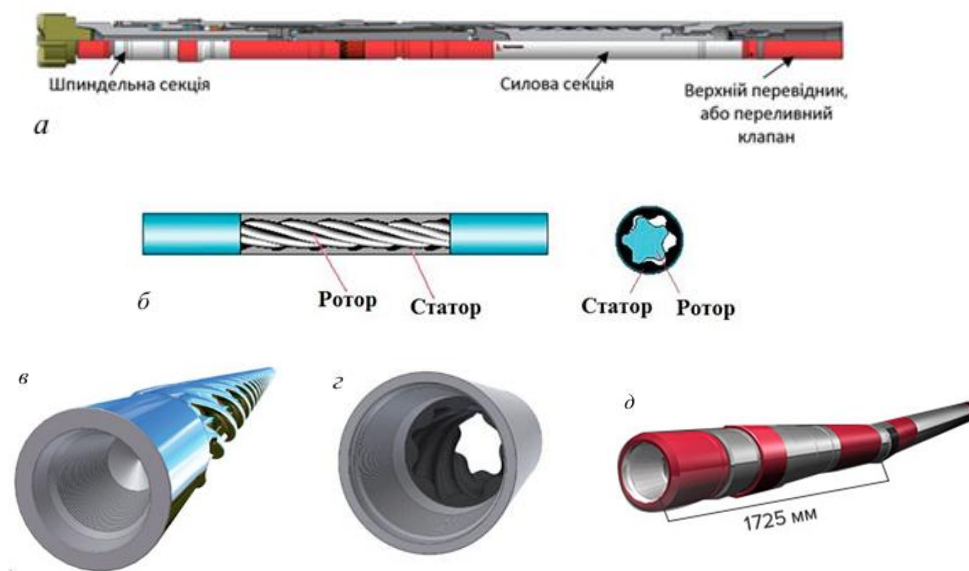


Рисунок 2.1 – Типова конструкція гвинтового вибійного двигуна:

*а* – загальний вигляд гвинтового вибійного двигуна; *б, в, г* – ротор і статор;  
*д* – шпіндель

Гвинтові вибійні двигуни компанії «Wenzel Downhole Tools» за принципом дії належать до об'ємних гідравлічних машин, багатозахідні робочі органи яких становлять планетарно-роторний механізм з косозубим зачепленням.

Призначення гвинтового вибійного двигуна (далі – ГВД) – буріння свердловин у різних геологічних умовах.

Переваги використання ГВД:

- підвищена надійність вибійних двигунів у комплексі з буровими безопорними долотами PDC і телеметричними системами для вимірювання параметрів траєкторії під час буріння розширює можливості спрямованого буріння для компаній-операторів як додаток до роторного способу;

- ефективний вибійний двигун, що відповідає типу бурового долота і гірських порід, забезпечує вищі швидкості проходки, ніж ті, що досягаються при звичайному бурінні роторним способом;

- двигун дозволяє знизити частоту обертання бурильної колони, при цьому зменшується зношування обсадної і бурильної колон та решти наддолотних рухомих елементів компоновки;

- правильно підібрана компоновка низу бурильної колони (КНБК) дозволяє здійснювати ефективний контроль траєкторії буріння стовбура свердловини;

- силова секція забезпечує широкий діапазон частоти обертання долота та ефективного крутного моменту;

- останні розробки в галузі еластомірів та сучасні виробничі технології дозволяють використовувати силову секцію в умовах високих вибійних температур і застосування інвертних промивальних рідин;

- регулятор кута або жорсткий корпус і привідний вал розташовані між силовою секцією і опорним вузлом та призначені для роботи з високим крутним моментом;

- для ускладнених умов буріння та великої глибини свердловин «Wenzel Downhole Tools» створює конструкції опорних вузлів, які витримують вищі навантаження і крутний момент, і водночас мають підвищену надійність і довговічність;

- «Wenzel Downhole Tools» створює опорні вузли, які змащуються мастилом (герметизовані) або промивальною рідиною (відкриті).

Гвинтові вибійні двигуни виробництва компанії «Wenzel Downhole Tools» виготовляються таких типорозмірів: 241 мм, 203 мм, 165 мм (171 мм), 121 мм, 79 мм. Вони характеризуються:

- оптимальними кінематичними характеристиками, що забезпечують ефективне відпрацювання доліт;
- мінімальними осьовими габаритами, що дозволяють використовувати ГВД під час буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин і бічних стовбурів;
- простотою збірки і ремонту.

Силкові пари ГВД різної конфігурації та наповнені мастилом шпиндельні секції забезпечують високі крутні моменти, плавність запуску і роботи двигунів у різних геолого-технічних умовах і за різних кутів нахилу свердловини.

Гвинтові вибійні двигуни з укороченою шпиндельною секцією (рис. 2.2) виготовляються типорозміром 165 мм.

Особливістю спеціальних двигунів High Build Motor (HB21) із укороченою шпиндельною секцією є те, що відстань від торця вихідного вала до регулятора кута складає всього 800 мм, тоді як стандартні опори M6 Millenium мають відстань 1 725 мм. Це дозволяє збільшити інтенсивність набору зенітного кута майже в 2 рази та зменшити кількість спуско-підймальних операцій для зміни кута перекосу, а також надає можливість одночасно додавати обертів ротором без ризику пошкодження двигуна.

Укорочена шпиндельна секція забезпечує високі темпи набору зенітного кута і збільшення швидкості поглиблення свердловини завдяки можливості обертання бурильної колони ротором.

Гвинтовий вибійний двигун High Build Motor (HB21) з укороченою шпиндельною секцією найбільше підходить для буріння похило-скерованих та горизонтальних нафтових і газових свердловин із використанням як промивної рідини води або бурового розчину густиною не більше 2 000 кг/м<sup>3</sup>, при вибійній температурі (до 120 °C).



Рисунок 2.2 – Гвинтовий вибійний двигун High Build Motor (HB21) з укороченою шпиндельною секцією

## **Особливості ГВД High Build Motor (HB21) з укороченою шпиндельною секцією**

Двигун з укороченою шпиндельною секцією дозволяє отримати вищу інтенсивність набору кута завдяки скороченню відстані між регулятором кута і долотом. Завдяки цьому він найбільше підходить для буріння горизонтальних свердловин з малим і середнім радіусом та бічних стовбурів.

Двигун має такі експлуатаційні характеристики:

- герметичний і маслонаповнений підшипниковий вузол;
- регулювання кута перекосу від  $0^\circ$  до  $2^\circ$ ;
- адаптований для досягнення більш високої інтенсивності набору кута з можливістю обертання компоновки ротором зі встановленим кутом перекосу;
- здатний до передачі надзвичайно високого крутного моменту;
- відповідний для використання із статорами з твердої гуми й іншими високомоментними силовими парами;
- використовується карданна передача здатна передавати високий обертовий момент.

### **Улаштування і принцип роботи**

Застосування гвинтових вибійних двигунів High Build Motor (HB21) дозволяє здійснювати процес буріння, при реалізації високого моменту сили і низької частоти обертання на вихідному валу. Контроль над роботою двигуна можна здійснювати за зміною тиску на бурових насосах, оскільки перепад тиску на гвинтовому двигуні пропорційний моменту на його валу.

Силовa секція призначена для перетворення енергії потоку промивальної рідини в обертальний рух ротора і передачі цього руху на вал шпиндельної секції.

Робочими органами двигуна є ротор і статор. Статор виконаний у вигляді сталевго корпусу, до внутрішньої поверхні якого привулканізована гумова обкладка з внутрішніми гвинтовими зубами лівого спрямування. Сталевий ротор має зовнішні гвинтові зуби. Величина кроку гвинтових ліній зубів ротора і статора пропорційна кількості їхніх зубів.

Шпиндельна секція призначена для сприйняття осьових і радіальних навантажень, що діють на двигун, і містить опорні підшипники і радіальні опори ковзання.

### **Підготовка двигуна до роботи і порядок роботи**

Двигуни High Build Motor (HB21) поставляються замовнику з сервісного центру з усіма з'єднаннями, затягнутими до необхідного значення крутного



моменту, а всі комплектуючі інспектуються і випробовуються на працездатність. Двигун поставляється з регулятором кута, виставленим на нуль градусів.



Рисунок 2.3 – Загальний вигляд компоновки бурового інструмента з гвинтовим вибійним двигуном

При спуску двигуна в свердловину у компоновку бурильної колони має бути включений як мінімум один фільтр з отворами діаметром не більше 5 мм.

Перед спуском необхідно провести тестування двигуна на плавність і легкість запуску. За температури повітря нижче за 0 °С двигун необхідно прогріти парою або гарячою водою протягом 30–40 хвилин.

Фактичний робочий час двигуна залежить від динамічної ситуації на свердловині – стану промивальної рідини, бурового верстата, гідравліки, навантажень, порід і динамічних сил при бурінні. Орієнтовний середній робочий час може скласти 100–120 годин за нормальної експлуатації.

Таблиця 2.1 – Технічна характеристика двигуна High Build Motor (HB21)

| Найменування                                             | Британська імперська система       | Метрична система                   |
|----------------------------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 1                                                        | 2                                  | 3                                  |
| Номінальний розмір ГВД                                   | 6.50"                              | 165 мм                             |
| Відстань від долота до кривого регульованого перехідника | 31,5"                              | 800 мм                             |
| Діаметр свердловини                                      | 7 7/8" – 9 7/8"                    | 200 – 250 мм                       |
| Приєднувальна різьба для долота                          | 4 1/2" Reg<br>(ГОСТ: 3-117)        | 4 1/2" Reg<br>(ГОСТ: 3-117)        |
| Верхня приєднувальна різьба                              | NC 50 (4 1/2" IF)<br>(ГОСТ: 3-133) | NC 50 (4 1/2" IF)<br>(ГОСТ: 3-133) |
| Максимальне навантаження на долото                       | 68,500 фунт                        | 30 450 daN (даН)*                  |

Продовження таблиці 2.1

| 1                                                  | 2               | 3            |
|----------------------------------------------------|-----------------|--------------|
| Максимальне натяжне зусилля при зворотній проробці | 55,200 фунт     | 24 500 daN   |
| Максимальне натяжне зусилля                        | 597,000 фунт    | 265 400 daN  |
| Вага двигуна                                       | 2100 фунт       | 970 кг       |
| Довжина двигуна                                    | 28,08 фут       | 8,56 м       |
| Момент закручування АКО (S21)                      | 30,000 фут фунт | 40 700 Н · м |
| Момент закручування стабілізатора                  | 12,000 фут фунт | 16 300 Н · м |
| Розмір стабілізатора                               | 8 3/8»          | 212,73 мм    |
| * daN (daH) – дека Ньютон.                         |                 |              |

**Гвинтовий вибійний двигун Wenzel M6 Millenium** призначений для буріння вертикальних, похило-спрямованих та горизонтальних і пологих нафтових і газових свердловин з використанням як промивної рідини води або бурового розчину з густиною не більше 2 000 кг/м<sup>3</sup>, при вибійній температурі не більше 120 °С.

Застосування двигунів Wenzel M6 Millenium дозволяє здійснювати процес буріння, при реалізації високого моменту сили і низької частоти обертання на вихідному валу.

Термін експлуатації двигуна може скоротитися, при:

- вмісті піску більше 1 %;
- твердої фази більше 5 %;
- хлоридів більше 30 000 PPM.

Промивальна рідина з рН менше 4 або більше 10 може також викликати пошкодження еластомера статора.

Фактичний робочий час двигуна залежить від динамічної робочої ситуації на свердловині: стану промивальної рідини, бурового верстата, гідравліки, навантажень, порід і динамічних сил при бурінні. Орієнтовний середній робочий час може скласти 160–180 годин за нормальної експлуатації.

Таблиця 2.2 – Технічна характеристика двигуна Wenzel M6 Millenium

| Найменування       | Британська імперська система | Метрична система |
|--------------------|------------------------------|------------------|
| 1                  | 2                            | 3                |
| Діапазон подачі    | 300–600 галон/хв             | 1 140–2 270 л/хв |
| Діапазон обертання | 78–157 об/хв                 | 78–157 об/хв     |

Продовження таблиці 2.2

| 1                                                          | 2                                  | 3                                  |
|------------------------------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| Співвідношення швидкості обертання                         | 0,26 об/галон                      | 0,069 об/л                         |
| Рекомендований максимальний диференційний тиск             | 1 500 psi                          | 10 340 кПа                         |
| Співвідношення моменту                                     | 9,07 фут фунт/psi                  | 1,78 Нм/кПа                        |
| Момент при максимальному диференційному тиску              | 13 600 фут фунт                    | 18 450 Нм                          |
| Гальмівний крутний момент                                  | 27 200 фут фунт                    | 36 900 Нм                          |
| Відстань від долота до кривого регульованого перехідника   | 5,64 фут                           | 1,72 м                             |
| Відстань від долота до кривого нерегульованого перехідника | 4,71 фут                           | 1,43 м                             |
| Діаметр свердловини                                        | 7 7/8" – 9 7/8"                    | 200–251 мм                         |
| Верхня приєднувальна різьба                                | NC 50 (4 1/2" IF)<br>(ГОСТ: 3-133) | NC 50 (4 1/2" IF)<br>(ГОСТ: 3-133) |
| Приєднувальна різьба до долота                             | 4 1/2" Reg (3-117)                 | 4 1/2" Reg (3-117)                 |
| Максимальне навантаження на долото                         | 90 200 фунт                        | 40 120 daN (даН)                   |
| Максимальне натяжне зусилля при зворотній проробці         | 85 600 фунт                        | 38 075 daN                         |
| Максимальне натяжне зусилля                                | 780 000 фунт                       | 347 000 daN                        |
| Вага двигуна                                               | 2 570 фунт                         | 1 170 кг                           |
| Довжина двигуна                                            | 32,08 фут                          | 9,78 м                             |
| Момент закручування АКО (S22)                              | 35 000 фут фунт                    | 47 450 Н · м                       |
| Момент закручування АКО (S14)                              | 30 000 фут фунт ліва               | 40 670 Н · м ліва                  |
| Момент закручування стабілізатора                          | 12 000 фут фунт                    | 16 300 Н · м                       |
| Розмір стабілізатора                                       | 8 3/8"                             | 212,73 мм                          |

Гвинтові вибійні двигуни Wenzel M6 Millenium мають західність 7/8.

Герметизовані маслонаповнені опори гвинтових вибійних двигунів Wenzel M6 Millenium розроблені спеціально для роботи в надскладних умовах буріння, щоб витримувати ультрависокомоментні силові навантаження. Окремі підшипники розраховані на високі осьові навантаження на долото при бурінні, а також під час проробки.

### **PDC долота компанії «Halliburton»**

Вперше PDC долота (Polycrystalline diamond compact – полікристалічний алмазний композит) з'явилися в нафтовій промисловості в середині 1970-х років. З тих пір долота зазнали безліч технологічних змін, що зробило їх надзвичайно

ефективним буровим інструментом для бурінні як м'яких незцементованих, так і твердих абразивних порід.

PDC долота – це долота, виготовлені за останньою технологією для буріння свердловин на нафту, газ і воду, або геотермальних свердловин (рис. 2.4). PDC долота виготовляються з високоякісної сталі або матричного порошку й армуються алмазними полікристалічними різцями. Розмір і кількість різців залежать від кількості лопатей і діаметра долота. Ці долота мають високу зносостійкість і дають високі швидкості проходки.

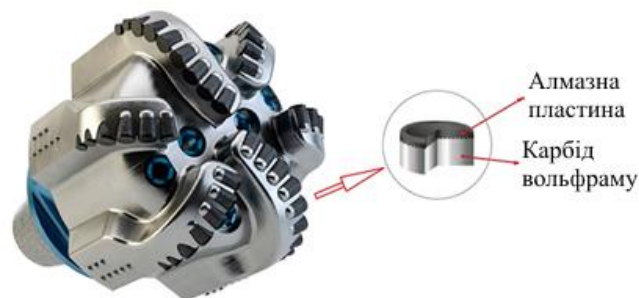


Рисунок 2.4 – Загальний вигляд PDC долота

PDC долота руйнують гірські породи шляхом різання. Гідравлічна конструкція PDC доліт забезпечує швидке очищення свердловини від вибуреної породи і охолодження долота, що в сукупності забезпечує високі швидкості буріння, у 2–3 рази більші від традиційних шарошкових доліт, а також тривалий ресурс доліт.

На сьогодні PDC долота ефективно використовуються у нафтовій промисловості.

До основних технологічних переваг PDC доліт відносяться такі їхні характеристики:

- високі швидкості буріння;
- висока зносостійкість, що дозволяє забезпечувати високі показники проходки (ресурс доліт може досягати 5 000 м і більше);
- більш вертикальні свердловини правильної круглої форми, що сприяє легкій посадці обсадної колони;
- великі частки розбуреної породи;
- безперешкодне проходження окремлених порід;
- відсутність у конструкції рухомих частин (значно знижуються ризики залишення частин долота на вибої свердловини під час буріння);
- низьке осьове навантаження за високих швидкостей буріння.

Маючи високу зносостійкість і працездатність, лопатеві PDC долота забезпечують кратне збільшення проходки за рейс, підвищуючи при цьому механічну швидкість буріння.

Проста, але достатньо міцна система кріплення різця у поєднанні із зміцненням поверхні наплавленням карбіду вольфраму роблять ці долота неповторними у продуктивності і ремонтпридатності.



Рисунок 2.5 – Породоруйнуючі елементи оснащення алмазного PDC долота фірми «Halliburton»

Спіральна калібрувальна поверхня покращує якість очищення, зменшує крутний момент і зводить нанівець завихрення долота. Наявність стабілізуючих елементів знижує вібрацію бурового інструменту, запобігає зламу різців, покращує технологічність управління по заданому курсу траєкторії стовбура свердловини.

Висока працездатність інструменту і технологічність управління траєкторією стовбура свердловини дозволяють вирішити найважливіше завдання щодо зниження вартості метра проходки і поліпшують експлуатаційні якості інструмента (рис. 2.5).

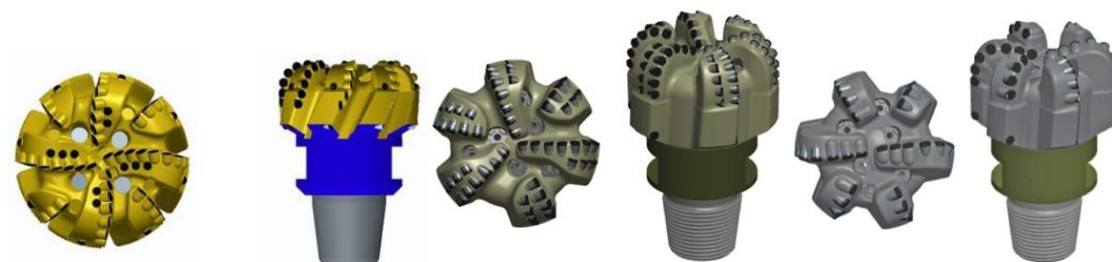


Рисунок 2.6 – Різновиди оснащення PDC доліт 8½" (215,9 мм) Reed Hycalog, Halliburton, Smith Bits, Baker Hughes

Перевагою PDC доліт перед шарошковими є їхня зносостійкість. Навіть при деформації такі долота можна ремонтувати і знову запускати в роботу.

Механізм руйнування гірської породи зрізанням у 2 рази ефективніший за руйнування стисненням і, відповідно, механічна швидкість проходки (МШП) для PDC доліт вища. Розробка нових форм і профілів лопатей спрямована до поліпшення керованості долотами при похило-скерованому бурінні. А розробки у сфері PDC різців дозволяють бурити все більш тверді породи, інтервали з перешаруванням гірських порід.

Основною причиною зношення бурових доліт під час експлуатації є значне пошкодження долота при ударному навантаженні. Щоб зменшити ступінь ушкодження доліт під дією ударного навантаження, мають вживатися заходи для оптимізації компоновки низу бурильної колони (КНБК) та поліпшення режиму буріння. Як показує практика, головну складність під час руйнування гірських порід становлять не літологічні умови – основна проблема полягає у недостатніх потужностях бурових верстатів, неякісному контролі за параметрами буріння і недостатній інформації про умови буріння.

Більш ефективно гірські породи руйнуються при зрізальній дії. PDC долота переважно руйнують породу завдяки саме таким властивостям. Тому очевидно, що буріння може здійснюватися значно швидше при використанні PDC доліт. Негативним ефектом є те, що чим більше породи видаляється за один оберт долота, тим потрібно більше енергії. Надлишковий крутний момент на долоті і нестабільне направлене буріння – це основні причини іноді незадовільної роботи PDC доліт.

Удосконалення PDC доліт спричинило якісний стрибок показників як за механічною швидкістю, так і за довжиною рейсів і відповідно скорочення кількості спуско-підймальних операцій (СПО). Також знизилася аварійність, пов'язана із залишенням частин долота на вибої.

Кожна модель серії PDC доліт розробляється із застосуванням комп'ютерної програми оптимізації компанії «Varel». Використовуючи дані про механічні властивості породи, геофізичні та технологічні дані, ця програма дозволяє спроектувати рівномірно навантажене розташування різців. Саме ріжуча структура викликає вібрації долота при бурінні. Зведення до мінімуму дисбалансу сил у PDC долотах, що діють на ріжучі елементи долота (рівномірно навантажена ріжуча структура), знижує вібрації на вибої свердловини і тим самим збільшує довговічність роботи долота. Оптимізація розташування різців забезпечує значне підвищення продуктивності доліт.

Коли геолого-технічні умови буріння сприяють виникненню вібрацій, протиударні вставки вступають у контакт із породою і відновлюють плавний

режим різання, який збільшує довговічність різців і продуктивність долота в цілому.

Висока міцність різців властива всім PDC долотам, що випускаються компанією «Varel». Технологія виготовлення різців компанії «Varel» максимально збільшує їхню ударну міцність і абразивну зносостійкість.

Захист калібрувальної частини долота забезпечує підтримку номінального діаметра свердловини.

Спіральні лопаті мають низку переваг перед звичайними радіальними лопатями. Більш плавний режим різання, підвищена конструктивна міцність і збільшена кількість різців спіральних лопатей забезпечують підвищення ефективності буріння і поліпшення керованості долотом у похило-скерованих свердловинах.

Ключові питання оптимізації гідравліки долота, що включають розподіл потоку промивальної рідини, траєкторії її руху і об'єм промивальних пазів, вирішуються у процесі конструювання з метою досягнення ефекту найкращого очищення і охолодження долота. Усі ці параметри оцінюються за допомогою програми тривимірного гідравлічного моделювання.

Бурові PDC долота мають такі основні конструктивні переваги:

- високоміцні ріжучі елементи;
- оптимальна гідравліка долота;
- спеціальне зміцнення калібрувальної поверхні долота;
- рівномірно навантажена ріжуча структура;
- спіральні лопаті;
- антивібраційний захист долота.

### **Полікристалічні алмазні різці (PDC) серії SelectCutter**

Завдяки розвитку власної технології виробництва PDC різців вдалося розробити нове покоління термостійких і стійких до абразивного зносу різців серії SelectCutter, які використовуються лише у бурових долотах класу Premium компанії «Halliburton». Забезпечуючи високий рівень стійкості до абразивного зносу, удароміцності і термомеханічної цілісності (Thermal Mechanical Integrity), різці, виконані за технологією SelectCutter найбільш придатні для буріння у найскладніших геологічних розрізах.

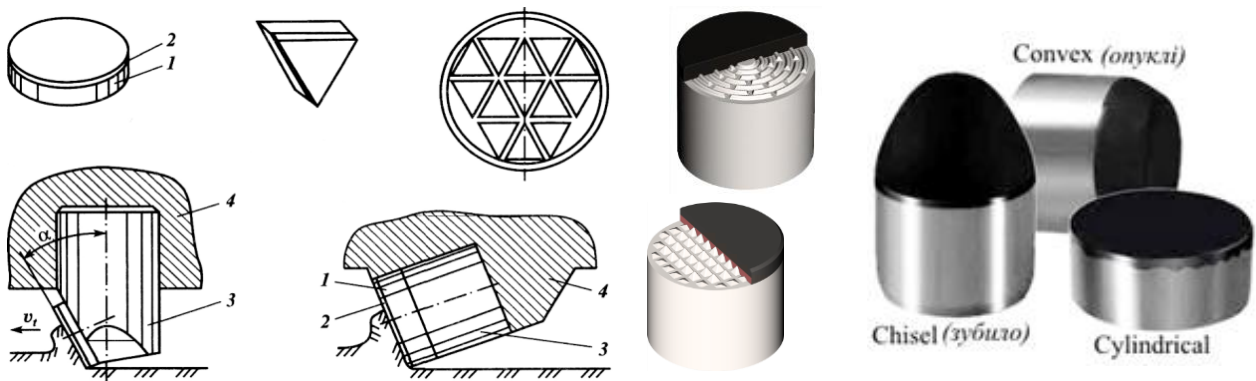


Рисунок 2.7 – Алмазно-твердосплавні пластини і термостійкі різці, що застосовуються в PDC долотах світових виробників:

1 – твердосплавна основа; 2 – шар полікристалічного алмазу;  
3 – опора різця; 4 – елемент долота

*Стійкість до абразивного зносу* визначає здатність різця руйнувати породу і зводити до мінімуму втрату алмазного шару. Підвищення стійкості до абразивного зносу алмазного компонента дозволяє довше зберігати гостроту ріжучої кромки.

*Ударна стійкість* визначає здатність різця зберігати свою цілісність за впливу динамічних навантажень, що дозволяє зберігати гостроту ріжучої кромки для досягнення максимальної швидкості проходки.

*Термомеханічна цілісність (Thermal Mechanical Integrity)* – збільшена здатність різця протистояти теплоті тертя, що виділяється у процесі буріння. Покращені характеристики термомеханічної цілісності – це підвищення сполучних властивостей алмазної спайки для кращого опору впливу високих температур і віддалення моменту руйнування зв'язку, що призводить до передчасного зносу різця.

Підрозділ Drill Bits and Services компанії «Halliburton» розробив бурові PDC долота (армовані полікристалічні синтетичні алмази) для отримання максимальної ефективності роботи з інтелектуальною роторною керованою системою (РКС) iCruis. Робота роторних керованих систем заснована на унікальних принципах, які потребують спеціальної конструкції доліт для досягнення найвищого рівня ефективності. Щоб долото поєднувалося з роторною керованою системою iCruis, компанія «Halliburton» виконує моделювання кожного долота GeoTech в програмі Direction by Design (DxD). Для розробки лінійки бурових доліт GTi це аналітичне програмне забезпечення було спеціально адаптовано під роботу з роторними керованими системами iCruise і перевірено у численних випробуваннях.



## Характеристики і переваги

При роботі з роторними керованими системами критичне значення має здатність бурового долота зарізатися у бічному напрямку. Здатність долота руйнувати породу у бічному напрямку дає можливість системі виконувати відхилення стовбура, бурити криволінійні і прямі ділянки, а також вносити коригування на основі геонавігації для максимального розташування в продуктивній зоні. У конструкції бурового долота є багато чинників, які можуть вплинути на здатність долота руйнувати породу у бічному напрямку, це:

- розташування різців;
- конфігурація калібрувальної поверхні;
- контроль глибини занурення різців у породу;
- профіль долота.

Проблема полягає не в тому, щоб зрозуміти, як кожна з цих особливостей змінює поведінку долота, а в тому, як ці особливості взаємодіють один з одним. Окрема оптимізація кожного чинника може призвести до нестійкості роботи і поганой керованості долота за допомогою роторних керованих систем. З огляду на це компанія «Halliburton» розробила програмне забезпечення для моделювання та оцінки ефективності зарізання бурового долота у бічному напрямку і адаптувала його спеціально для інтелектуальної роторної керованої системи iCruise. Для забезпечення сумісності з РКС iCruise кожне долото серії GTi багаторазово аналізується за допомогою власного програмного забезпечення компанії «Halliburton DxD». Цей процес аналізу сумісності гарантує виконання вимог до інтенсивності викривлення стовбура і стабільності роботи поряд з оптимальною швидкістю проходки.

Розглянемо долото типу PDC – 12 ¼" FS3563Z (рис. 2.8) призначене для буріння нафтових і газових свердловин. Діаметр долота 311,1 мм. Долото складається з двох металевих секцій, які з'єднані між собою різьбовим з'єднанням.

Долото має п'ять фрезерованих лопатей, на кожній з яких посаджено гарячим наплавленням різці. Кожен різець складається з синтетичного, штучним способом виготовленого полікристалічного алмазного складу чорного кольору в парі з карбід-вольфрамовим сплавом. Позаду різців на плечах лопатей наплавлені обмежувачі ударів – спеціальні вставки, виконані з карбід-вольфрамового з'єднання. У комплекті з долотом поставляються насадки, виконані з карбід-вольфрамового металу, а також може поставлятися металева П-подібна плита, для скручування долота.



Рисунок 2.8 – Долото типу PDC – 12 ¼" FS3563Z (311,1 мм) компанії «Halliburton Security DBS»

Долота типу PDC – 8 ½" FMH3655ZR (рис. 2.9), 8 ½" FM3651Z (рис. 2.10) призначені для буріння нафтових і газових свердловин. Діаметр інструментів 215,9 мм.

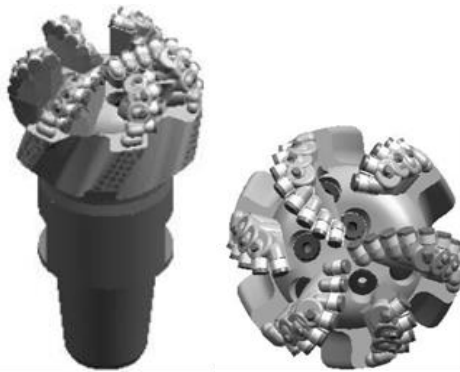


Рисунок 2.9 – Долото типу PDC – 8 ½" FMH3655ZR (215,9 мм) компанії «Halliburton Security DBS»



Рисунок 2.10 – Оснащення PDC долота типу PDC – 8 ½" FM3651Z (215,9 мм) компанії «Halliburton Security DBS»

Долота складаються з двох секцій – верхньої і нижньої. Верхня різбова секція металева, нижня секція – матрична, спечена, складається з різних порошкових сплавів, в основі яких метал і карбід-вольфрам. Секції спечені між собою. Обидва типи доліт мають по шість лопатей, на кожній з яких посаджено гарячим наплавленням різці. Кожен різець складається з синтетичного,

виготовленого штучним способом полікристалічного алмазного складу чорного кольору в парі з карбід-вольфрамовим сплавом. У варіанті виконання FMH3655ZR позаду різців наплавлені обмежувачі ударів – спеціальні вставки, виконані також штучним полікристалічним алмазним сплавом у парі з карбід-вольфрамовим сплавом, вони також слугують додатковими різцями. Виконання FMH відрізняється від виконання FM товщиною шару синтетичного, штучного полікристалічного різця. У комплекті з долотом поставляються насадки, виконані з карбід-вольфрамового металу, а також може поставлятись металева П-подібна плита, для скручування долота.

### **Долото з обертовими роликами**



Рисунок 2.11 – PDC долото з обертовими роликами Cruiser

Останнім часом компанія «Halliburton» застосувала свою нову технологію Cruiser. Невеликі алмазні обертові ролики на кінці долота, які можна замінити або відремонтувати, знизили коефіцієнт тертя. Система має опір до абразивного зношування, ударного навантаження, тепломеханічної дії і зберігає контроль за глибиною різання під час буріння.

Обертові ролики забезпечують більш стабільне управління під час направленої буріння. Невеликий розмір роликів дозволяє включати їх в нові або вже існуючі конструкції (рис. 2.11).

Більш низький рівень тертя знижує тепло, що виділяється, підвищує ефективність буріння і надійність долота. Під час буріння долото заглиблюється в пласт із постійною швидкістю без відводу теплової енергії від породоруйнуючого елемента.

Наступним етапом удосконалення є об'єднання «розумних» доліт із технологією бурових установок, які за допомогою встановлених на них цифрових приладів будуть вловлювати зміну структури породи, перед її проходженням, для забезпечення планомірного, автоматизованого процесу буріння.

### **Підготовка PDC долота до спуску у свердловину**

Фінальні перевірки для підтвердження і реєстрації використання долота з насадками правильного розміру:

- записати тип, розмір і серійний номер долота;
- переконатися у відсутності стороннього матеріалу у центральному каналі і окремих промивальних каналах, який може закупорити насадки;
- переконатися в правильному розмірі насадок долота, визначеному шляхом розрахунку загальної площі перетину потоку промивальної рідини через долото;
- для пошкодженого, яке повторно спускається або відремонтованого долота:
  - а) зафіксувати стан / ступінь зносу долота;
  - б) сфотографувати долото; за необхідності – зробити додаткові фотографії пошкодженої / зношеної ділянки;
- для випробування вибійного двигуна в обсадній колоні рекомендується використовувати зношене, а не призначене для буріння долото. Це дозволить виключити ризик пошкодження останнього в колоні.

### **Завдання**

Необхідно прочитати та вивчити наведену теоретичну частину до практичної роботи. За необхідності можна використовувати також рекомендовану літературу, перелік якої наведено нижче. Підготувати відповіді на контрольні запитання. Оформити звіт до практичної роботи.

### ***Контрольні запитання***

1. Яке призначення гвинтових вибійних двигунів?
2. Які основні елементи робочих органів гвинтових вибійних двигунів?
3. До якого класу машин за принципом дії належать гвинтові вибійні двигуни?
4. Яке призначення шпіндельної секції гвинтового вибійного двигуна?
5. Яке призначення гвинтових вибійних двигунів з укороченою шпіндельною секцією?
6. Що становлять PDC долота?
7. Які конструктивні особливості мають PDC долота?
8. Які породоруйнівальні елементи застосовуються у PDC долотах?
9. Які переваги мають PDC долота?
10. Де застосовуються PDC долота?
11. Які переваги мають PDC долота з обертовими роликками?

### **З ВИВЧЕННЯ РОТОРНИХ КЕРОВАНИХ СИСТЕМ**

#### **Мета роботи**

Вивчення функціонального призначення і будови роторних керованих систем.

#### **Основні теоретичні положення**

Зростання обсягів буріння горизонтальних та похило-скерованих свердловин, зокрема у складних гірничо-геологічних умовах вимагає пошуку і впровадження нових техніко-технологічних засобів буріння.

Традиційне похило-скероване буріння нафтових і газових свердловин здійснювалось з використанням гідравлічних вибійних двигунів у поєднанні з шарошковими долотами. Цей спосіб має недоліки, що можуть призвести до отримання стовбурів неправильної форми, обмежити довжину буріння, зменшити ймовірність точного потрапляння у продуктивні пласти. Вказані ситуації виникають через складність очищення свердловини, нагромадження шламу навколо нерухомої бурильної колони та її заклинювання. Надмірне тертя між стінками стовбура і бурильною колоною зменшує можливу довжину свердловини.

На сьогодні для проходки вертикальних, похилих і горизонтальних стовбурів активно застосовуються роторні керовані системи (РКС) – rotary steerable system (RSS), у яких руйнування гірської породи здійснюється обертанням долота з бурильною колоною верхнім приводом бурового верстата або ротором, а також відхилювальні системи, що поєднують застосування гвинтових вибійних гідродвигунів і роторних керованих систем.

Роторні керовані системи включають спеціальні долота, оснащені полікристалічними алмазними різцями (ПАР). Застосування таких компоновок дозволяє постійно обертати колону бурильних труб під час скеровування та створює більш швидку і контрольовану систему, яка здатна забезпечити гладкіший, чистіший і довший стовбур свердловини. Така технологія дозволяє заощадити час порівняно з традиційним бурінням, де у компоновці низу бурильної колони застосовуються шарошкові долота, а також провести складний профіль свердловини через задані проєктні точки.

Ці системи є найбільш досконалими, а у поєднанні з системами телеметрії і геонавігації перетворилися у досконалі безпілотні засоби дистанційного керування напрямком свердловин, що буряться. Ці системи при високій точності ( $\pm 0,1^\circ$ ) і оперативності здатні здійснювати буріння свердловин будь-якої орієнтації у просторі протяжністю до 13 км безперервними рейсами, протяжність

яких може становити більше 1 000 м. Сучасна відхилювальна система становить безпілотний електронно-механічний агрегат, керований дистанційно.

Недоліками роторного керованого способу буріння є підвищені вимоги до технічного і технологічного оснащення процесу буріння свердловини, а також надмірно висока вартість спеціального обладнання та його сервісного обслуговування, що веде до істотного здорожчання бурових робіт. На рисунку 3.1 наведена блок-схема сучасної вибійної відхилювальної системи типу РКС.

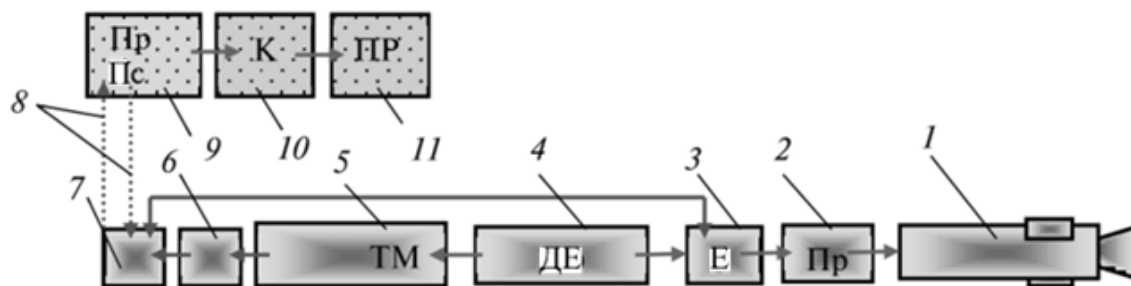


Рисунок 3.1 – Блок-схема вибійної відхилювальної системи:

1 – механізм викривлення; 2 – привід механізму викривлення;  
3 – електронний блок управління приводом механізму викривлення; 4 – джерело електроенергії (гідротурбіна або акумуляторні батареї); 5 – телеметрія; 6 – електронний блок телеметрії; 7 – блок передачі і прийому інформації, що передається з поверхні до вибійної системи; 8 – канал зв'язку (гідроімпульсний, електромагнітний); 9 – приймальний пристрій і підсилювач сигналу; 10 – комп'ютер; 11 – прилад для візуального контролю процесу буріння на буровій

Відхилювальні системи типу РКС мають автономне джерело електричної енергії 4. Такі системи управляються з поверхні оператором через комп'ютер 10, який формує сигнал, що передається через промивальну рідину або за допомогою електромагнітного випромінювання 8 до вибійної компоновки. У вибійній компоновці за допомогою електронного блока 3 і системи приводу 2 відхилювального механізму 1 проводиться орієнтована у заданому напрямку зміна напрямку свердловини. У той же час вбудована система телеметрії 5 веде постійний моніторинг кутових параметрів свердловини, що буриться, і за допомогою електронного блока 6 і системи перетворення сигналу 7 передає інформацію на поверхню у блок приймання та посилення сигналу 9, а далі в комп'ютер 10 та на прилад для візуального контролю процесу буріння на буровій 11 до оператора. У результаті такої взаємодії формується нове завдання для корегування напрямлення свердловини, яке реалізується з високою точністю.

Ефективність РКС визначається такими чинниками:

- поліпшується винос шламу, оскільки РКС не створює звужених інтервалів стовбура свердловини;

- підвищується швидкість проходки, оскільки ефективний винос шламу перешкоджає його осадженню, що позитивно впливає на процес руйнування породи;

- підвищується швидкість буріння і довжина горизонтального стовбура шляхом зниження сили тертя між колоною і стінкою свердловини внаслідок обертання усієї колони;

- скорочується ризик механічного і диференційного прихоплень, оскільки немає нерухомих елементів РКС, що контактують з обсадною колоною, відхилювачем або стінкою стовбура свердловини.

Системи РКС дозволяють бурити пологі і горизонтальні свердловини з плавним профілем через відсутність перегинів стовбура (звичних при використанні вибійних двигунів) з більшою довжиною завдяки зниженню сил тертя і кращого очищення стовбура від шламу. Більш висока проходка з постійним обертанням бурильної колони запобігає імовірності прихоплень бурильного інструменту, скорочує час на очищення стовбура від вибуреної породи і дає низку додаткових переваг із якості розкриття продуктивного горизонту. Застосування РКС дозволяє бурити протяжні (більше 10 км) горизонтальні стовбури, оскільки буріння з обертанням бурильної колони знижує імовірність зашламування колони і забезпечує більш високу здатність до проштовхування колони по горизонтальному стовбуру.

Розрізняють два види РКС з відхиленням долота (*punch-the-bit*) і зі зміною напрямку перекосу долота (*point-the-bit*).

Перший варіант РКС із відхиленням долота припускає набір кривизни фрезеруванням стінки свердловини під дією відхилювального зусилля, другий – асиметричного руйнування вибою свердловини. У системі з відхиленням долота відхилювальна сила на долоті  $P_{\text{від}}$  з'являється в результаті висунення лопаток 2, які здійснюють тиск на стінку свердловини з зусиллям  $P_p$  (рис. 3.2, 3.3).

Привід лопаток 1 (рис. 3.3) гідравлічний, здійснюється завдяки послідовній подачі промивальної рідини у відповідні гідрокамери. Команди, що направляються за допомогою телеметрії по гідроімпульсному і електромагнітному каналах зв'язку, визначають час і силу спрацювання відхилювального пристрою 1. Блок управління 3, розташований над блоком відхилення 5, приводить в дію поворотну заслінку 6, яка закриває або відкриває канал для подачі промивальної рідини в камери з лопатками 1 відповідно до повороту бурильної колони.

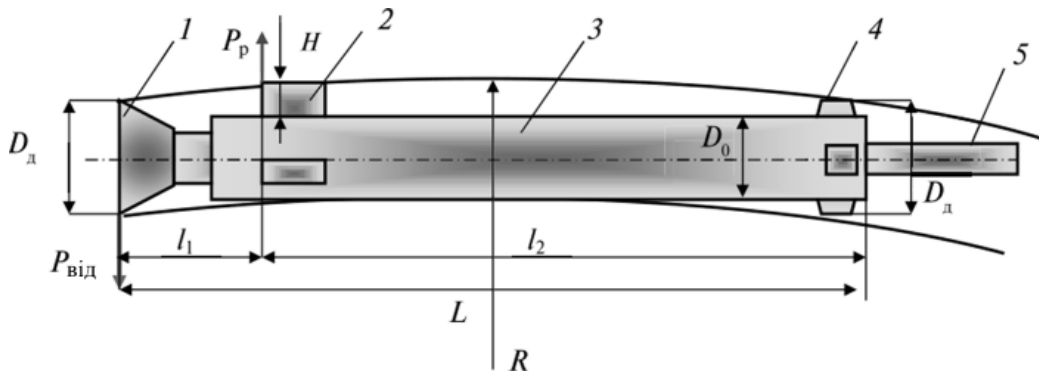


Рисунок 3.2 – Схема для розрахунку радіусу викривлення РКС з радіальним зміщенням долота:

1 – долото; 2 – висувні лопатки; 3 – корпус; 4 – верхній стабілізатор; 5 – труба;  $D_d$  – діаметр долота;  $H$  – вихід лопатки з корпусу;  $D_0$  – діаметр корпусу;  $D_c$  – діаметр стабілізатора

Система синхронно змінює інтервал впливу і зусилля, з яким лопатка 1 впливає на стінку свердловини, тим самим спрямовуючи долото 4 в потрібному напрямку. Долото 4 забезпечує відхилення стовбура фрезеруванням стінки свердловини бічним озброєнням. Таким чином, значна роль у процесі викривлення цим типом РКС відводиться долоту, яке має відповідати певним вимогам.

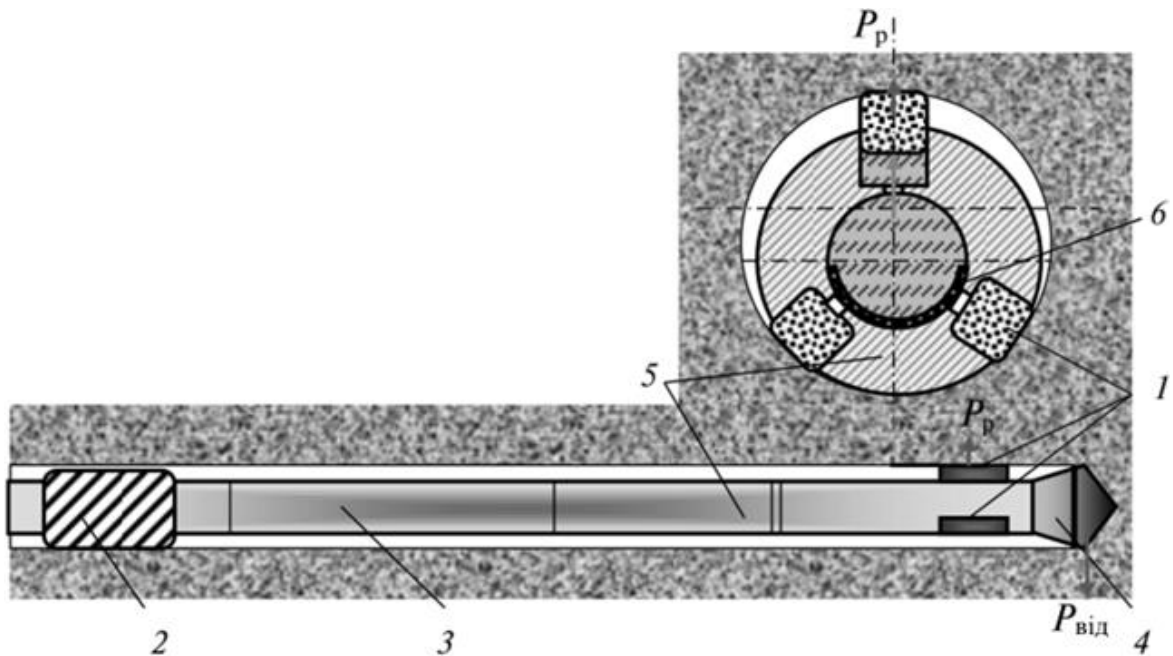


Рисунок 3.3 – Схема роторної керованої системи з відхиленням долота:

1 – висувні лопатки; 2 – стабілізатор; 3 – блок керування; 4 – долото; 5 – блок відхилення; 6 – заслінка



Відповідно до схеми на рисунку 3.2 радіус кривизни стовбура свердловини, що реалізується РКС з радіальним зміщенням долота, можна визначити за формулою:

$$R = \frac{0,5 \cdot l_1 \cdot l_2}{h}, \quad (3.1)$$

де  $h = H - (R_d - R_o) + \frac{l_1(R_d - R_o)}{L}$

Інтенсивність викривлення, що реалізується відхилювачами безперервної дії (ВБД) фрезерувального типу, може визначатися такою аналітичною залежністю:

$$i_\phi = \frac{57,3 \cdot v_\phi}{v_b \cdot L_{\text{ж}}} \quad (3.2)$$

де  $v_\phi$ ,  $v_b$  – швидкості фрезерування стінки свердловини під дією відхилювального зусилля і поглиблення вибою, м/год;

$L_{\text{ж}}$  – довжина жорсткої бази відхилювача, м.

Формула (3.1) отримана з умови вписування відхилювача у викривлений стовбур свердловини без деформування корпусу. Тому за формулою (3.2) можна визначити мінімальне значення радіуса кривизни  $i$ , відповідно, мінімальне значення інтенсивності викривлення стовбура при заданих значеннях параметрів. У процесі фрезерування стінки свердловини значну роль відіграє фрезерувальна здатність долота під дією відхилювального зусилля  $P_{\text{від}}$ . У цьому випадку інтенсивність викривлення може визначатися за формулою (3.2), а радіус кривизни за залежністю з якої випливає, що кривизна, яка формується, істотно залежить від швидкостей буріння  $v_b$  і фрезерування стінки свердловини  $v_\phi$ . Для відповідності необхідним параметрам набору кривизни радіус кривизни, розрахований за формулою (3.1), може бути отриманий тільки за певних швидкостей буріння і фрезерування.

Відхилювальна сила, що діє у напрямку фрезерування РКС, буде залежати від кількості і тиску промивальної рідини у дросельно-циркуляційній системі відхилювача і може визначатися за формулою:

$$P_{\text{від}} = \frac{P_p \cdot l_2}{2L} = \frac{P_{\text{п.р}} \cdot S_l \cdot l_2}{2L}, \quad (3.3)$$

де  $P_{\text{п.р}}$  – тиск промивної рідини у гідрокамері над висувною підшоною, МПа;

$S_l$  – площа висувної лопатки з боку гідрокамери, м<sup>2</sup>;

$L$  – довжина РКС, м;

$l_2$  – відстань від висувної лопатки до стабілізатора відхилювача, м.

Розрахунки за формулою (5.1) для РКС з  $R_d = 147,65$  мм,  $R_o = 122$  мм,  $R_{\text{ц}} = 140$  мм,  $l_1 = 0,7$  м,  $l_2 = 2,5$  м дозволяють визначити значення радіусів

кривизни, які змінюються від 152 м до 350 м при висуненні лопатки на відстань  $H = 30 - 26,75$  мм.

На рисунку 5.4 показана компоновка РКС Power Drive vortex компанії «Schlumberger» підвищеної потужності для реалізації інтенсивного викривлення свердловин. У системі використовується гвинтовий вибійний двигун (ГВД) з системою ротор-статор  $7 \times 8$ , який реалізує крутний момент  $24,4 \text{ кН} \cdot \text{м}$  при витраті промивальної рідини 77 л/с. У відхилювачі використовується адаптований до високої температури еластомір, що дозволяє використовувати його при вибійній температурі до  $150^\circ$ . Автоматизована система управління даними РКС реалізує функцію «круїз-контроль» по зенітному і азимутальному куту, існує можливість проробки стовбура свердловини.

Розміри долота для цієї системи 279,4–120,7 мм, довжина компоновки 15,42 м.

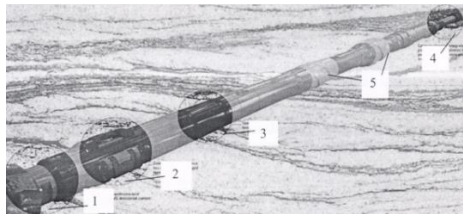


Рисунок 3.4 – Система РКС Power Drive vortex з відхиленням долота:

- 1 – долото з системою контролю розташування вибою; 2 – висувні лопатки;  
3 – енергетичний блок і електронний блок управління; 4 – гнучка ОБТ;  
5 – стабілізатори

На рисунку 3.5 показана роторно-керована система з відхиленням долота (*push-the-bit*) перед спуском у свердловину.

Роторні керовані системи Power Drive X5 компанії «Schlumberger» забезпечують буріння повністю обертальною роторною системою для здійснення похило-спрямованого буріння і проходки прямолінійних стовбурів. При цьому конструкції РКС мають можливість одержання даних у режимі реального часу за використання з телеметричними системами Power Pulse і Power Score.



Рисунок 3.5 – Роторна керована система перед спуском у свердловину

Роторні керовані системи Power Drive X5 дозволяють проводити у процесі буріння:

- вимірювання зенітного і азимутального кутів у безпосередній близькості від долота;
- вимірювання рівня вібрації й ударного навантаження КНБК;
- вимірювання швидкості обертання долота;
- вимірювання гама-випромінювання для геонавігації;
- проводити режим автоматичного підтримування зенітного кута.

У таблиці 3.1 наведені основні характеристики РКС Power Drive X5.

Таблиця 3.1 – Параметри РКС Power Drive X5

| Параметри системи                                | Типорозмір РКС Power Drive X5 |             |            |             |               |
|--------------------------------------------------|-------------------------------|-------------|------------|-------------|---------------|
|                                                  | 475                           | 675         | 825        | 900         | 1 100         |
| 1                                                | 2                             | 3           | 4          | 5           | 6             |
| Діаметр, мм                                      | 146,1; 165,1                  | 215,9–250,8 | 254        | 311,2–374,4 | 406,4 – 660,4 |
| Довжина компоновки, м                            | 4,56                          | 4,11        | 4,45       | 4,45        | 4,6           |
| Відстань до калібратора (точка контакту)         | 3,05                          | 3,11        | 4,02       | 3,65        | 3,69          |
| Максимальна інтенсивність викривлення, град/30 м | 8                             | 6,5         | 6          | 3           | 3             |
| Витрата промивальної рідини, л/хв                | 813–1 514                     | 813–1 514   | 1817–7 192 | 1817–7 192  | 1817–7 192    |
| Максимальна частота обертання, хв <sup>-1</sup>  | 250                           | 220         | 220        | 200         | 200           |

Продовження таблиці 3.1

| 1                      | 2       | 3       | 4       | 5       | 6       |
|------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Максимальний тиск, кПа | 137 895 | 137 895 | 137 895 | 137 895 | 137 895 |

Система відхилення долота від осі обертання у заданому напрямку під назвою «Bias Unit» складається з корпусу, системи відхилювальних лопаток, керуючого клапана і фільтра, розташованого у подовженому перехіднику. Висувні лопатки 2 (рис. 3.4) по черзі відхиляються у певний момент часу тиском промивальної рідини. Клапан, що керує роботою висувних лопаток 2, і фільтр, призначений для очищення промивальної рідини, розташовуються над лопатками 2 у корпусі.

Буріння свердловин складної просторової орієнтації потребує попередніх обчислень, проєктування траєкторій свердловин і використання сучасної техніки та новітніх технологій для їхнього прокладання. Сьогодні більше 20 % світового обсягу похило-скерованого буріння здійснюється за допомогою роторних керованих систем.

Застосування РКС (Power Drive) забезпечує підвищення швидкості прокладання, зниження звивистості, крутильних і осьових навантажень, а також явища підклинювання-провертання (Stick&Slip) порівняно з похило-скерованим бурінням із використанням гвинтових вибійних двигунів (ГВД). При використанні РКС забезпечується можливість буріння довших інтервалів із рівномірним діаметром стовбура, що полегшує спуск обсадних колон. У світі поширені РКС таких провідних компаній, як «Schlumberger» (рис. 3.6), «Weatherford», «Cinemax».

Роторна керована система «Power Drive» компанії «Schlumberger» складається з таких основних елементів:

- гнучкого патрубка для зниження жорсткості компоновки низу бурильної колони (КНБК), можливості зміни параметрів траєкторії свердловини; це канал зв'язку між РКС і телесистемою;

- калібратора, що є третьою точкою контакту зі стінкою свердловини і забезпечує контроль параметрів кривизни. Існують три типи калібраторів: колонний, інтегрований і рукавного типу, що дає змогу варіювати положення і розміри для забезпечення необхідного компоновання КНБК;

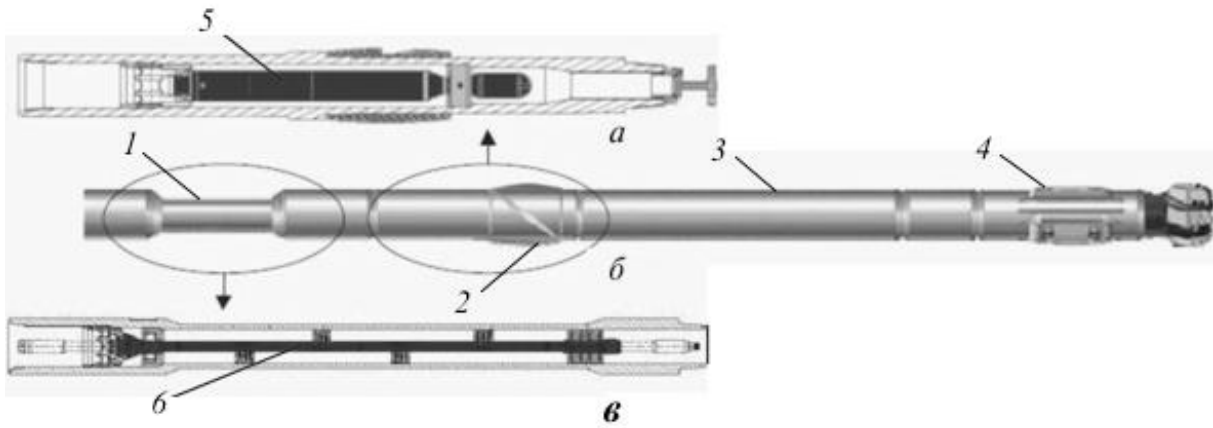


Рисунок 3.6 – Загальний (схематичний) вигляд РКС, Power Drive компанії «Schlumberger»

*а – приймач даних у реальному часі; б – компоновка РКС у зборі;  
в – гнучка ОБТ із каналом для передачі даних у реальному часі;  
1 – гнучка ОБТ; 2 – калібратор; 3 – модуль системи керування;  
4 – відхилювальний модуль; 5 – приймач даних; 6 – гнучка ОБТ у розрізі*

– модуля системи керування – комплекту геостаціонарної електроніки, що складається з електронних датчиків (антен) усередині немагнітних обважнених бурильних труб (НОбТ). Основне призначення – контроль за розташованим нижче відхилювальним (наддолотним) модулем;

– розташованого безпосередньо над долотом відхилювального (наддолотного) модуля, призначеного для перетворення гідравлічної енергії промивальної рідини на механічну енергію, необхідну для прокладання стовбура свердловини згідно з проєктною траєкторією (рис. 3.7).

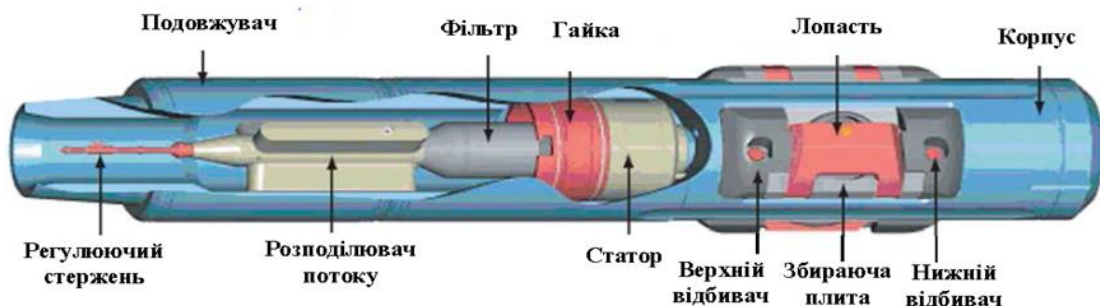


Рисунок 3.7 – Схема механічної частини відхилювального (наддолотного) модуля РКС «Power Drive» компанії «Schlumberger»

До нового покоління РКС належить система «Revolution» компанії «Weatherford». За допомогою цієї системи ефективно контролюють викривлення стовбура, при цьому забезпечується плавність його вигину, зменшується

жолобоутворення. Основна перевага цієї конструкції полягає у тому, що в системі є статичний (нерухомий) центратор, довжиною 1,3 м без внутрішніх частин, що рухаються, та елементи, які можуть бути перекриті частинками породи чи кольматантами. При бурінні інтервалів стабілізації у модуль електроніки задають значення зенітного кута й азимуту і РКС «бере керування на себе», і тим самим, за потреби, самостійно корегує траєкторію. Параметри траєкторії стовбура свердловини оновлюються кожні 10 с, що уможливорює уникнення уступів під час корегування. Технічну характеристику системи наведено в таблиці 3.2.

До складу компоновки РКС «Revolution» входять п'ять основних елементів:

- відхилювач (нерухомий);
- немагнітні обважнені бурильні труби;
- модуль електроніки;
- акумулятор;
- наддолотний калібратор.

Під час буріння інтервалів стабілізації РКС працює в нейтральному положенні, за якого вал знаходиться по центру пристрою (рис. 3.8).

Для набирання траєкторії гідропоршні відхиляють вал від центральної осі, тим самим відхиляючи вісь обертання долота у протилежному напрямку (рис. 3.9).

Таблиця 3.2 – Характеристика РКС «Revolution» компанії «Weatherford»

| Характеристика РКС                             | 120 мм        | 172 мм        | 210 мм        |
|------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Діаметр долота, мм                             | 149,23–171,45 | 212,73–250,83 | 269,88–463,55 |
| Інтенсивність викривлення, °/30 м              | 0–10          | 0–10          | 0–7,5         |
| Частота обертання, с <sup>-1</sup>             | 0,83–4,16     | 0,83–4,16     | 0,83–4,16     |
| Максимальна витрата насосів, м <sup>3</sup> /с | 0,022         | 0,047         | 0,094         |
| Максимальне навантаження на долото, кН         | 113           | 227           | 430           |
| Максимальний тиск, МПа                         | 173           | 173           | 173           |
| Максимальна температура, °С                    | 175           | 175           | 175           |
| Максимальне навантаження на розтяг, кН         | 1 134,0       | 1 588,0       | 3 176,0       |

РКС, які використовують для керування напрямку долота (point-the-bit), запобігають проблемам, що виникають при відхиленні долота вибійними двигунами (push-the-bit). У РКС не використовують режим «слайдингу» для

контролю напрямку свердловини, а постійно обертають долото за заданою траєкторією. Обертання усієї бурильної колони запобігає прихопленню і спіральному скручуванню труб, забезпечуючи передання необхідного навантаження на долото для оптимізації швидкості проходження, економії часу і вартості робіт.

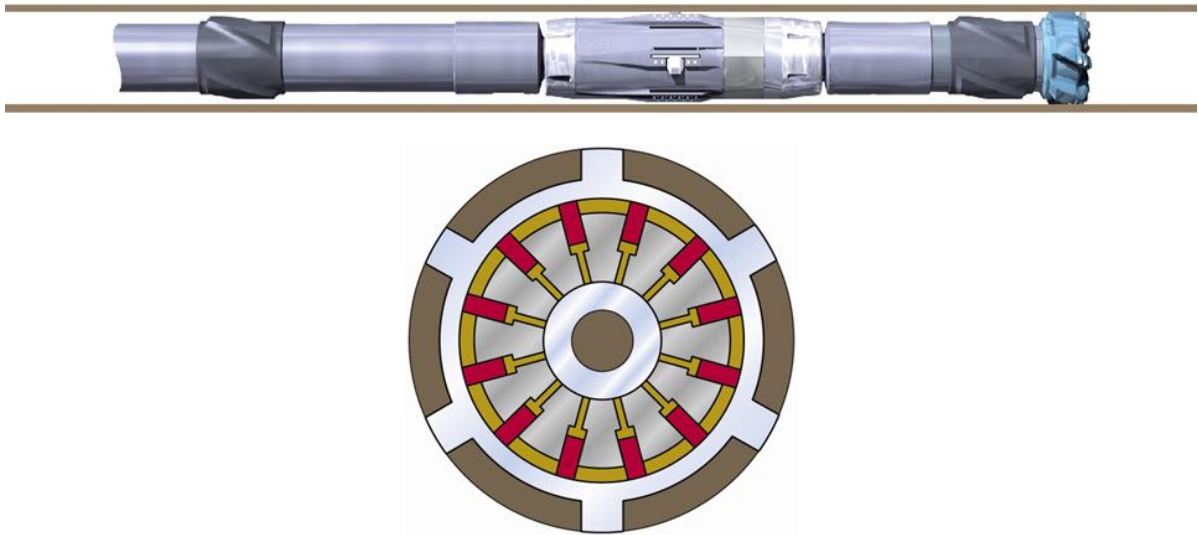


Рисунок 3.8 – Схема РКС «Revolution» при бурінні інтервалів стабілізації

Останніми роками при бурінні застосовуються КНБК із системою LWD геофізичних досліджень свердловин (ГДС), які відіграють значну роль у детальній оцінці пласта, особливо при бурінні складних за профілем свердловин із похило-скерованими і горизонтальними стовбурами. Один із таких пристроїв розміщений безпосередньо над системою РКС і є комбінацією сучасної системи телеметрії і ГДС, забезпечуючи гамма-каротаж і визначення питомого опору оточуючих порід (рис. 3.10).

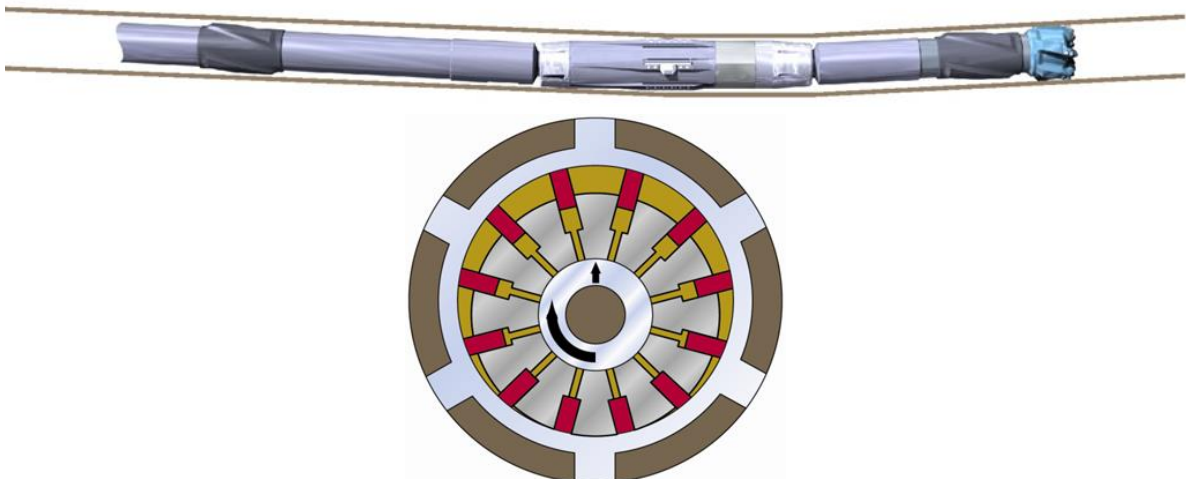


Рисунок 3.9 – Схема РКС «Revolution» при бурінні інтервалів набору кривизни



При застосуванні РКС із комплексом LWD отримують якісні азимутальні геофізичні дані про пласт завдяки незмінності діаметра стовбура, що забезпечується внаслідок використання системи РКС. При цьому отримують високоякісні дані про гладкі і рівні стовбури, з гарантуванням проведення свердловини в центральній частині продуктивного горизонту. Це дає змогу геофізикам виконувати геонавігацію у пластах малої товщини.



Рисунок 3.10 – Схема сучасної системи телеметрії та ГДС при бурінні

Як наслідок еволюції РКС з'явилися моторизовані роторні керовані системи. Технологією передбачається встановлення гвинтових вибійних двигунів (ГВД) у РКС для пришвидшення обертання долота при збереженні точного контролю траєкторії стовбура свердловини.

Роторна керована система з силовим приводом – це високоефективна система з повністю інтегрованим силовим приводом у вигляді високомоментного вибійного двигуна, що перетворює гідравлічну енергію промивальної рідини на механічну. Ця енергія у поєднанні з обертанням від верхнього приводу бурової установки значно підвищує потужність, яка надходить на долото. Це уможливорює використання для буріння долота PDC і найоптимальніше застосування навантаження на долото, що сприяє підвищенню механічної швидкості проходки. Інтегрована силова секція обертає долото з великою швидкістю, за якої знижуються швидкість обертання основної частини бурильної колони, торсійні вібрації та інші їхні види характерні для традиційного роторного буріння.

РКС широко застосовують при бурінні вертикальних свердловин у складних гірничо-геологічних умовах на родовищах, що перебувають на початковій стадії розроблення, коли дані про фізико-механічні властивості гірських порід ще невідомі.



Технологія роторно-керованого буріння ефективна для продуктивних горизонтів малої товщини за потреби винятково точного контролю траєкторії свердловини.

Недоліком системи РКС є те, що у деяких випадках використання долота з РКС може бути неможливе, крім того, у разі неправильного вибору долота може знизитися швидкість проходки.

Ефективність РКС залежить від наземної бурової установки для надання їй необхідної швидкості обертання. Малопотужні бурові установки не забезпечують швидкості, необхідної для максимальної ефективності РКС, зводячи до мінімуму її переваги. Моторизована РКС придатна забезпечити високу швидкість обертання за одночасного збільшення загальної вартості робіт.

### **Завдання**

Необхідно прочитати та вивчити наведену теоретичну частину до практичної роботи. За необхідності можна використовувати також рекомендовану літературу, перелік якої наведено нижче. Підготувати відповіді на контрольні запитання. Оформити звіт до практичної роботи.

### ***Контрольні запитання***

1. Що становлять роторні керовані системи (РКС)?
2. З яких основних вузлів складаються роторні керовані системи?
3. Яке функціональне призначення роторних керованих систем?
4. Які можливості мають роторні керовані системи?

## 4 ТЕЛЕМЕТРИЧНІ СИСТЕМИ

### Мета роботи

Вивчення телеметричних систем, як засобів для контролю вибійних параметрів при бурінні похило-скерованих і горизонтальних свердловин.

### Основні теоретичні положення

Буріння свердловин складного профілю неможливе без застосування сучасних *телеметричних систем* і *систем геонавігації*. Це насамперед пов'язано з тим, що буріння свердловин зі складними траєкторіями з довгими горизонтальними ділянками в межах продуктивного горизонту, виконання багатостовбурних відгалужень неможливі без оперативного контролю за станом вибою свердловини. Для виконання поточного контролю за положенням вибою свердловини, що буриться, а також для одержання різної інформації з вибою (параметри режиму буріння: осьове навантаження, крутний момент, частоти обертання долота) застосовують сучасні телеметричні системи.

Телеметричні системи включають комплекс: вибійних датчиків, максимально наближених до вибою свердловини; автономне джерело живлення, найчастіше у вигляді гідротурбіни, що виробляє електроенергію; систему, зняття, передачі і прийому інформації з вибою на поверхню; комп'ютерну систему обробки отриманих даних для вирішення завдань контролю і управління процесом буріння свердловини.

Створенням телеметричних систем для контролю вибійних параметрів почали займатися в середині 1940-х років. Ці дослідження переважно проводилися в США на рівні виконання пошукових робіт. На початку 1950-х років були створені дослідні зразки телесистем з гідравлічним каналом зв'язку вибій – гирло свердловини. Проводились роботи і з розроблення телесистем з проводовим та електромагнітним (бездротовим) каналами зв'язку. У світі в практиці буріння найбільше поширені телесистеми з гідравлічним каналом зв'язку, хоча в них є істотні недоліки відносно якості промивальної рідини та роботи бурового насоса і бурового обладнання. Також застосовуються телесистеми з електромагнітним каналом зв'язку, хоча вони також мають недоліки, пов'язані насамперед з сильним впливом на передачу сигналу високоомних і низькоомних пластів, які деформують структуру імпульсу.

Для передачі інформації з вибою свердловини на поверхню застосовуються різні канали зв'язку:

- 1) системи з акустичним каналом зв'язку;
- 2) телесистеми з гідравлічним каналом зв'язку;

- 3) електромагнітний (бездротовий) канал зв'язку;
- 4) провідний канал зв'язку;
- 5) комбінований канал зв'язку.

*Системи з акустичним каналом зв'язку* використовують звукові коливання, що поширюються у свердловині в промивальній рідині, у колоні бурильних труб або навколишній породі. Відповідно до цього вони поділяються на три види: гідроакустичні, акустомеханічні і сейсмічні.

*Сейсмічні системи* застосовують для пасивного контролю координат вибою. Через недостатню точність визначення положення вибою (десятки метрів) вони знаходяться на стадії наукових і експериментальних досліджень. Як джерело у таких системах використовуються звукові сигнали, які супроводжують процес роботи бурового інструмента при руйнуванні гірської породи на вибої свердловини. Сигнали з вибою вловлюють сейсмічні датчики на поверхні, і таким чином можна визначити як стан вибою свердловини, так і деякі фізико-механічні параметри властивостей гірської породи.

*Гідроакустичний канал* через складність і різноманіття властивостей слабо вивчений. Однією з центральних проблем у створенні гідроакустичного каналу є розробка низькочастотного (до 100–200 Гц) випромінювача, здатного ефективно збуджувати коливання всередині колони бурильних труб у свердловині.

Фірма «Schlumberger» запропонувала передачу акустичних сигналів у процесі буріння свердловин. Характерною особливістю пропонованої телесистеми є її незалежність від параметрів промивальної рідини, оскільки акустичний сигнал поширюється по трубах і тільки на денній поверхні він трансформується в електромагнітні коливання.

Широке поширення *гідрравлічного каналу зв'язку* для передачі інформації викликано такими їхніми перевагами:

- гідрравлічний канал зв'язку є природним каналом зв'язку, оскільки у ньому як канал зв'язку використовується стовп промивальної рідини в бурильній колоні, а отже, не потрібно додаткових витрат на організацію каналу зв'язку;
- гідрравлічний канал зв'язку має велику дальність дії.

На рисунку 4.1 подані схеми вибійних гідромеханічних датчиків і графічні зображення імпульсів, що генеруються такими датчиками, які використовуються у телесистемах з гідрравлічним каналом зв'язку.

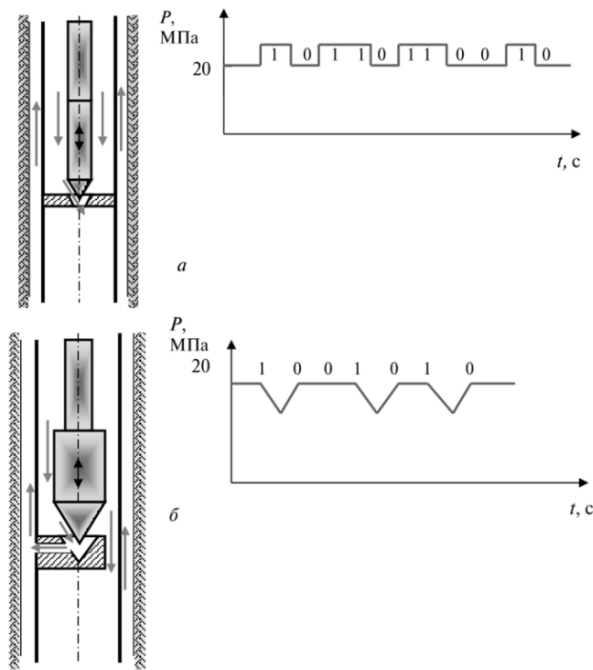


Рисунок 4.1 – Кодування сигналів у гідравлічному каналі зв'язку ЗТС:  
*а – схема датчика і графік імпульсу при передачі кодованого позитивного сигналу; б – схема датчика і графік імпульсу при передачі кодованого негативного сигналу*

Датчики, що встановлюють всередині колони труб, за допомогою рухомого клапана викликають імпульси тиску промивальної рідини.

На рисунку 4.2, *а* показаний датчик, який генерує позитивні імпульси тиску, перекриваючи прямий потік розчину всередині колони, а на рисунку 4.2, *б* – негативні, оскільки промивальна рідина через клапан періодично скидається в затрубний простір. Короткий імпульс відповідає кодованим значенням 1 або 0: при позитивному імпульсі 1 – це код підвищення тиску, а при негативному імпульсі – код зниження тиску. Сигнал, який відповідає 0, – це повернення до колишнього рівня тиску в системі колони – свердловина.

На рисунку 4.2 показано пульсатор обертального типу, який передає інформацію завдяки зміні фази пульсації тиску. Пульсація тиску досягається шляхом обертання крильчатки 1 з постійною частотою обертання, а фазовий перехід досягається поворотом крильчатки 2 вліво або вправо. Поворот крильчатки в той чи інший бік призводить до певного зміщення фази пульсації і знака 1 або 0.

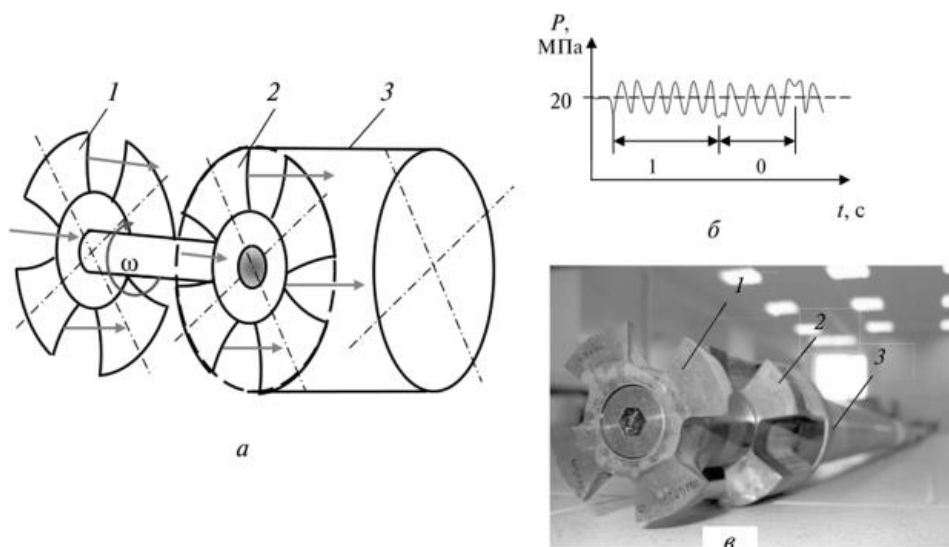


Рисунок 4.2 – Схема пульсатора обертового типу:

*а – схема роботи; б – графік імпульсу сигналу; в – зовнішній вигляд пульсатора; 1 – обертова крильчатка; 2 – крильчатка фазової маніпуляції, встановлена з можливістю повороту навколо вісі – вліво-вправо; 3 – корпус системи*

В області каротажу у процесі буріння найбільш успішно працюють фірми «Schlumberger», «Halliburton», «Baker Hughes», «Teleco», «Eastman Cristensen» (США), «Sperry-Sun» (Великобританія). Ці фірми в кінці 1980-х років розробили і використовують телесистеми MWD (measurement while drilling – вимірювання під час буріння) з гідравлічним каналом зв'язку, що дозволяють здійснювати оперативний контроль за траєкторією свердловин шляхом вимірювання інклінометричних і деяких технологічних параметрів.

Провідні світові фірми пропонують системи LWD (logging while drilling – реєстрація під час буріння) з гідравлічним каналом зв'язку з набором методів, які не поступаються системам каротажу на кабелі. Ці системи зазвичай складаються з окремих модулів, кожен з яких має запам'ятовувальний пристрій (ЗП) у свердловинному приладі, що дозволяє запам'ятовувати свердловинні дані під час роботи приладу. Інформація про пласти передається в реальному часі по каналу зв'язку на поверхню. Широко використовуються системи з так званими позитивним і негативним імпульсами.

Перспективною розробкою світових фірм є системи геонаправлення, за яких вибір і корекція траєкторії свердловини відбувається на основі геологічних даних про пласт, отриманих у реальному часі. У таких системах вимірювальні датчики розташовуються поблизу від долота, на відміну від систем попереднього покоління, де датчики відстоять від долота на 9–30 м.

Прикладом таких телесистем є прилад MWD фірми «Halliburton Strata Tracher». Це перший промисловий малогабаритний прилад, що вимірює гамма-випромінювання з азимутним скануванням і відхилення на долоті, динамічну і статичну інклінометрію та вимірювання швидкості обертання долота.

Фірма «Baker Hughes» розробила повну серію систем MWD як для контролю напрямку, так і для оцінки пласта, розрахованих на температуру 125–150 °C і тиск 140 МПа.

Фірма «Schlumberger» також рекомендує новий прилад Slim Access, що транспортується на трубах у повторно разбурювану свердловину діаметром 95 мм з різкими змінами напрямку стовбура з інтенсивністю 40 град / 30 м.

*Електромагнітний (бездротовий) канал зв'язку*, що використовує колону бурильних труб як один із проводів лінії передачі, за простотою конструкції глибинних і наземних пристроїв, пропускною здатністю є найбільш перспективним при організації стійкого зв'язку вибій – гирло при турбінному і роторному бурінні свердловин.

Порівняно з гідравлічним електромагнітний канал зв'язку має такі переваги:

- підвищена надійність деталей вибійних пристроїв, що контактують з абразивним потоком промивальної рідини;
- простота в управлінні та можливість зворотного зв'язку.

Електромагнітний канал зв'язку має такі недоліки:

- обмеження дальності дії (через властивості геологічного розрізу);
- залежність від матеріалу бурильних труб;
- відсутність можливостей дослідження в морі і в соленосних відкладах;
- висока складність електронного керуючого блока.

На рисунку 4.3 показана схема, яка пояснює принцип побудови електромагнітного зв'язку. Сигнал надходить від джерела, розміщеного у вибійній телеметричній системі (ВТС) під діамагнітним розділювачем колони. Електромагнітне випромінювання передається через породи до антени-заземлювача, а далі приймається системою обробки сигналу і комп'ютером.

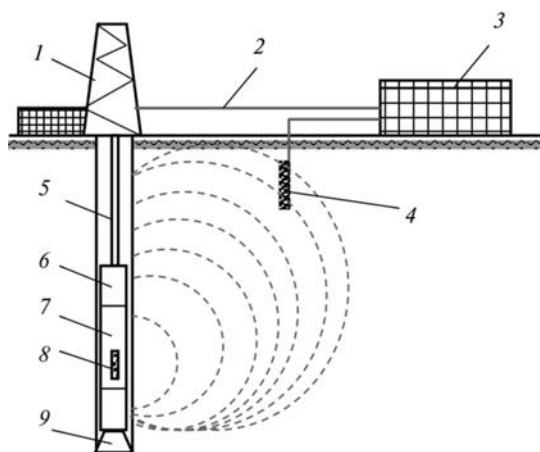


Рисунок 4.3 – Схема електромагнітного каналу зв'язку телеметричної системи:

- 1 – буровий верстат; 2 – кабель зв'язку; 3 – пульт управління з ПК;  
 4 – антена-заземлювач; 5 – бурильні труби; 6 – енергоблок компоновки;  
 7 – електронний блок компоновки; 8 – джерело електромагнітних хвиль;  
 9 – долото

*Проводовий канал зв'язку* має такі переваги перед усіма відомими каналами зв'язку:

- максимально можлива інформативність;
- швидкодія;
- багатоканальність;
- стійкість;
- надійність зв'язку;
- відсутність вибієного джерела електричної енергії і потужного передавача;
- можливість двостороннього зв'язку;
- можливість подачі значної електричної потужності для приводу вибієних механізмів (керованого відхилювача, навантажувача та ін.);
- можливість використання під час роботи з продувкою повітрям і з використанням аерованої промивальної рідини;
- відсутність залежності від питомого опору гірських порід.

З розвитком таких бурових систем, як колтубінг, що виключають застосування складових бурильних колон, актуальність дротових систем передачі інформації з вибою істотно зростає. У цьому випадку телеметрична система зазнає суттєвого спрощення, тому що з'являється можливість без всяких обмежень подавати до вибою енергію і отримувати зворотностійкий і високоякісний сигнал по електричному або оптоволоконному каналу.

*Комбінований канал зв'язку* – це поєднання різних за своєю фізичною сутністю каналів зв'язку свердловинного приладу з наземною реєструвальною та оброблювальною апаратурою, що дозволяє у кожному конкретному випадку вибрати оптимальний варіант системи. На сьогодні найпоширенішою комбінацією є *гідравлічний і електромагнітний канали зв'язку*.

Тенденція розвитку каналів зв'язку спрямована на збільшення кількості інформації, що передається в одиницю часу. Наприклад, гідравлічний канал зв'язку з позитивним імпульсом тиску має межу в 4 біт/с.

Електромагнітний безкабельний канал і гідравлічний з негативним імпульсом тиску досягають рівня передачі даних в 10 біт/с.

Пристрої гідравлічного каналу зв'язку, що використовують позитивні і негативні імпульси тиску, витісняються більш перспективними роторними пульсаторами (рис. 4.2), частота передачі даних яких може бути доведена до 30 біт/с.

Однак існують технологічні обмеження на використання гідравлічного каналу зв'язку, це аеровані промивальні рідини і нерозчинні засоби боротьби з поглинаннями промивальної рідини.

Удосконаленим варіантом електромагнітного каналу зв'язку є установка кабельної перемички довжиною 100–200 м між вибійною телесистемою і ретранслятором-розділювачем на бурильних трубах – так званий комбінований канал зв'язку. Це дозволяє знизити загасання сигналу і підвищити частоту передачі даних до 20–30 біт/с, а також обійти частково проблему з впливом низькоомних сольових прошарків порід.

Самим ємким каналом зв'язку є передача електромагнітного сигналу по додаткових трубах, встановлених і ізольованих всередині бурильних труб, а також по провідному каналу зв'язку з допомогою кабельних секцій або колтюрінгових труб.

У загальному випадку телеметричні системи здійснюють вимірювання первинної свердловинної інформації, її передачу по каналу зв'язку вибій – гирло свердловини, прийом наземним пристроєм, обробку та подання оператору результатів обробки.

Існуючі телесистеми включають такі основні елементи: вибійну апаратуру; наземну апаратуру; канал зв'язку; технологічне оснащення (для електропровідної лінії зв'язку); антену і приналежності до неї (для електромагнітної лінії зв'язку); немагнітну ОБТ (для телесистем із первинними перетворювачами азимуту з використанням магнітометрів); вибійне джерело електричної енергії (для телесистем з бездротовою лінією зв'язку).



Вибійна частина телесистеми включає первинні перетворювачі вимірювальних параметрів, таких як:

- первинні перетворювачі (ПП) напрямку буріння;
- ПП геофізичних параметрів пристовбурової зони свердловини;
- ПП технологічних параметрів буріння.

До первинних перетворювачів напрямку буріння відносяться:

- ПП зенітного кута у точці вимірювання ( $\theta$ );
- ПП азимута свердловини ( $\alpha$ );
- ПП напрямку відхилювача ( $\omega_0$ ).

До *первинних перетворювачів геофізичних параметрів* (даних каротажу) можна віднести геофізичні зонди, що вимірюють позірний (уявний) опір (ПО) гірських порід; спонтанну (мимовільну) поляризацію (ПС); гамма-каротаж (природного гамма випромінювання гірських порід); електромагнітний каротаж.

До *первинних перетворювачів технологічних параметрів буріння* можна віднести датчики, які вимірюють параметри процесу буріння: осьове навантаження на долото; реактивний або активний момент; частоту обертання долота; тиск у бурильній колоні і в затрубному просторі, а також інші параметри (за бажанням замовника), та залежно від можливостей телесистеми.

Дані від первинних перетворювачів через комутатор надходять на аналого-цифровий перетворювач (АЦП), потім через кодувальний пристрій (КП), підсилювач-передавач надходять у канал зв'язку. На поверхні закодована різними способами інформація розшифровується у зворотному порядку і надходить на системи відображення та обробки для ухвалення рішень по технологічному режиму.

Застосування ВТС з *електромагнітним і гідравлічним каналами зв'язку* дозволяє проводити вимірювання навігаційних і геофізичних параметрів у процесі буріння, зокрема без циркуляції промивальної рідини, вести запис інформації під час підйому інструмента.

Вимірювані параметри ВТС:

- зенітний кут;
- азимутальний кут;
- становище відхилювача щодо апсідальної площини;
- каротаж опору КО (для ВТС з електромагнітним каналом зв'язку);
- каротаж спонтанної (мимовільної) поляризації (для ВТС з електромагнітним каналом зв'язку);
- віброкаротаж ВК;
- частота обертання генератора;

- температура на вибої;
- потужність випромінювання.

Оновлення даних з вибою відбувається не частіше одного разу на 30 с.

Вибійні телеметричні системи з *електромагнітним каналом зв'язку* встановлюються над вибійними двигуном. Вони складаються з вибійної частини (прилад електронний, генератор, подовжувач, електричний роздільник) і наземної апаратури (пульт бурильника, антена, приймальний пристрій, ПК).

ВТС із *гідравлічним каналом зв'язку* включає вибійну частину (прилад свердловинний, генератор, подовжувач, силовий корпус, пульсатор) і наземну апаратуру (датчик тиску на маніфольді, пульт бурильника, приймальний пристрій, ПК). Сигнал, прийнятий антеною на поверхні землі, а в разі гідроканалу – датчиком тиску на маніфольді, надходить на приймальний пристрій, де відбувається його посилення, фільтрація і декодування. Потім інформація надходить на комп'ютер оператора і зберігається в пам'яті в зручному для споживача форматі, наприклад, у вигляді стрічок із записаними параметрами у вигляді графіків.

ВТС з *електромагнітним каналом зв'язку* виготовляється з немагнітної сталі аустенітного класу і сплаву Д16Т. Граничне значення інтенсивності викривлення стовбура свердловини за умовою прохідності ВТС становить 1 град/м. У процесі буріння свердловинний прилад вимірює навігаційні і геофізичні параметри і передає кодований електричний сигнал, що містить отриману інформацію, в навколишню породу.

У ВТС із *гідроканалом* свердловинний прилад проводить вимірювання і за допомогою пульсатора формує імпульси тиску, які поширюються у промивальній рідині у буровому інструменті і приймаються датчиком тиску на маніфольді.

Телеметрична система з *гідроімпульсним каналом зв'язку* Power Pulse компанії «Schlumberger» призначена для вимірювання з допомогою приладів каротажу у процесі буріння і передачі інформації на поверхню. Система дозволяє досягати швидкостей передачі сигналу з вибою на поверхню до 12 біт/с. Для ВТС компанії «Schlumberger» характерні високі швидкості передачі даних – зазвичай від 0,5 біт/с до 15 біт/с.

Система характеризується такими можливостями і параметрами:

- можливість програмування приладу з поверхні для вибору необхідної швидкості передачі даних або зміни типу переданих даних;

- здійснення вимірювань, що визначають положення відхилювача щодо апсідальної площини, зенітного кута і азимуту у стаціонарному положенні і режимі обертання колони;

- виконання гамма-каротажу, вимірювання вибійних навантажень на долото, крутного моменту і швидкості обертання, ступеня хаотичності обертання бурильної колони, ступеня вібрацій і ударного навантаження КНБК, здійснюваних за чотирма напрямками;

- система може комбінуватися з усіма VISION LWD (системи компанії «Schlumberger») приладами і має автономне електроживлення;

- максимальна температура експлуатації 150 °C (за високотемпературного виконання 175 °C);

- наявність конфігурацій для низької, середньої і високої витрати промивальної рідини.

Експлуатаційні характеристики систем різного типорозміру мають такі параметри:

**Power Pulse 950/900:**

- максимальна інтенсивність: 6 град / 30 м при обертанні колони і 10 град / 30 м у процесі похило-спрямованого буріння вибійними двигунами;

- діапазон витрати промивальної рідини 1 514–6 057 л/хв;

**Power Pulse 825:**

- максимальна інтенсивність: 7 град / 30 м при обертанні колони і 12 град / 30 м у процесі похило-спрямованого буріння вибійними двигунами;

- діапазон витрати промивальної рідини 1 514–4 542 л/хв;

**Power Pulse 675:**

- максимальна інтенсивність викривлення 8 град / 30 м при обертанні колони і 16 град / 30 м у процесі похило-спрямованого буріння вибійними двигунами;

- діапазон витрати промивальної рідини 1 041–3 028 л/хв;

Дані вимірювань, що реєструються і передаються на поверхню системою mPulse, дозволяють безперервно скорочувати час буріння і мінімізувати викривлення стовбура свердловини завдяки своєчасно ухваленим рішенням.

Системи mPulse мають такі технічні характеристики:

- здійснюються вимірювання в реальному часі для всіх основних видів буріння і передача даних в реальному часі зі швидкістю передачі сигналу 0,5–12 біт/с;

- здійснюється азимутальний гамма-каротаж, 10 вимірювань питомого електричного опору на різній глибині дослідження, вимірювання густини та

пористості гірських порід у реальному часі, глибини проникнення промивальної рідини у колектор, проводиться кавернометрія у промивальних рідинах на водній основі;

- визначаються зенітний і азимутальний кути;
- є можливість програмування приладу з поверхні для вибору необхідної швидкості передачі даних або заміни типу переданих даних;
- забезпечується автономне електроживлення вибійного обладнання.

Експлуатаційні характеристики системи mPulse мають такі параметри:

- діаметр стовбура свердловини 146,1–171,5 мм;
- максимальна температура на вибої свердловини 175 °С;
- максимальна інтенсивність 15 град / 30 м при обертанні колони і 30 град / 30 м при похило-скерованому бурінні вибійними двигунами;
- діапазон витрати промивальної рідини до 1 514 л/хв;
- наявність конфігурацій: від низької до високої витрати промивальної рідини;
- максимальний тиск 172 369 кПа.

Крім наведених вище ВТС застосовуються витягувальні телеметричні системи: з гідроімпульсним каналом зв'язку Slim Pulse; телеметрична MWD система з електромагнітним каналом зв'язку E-Pulse для промивальних рідин на водній і нафтовій основі та на синтетичній основі; системи Tele Scope, Peri Scope та ін.

Усі названі системи призначені для оцінки розмірів і якості гірських порід і колектора в інтервалі буріння, що дозволяє управляти процесом буріння свердловини, оптимізуючи положення стовбура у просторі та забезпечити максимально точну його провідку.

Найбільш сучасними з приладів, що вирішують завдання геологічного забезпечення провідки стовбура свердловини, є сімейство приладів Score. Повний комплекс геофізичних вимірювань, переданих на поверхню з високою швидкістю, збільшення швидкості проходки, поліпшення стабільності стінок свердловин, якості стовбура і виносу шламу, оптимізація геологічної провідки свердловини дозволяють отримати максимум дебіту свердловини.

Сімейство приладів VISION призначене також для оцінки колекторських властивостей і отримання знімків різних параметрів привибійної зони пласта. Це дозволяє виявити й оцінити потенціал продуктивних колекторів і виконати провідку свердловини відповідно до геологічної мети.

У процесі буріння горизонтальних стовбурів компанією «Schlumberger» використовується система Geo Sphere – технологія картування колектора при

бурінні. Ця система дозволяє проводити картування в масштабах колектора і виявляти детальну його будову.

На основі глибоких направлених електромагнітних вимірювань технологія Geo Sphere дозволяє точно картирувати покрівлю колектора, картирувати елементи залягання пластів і контакти флюїдів на відстані, більшій за 30 м від стовбура свердловини.

Детальна візуалізація колектора у реальному часі дає можливість здійснювати оптимальний вхід у пласт без втрат продуктивної довжини стовбура над колектором і забезпечити проводку горизонтальної ділянки без виходів з продуктивного інтервалу пласта. Покращуючи контакт з колектором, технологія Geo Sphere дозволяє збільшити потенціал видобутку й уникнути ускладнень, пов'язаних із нестабільністю стовбура свердловини.

Дистанційне картування меж колектора дозволяє оптимізувати вхід у пласт, знизити ризики, пов'язані з бурінням і витрати на буріння пілотного стовбура.

Технологія Geo Sphere допомагає уточнити геологічну модель і поліпшити визначення меж колектора і контактів флюїдів у складних геологічних умовах. Дані, отримані із застосуванням технології Geo Sphere, інтегруються з сейсмічної моделлю і дозволяють коригувати профіль свердловини при бурінні для отримання стовбура з меншими просторовими інтенсивностями.

Дані, що одержуються в реальному часі, дозволяють проводити буріння в пласті з найкращою якістю, уникаючи незапланованих виходів за межі колектора. У горизонтальних свердловинах і свердловинах з великим зенітним кутом дані, отримані за допомогою технології Geo Sphere, можуть бути використані для уточнення сейсмічної моделі і поліпшення прогнозу залягання пластів.

При промисловому бурінні, коли потрібно здійснити оптимальний вибір бурового інструменту, як тверді гірські породи використовують дані акустичного каротажу у поєднанні з іншими геофізичними методами, такими як гамма-каротаж і газовий каротаж.

Розроблена програма визначення міцності гірських порід за даними акустичного каротажу (RSA). За допомогою системи RSA можна визначити твердість гірських порід з урахуванням природних умов їхнього залягання на глибині, тобто гірського тиску, що зміцнює породу, а також ступінь анізотропії та умови залягання. Такий аналіз дозволяє оптимізувати процес буріння і забезпечити вибір більш ефективного інструменту, рекомендувати найбільш

правильні параметри режиму буріння і передбачити заходи щодо зниження природного викривлення свердловини.

Розглянемо телеметричну систему Directional System DRILL-TEK MWD-175-G/DR, яка використовується для геонавігації та геофізичного супроводу під час буріння свердловини (рис. 4.4, табл. 4.1).



Рисунок 4.4 – Телеметрична система Directional System DRILL-TEK

MWD-175 (НТП «Бурова техніка, Полтава)

Геонавігація та геофізичний супровід містять такий перелік технологічних даних:

- зенітний кут;
- азимутальний кут;
- положення відхилювача (TFO);
- природну радіоактивність навколишніх порід;
- температуру у свердловині.

До особливостей телеметричної системи Directional System DRILL-TEK MWD-175 належать:

- робота в немагнітних трубах зовнішнім діаметром від 89 мм до 203 мм;
- аварійне вилучення;
- реєстрація гамма-даних у режимі реального часу;
- швидке налаштування та програмування на буровому майданчику.

Таблиця 4.1 – Телеметрична система Directional System Drill-Tek MWD-175

| Основні технічні характеристики                                           | Значення                                                                                                      |          |
|---------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| 1                                                                         | 2                                                                                                             |          |
| Загальна довжина                                                          | 10,11 м – компоновка для орієнтування з гамма-модулем<br>8,8 м – компоновка для орієнтування без гамма-модуля |          |
| Зовнішній діаметр модулів телеметричної системи                           | 47,6 мм                                                                                                       | 1,875 in |
| Відстань від сенсора просторової орієнтації до низу телеметричної системи | 4,48 м – компоновка для орієнтування з гамма-модулем<br>3,17 м – компоновка для орієнтування без гамма-модуля |          |

### Продовження таблиці 4.1

| 1                                                         | 2                                                                                                                                                                                                                                |                        |
|-----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|
| Джерело живлення                                          | Термостійкі літєві елементи 27 В, тривалість роботи одного елемента живлення $\approx 400$ год<br>(у складі компоновки MWD є два елементи живлення – основний і резервний)                                                       |                        |
| Тип передачі сигналу                                      | Гідравлічний канал із позитивними імпульсами                                                                                                                                                                                     |                        |
| Програмування                                             | На поверхні з можливістю зміни режимів роботи на вибої                                                                                                                                                                           |                        |
| Можливість аварійного вилучення                           | 60 мм – мінімальний прохідний діаметр                                                                                                                                                                                            |                        |
| Максимальна робоча температура                            | 150 °C                                                                                                                                                                                                                           | 302 °F                 |
| Максимальний тиск промивальної рідини                     | 137,9 МПа                                                                                                                                                                                                                        | 20 000 Psi             |
| Рекомендовані витрати промивальної рідини                 | 0,30 – 0,63 м³/хв (5,0 – 10,5 л/с), d= 3 ½" (88,9 мм)<br>0,38 – 1,14 м³/хв (6,3 – 19 л/с), d= 4 ¾" (120,6 мм)<br>0,57 – 2,27 м³/хв (9,5 – 37,8 л/с), d= 6 ½" (165,1 мм)<br>1,50 – 4,45 м³/хв (25,0 – 74,2 л/с), d= 8 ¼" (214 мм) |                        |
| Перепад тиску при прокачуванні рідини густиною 1000 кг/м³ | 0,689 МПа при 25,5 л/с                                                                                                                                                                                                           | 100 psi при 1,52 м³/хв |
| Максимальний вміст піску у промивальній рідині            | 0,5 %                                                                                                                                                                                                                            |                        |
| Похибка вимірювань                                        |                                                                                                                                                                                                                                  |                        |
| Зенітний кут, градус                                      | ±0,1                                                                                                                                                                                                                             |                        |
| Азимутальний кут, градус                                  | ±0,15                                                                                                                                                                                                                            |                        |
| Кут встановлення відхилювача, градус                      | ±0,5                                                                                                                                                                                                                             |                        |
| Рівень природного гамма-випромінювання, %                 | ±7                                                                                                                                                                                                                               |                        |
| Температура, °C                                           | ±2,5                                                                                                                                                                                                                             |                        |

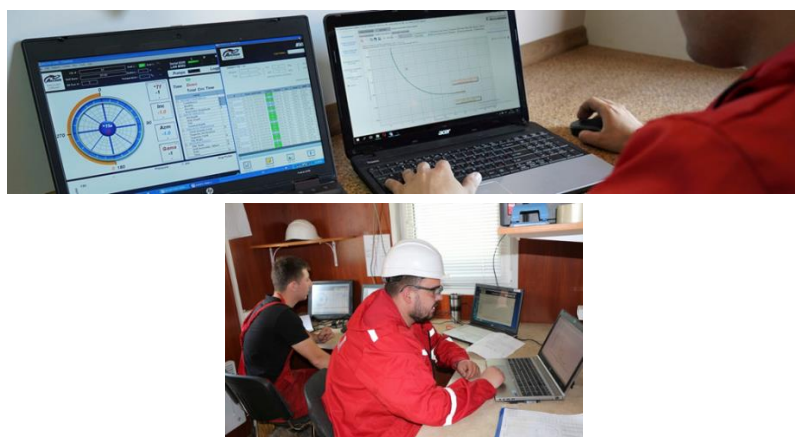


Рисунок 4.5 – Процес контролю вибійних параметрів та управління при бурінні горизонтальної свердловини із застосуванням телеметричної системи Directional System Drill-Tek MWD-175 (НТБ «Бурова техніка», Полтава)

## **Завдання**

Необхідно прочитати та вивчити наведену теоретичну частину. За необхідності можна використовувати також рекомендовану літературу, перелік якої наведено нижче.

Підготувати відповіді на контрольні запитання.

Оформити звіт до практичної роботи.

### ***Контрольні запитання***

1. Поясніть призначення і загальну будову телеметричної системи.
2. Назвіть види каналів зв'язку вибійних телеметричних систем (ВТС) з поверхнею.
3. У чому суть гідравлічного каналу зв'язку ВТС з пунктом управління?
4. У чому суть електромагнітного каналу зв'язку ВТС з пунктом управління?
5. У чому переваги гідравлічного і електромагнітного каналів зв'язку?
6. Як влаштована ВТС з проводовим каналом зв'язку?
7. У чому полягає сутність проводки свердловини з використанням систем геонавігації?



## **5 СУЧАСНЕ ЛАБОРАТОРНЕ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ І СПЕЦІАЛЬНИХ РІДИН**

### **Мета роботи**

Вивчення лабораторного обладнання для дослідження промивальних і спеціальних рідин.

### **Основні теоретичні положення**

Основна роль у забезпеченні якісного розкриття продуктивних пластів у складних гірничо-геологічних умовах належить промивальним рідинам. Тому промивальним рідинам у технології буріння свердловин (первинного і відновлювального) приділяється особлива увага. Технологічні властивості промивальних рідин поінтервально регламентуються проєктами на буріння свердловин і повинні чітко дотримуватись. Питаннями вивчення технологічних властивостей промивальних рідин займаються спеціалізовані лабораторії, які мають свої представництва на кожній свердловині, що знаходиться в бурінні. Пріоритетним напрямом діяльності таких лабораторій є використання сучасних систем дослідження промивальних і спеціальних рідин.

Рецептури промивальних і спеціальних рідин розробляють для конкретних гірничо-геологічних умов. Лабораторні дослідження хімічних реагентів і промивальних рідин дають змогу успішно втілювати проєкти з буріння свердловин.

В Україні бурові компанії підтримують і розширюють ділові контакти і науково-технічну співпрацю з дослідними інститутами України та зарубіжними сервісними компаніями «Baroid» («Halliburton»), «Sirius» (Germany) тощо.

Досвід бурових компаній з використання нових технологій промивання свердловин накопичено на родовищах України, зокрема і на шельфах Чорного та Азовського морів, близького і далекого зарубіжжя.

Інженерно-технічний супровід у напрямку промивальних рідин охоплює:

- розробку рецептур рідин і програм промивання свердловин;
- забезпечення необхідними матеріалами і хімічними реагентами;
- контроль і підтримання параметрів промивальних рідин на об'єктах;
- надання в оренду промивальних рідин (за необхідності);
- безпечну утилізацію відходів буріння.

У спеціалізованих компаніях працюють центральні науково-дослідні лабораторії. Крім того, на об'єктах фахівці виконують роботи в польових вагон-

лабораторіях, укомплектованих сучасними обладнанням і приладами за стандартами API.

За необхідності спеціалізованими компаніями зазвичай надаються мобільні складські приміщення, обладнання для приготування та очищення промивальних рідин, для відділення відходів буріння та фільтрації бурових стічних вод.

Фізико-хімічні лабораторії виконують такі функції:

- проведення оперативних досліджень (розроблення рецептур кислотних, водоізоляційних і полімерних розчинів), підбір інгібіторів і тестування на корозію з можливістю моделювання впливу пластових умов (до 180 °С);
- виконання лабораторного аналізу хімічних систем на взаємодію із свердловинними флюїдами, керном, шламом, промивальними рідинами та внутрішньосвердловинним обладнанням.

Центральні науково-дослідні лабораторії (рис. 5.1) укомплектовані сучасним обладнанням і приладами, які дають змогу проводити комплекс досліджень промивальних і спеціальних рідин за методиками Американського нафтового інституту (за стандартами API).

Обладнання дозволяє визначати більше 30 параметрів, які дають можливість оцінити якість і техніко-технологічні властивості промивальних рідин.



Рисунок 5.1 – Центральна науково-дослідна лабораторія промивальних і спеціальних рідин НТП «Бурова техніка» (Полтава)

У центральній лабораторії проводять:

- контроль і розширені дослідження проб промивальних рідин;
- контроль якості хімічних реагентів і матеріалів;
- забезпечення польових лабораторій обладнанням і витратними матеріалами.

Польові вагон-лабораторії комплектуються необхідними приладами для контролю параметрів промивальної рідини на свердловині (рис. 5.2, 5.3).

Стандартний набір приладів польової лабораторії дає можливість вимірювати 25 показників, які відображаються у добовому рапорті. За необхідності польову лабораторію доукомплектовують спеціальними приладами.



Рисунок 5.2 – Польовий вагон-лабораторія промивальних рідин  
(НТП «Бурова техніка»)

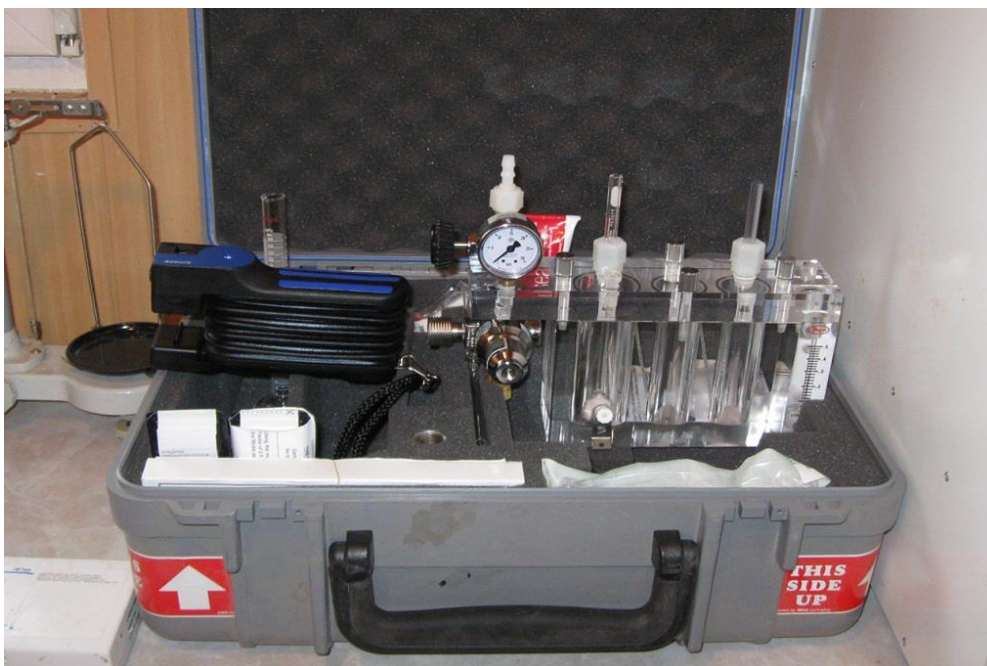


Рисунок 5.3 – Польове обладнання лабораторії промивальних рідин



Рисунок 5.4 – Вимірювання умовної в'язкості промивальної рідини на буровій у польових умовах (НТП «Бурова техніка»)





Рисунок 5.5 – Автоцистерна для перевезення промивальних і спеціальних рідин компанії «Geo Synthesis engineering» (Полтава)

### **Лабораторні прилади для дослідження технологічних властивостей промивальних і спеціальних рідин**

*Густина* – це маса одиниці об'єму промивальної рідини ( $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>). Вона характеризує здатність промивальної рідини здійснювати в свердловині гідродинамічні і гідростатичні функції:

- а) утримувати у змуленому стані і виносити із свердловини частинки породи найбільшого розміру;
- б) створювати гідростатичний тиск на стінки свердловини з метою попередження нафтогазопровивів і збереження цілісності стінок свердловини;
- в) забезпечення зниження ваги колони бурильних та обсадних труб, що сприяє зменшенню навантаження на талеву систему.

Густина промивальної рідини, що вміщує газ, називається *уявною*, а густина рідини без вмісту газу – *дійсною*.

У лабораторних умовах густина вимірюється з допомогою пікнометрів, ареометрів (рис. 5.6) і важільних ваг.

Ареометр для вимірювання густини промивальної рідини **АБР-1М** складається з мірного стакана, який заповнюється рідиною при замірюванні і прикріплюється до поплавка. На поверхні циліндричної частини поплавка, герметизованого пробкою, нанесені дві шкали для заміру густини в межах 900–1 700 кг/м<sup>3</sup> і 1 600–2 400 кг/м<sup>3</sup>. Прилад зберігають у футлярі, який закривається кришкою, що слугує ємністю для відбору проби.

Прилад занурюють у воду, що знаходиться у футлярі (ємності), на лівій шкалі відраховують величину відносної густини. При повному зануренні ареометра відкручують зйомний тягарець, і за рівнем води знову визначають відносну густину на правій шкалі для більшої густини.



Рисунок 5.6 – Вимірювання густини промивальної рідини за допомогою ареометра АБР-1М

*Умовна в'язкість* – це умовна характеристика гідравлічного опору прокачування промивальної рідини. Із збільшенням умовної в'язкості гідравлічні опори зростають, у зв'язку з чим погіршуються умови очищення вибою від вибуреної породи, ускладнюється перенесення енергії від насоса до вибійного двигуна, послаблюється інтенсивність розмиву породи на вибої свердловини. Величина умовної в'язкості залежить від розміру і форми використовуваного приладу.

Для оперативного якісного оцінювання умовної в'язкості промивальної рідини використовують **віскозиметром ВП-5 (воронка Марша за API 13В)** (рис. 5.7).



Рисунок 5.7 – Вимірювання умовної в'язкості віскозиметром ВП-5 (воронка Марша за API 13B)

Під *умовною в'язкістю* розуміють тривалість витікання  $500 \text{ см}^3$  ретельно перемішаної промивальної рідини через калібровану трубку з внутрішнім діаметром 5 мм і довжиною 100 мм приладу ВП-5 (**воронка Марша за API 13B**), у який наливо 700  $\text{см}^3$ . Для перевірки приладу замірюють умовну в'язкість прісної води. Час витікання 500  $\text{см}^3$  води повинен бути  $(15 \pm 0,5) \text{ с}$ .

Для кількісної оцінки описання руху промислових рідин використовують різні реологічні моделі. Для визначення реологічних характеристик використовують ротаційні віскозиметри.

**Віскозиметр OFITE 800 за стандартом API 13B (рис. 6.8) дозволяє визначати реологічні модель і властивості, статичне напруження зсуву промивальної рідини за кімнатної і підвищеної температур (до  $90 \text{ }^\circ\text{C}$ ).**



Рисунок 5.8 – Вимірювання реологічних властивостей 8-швидкісним віскозиметром OFITE 800

*Тиксотропні властивості.* Тиксотропією називають здатність суспензії утворювати структуру у стані спокою (холодець) і втрачати її при перемішуванні. Міцність утвореної суспензією структури у стані спокою називають *статичним напруженням зсуву* (СНЗ). СНЗ – це те напруження, яке необхідно створити, щоб зруйнувати структуру і відновити текучість системи. У спокою міцність структури зростає в часі, асимптотично наближаючись до верхньої межі. Промивальна рідина характеризується двома значеннями статичного напруження зсуву: початковим ( $\theta_1$ ), яке заміряють через 1 хв спокою після інтенсивного перемішування, і другим ( $\theta_{10}$ ), яке заміряють після 10 хв спокою. Перша величина ( $\theta_1$ ) характеризує утримувальну здатність промивальної рідини.

Статичне напруження зсуву вимірюють в Па з допомогою приладу СНС-2 (рис. 5.9) або ротаційних віскозиметрів.





Рисунок 5.9 – Вимірювання статичного напруження зсуву (CH3) на приладі СНС-2

Про ступінь тиксотропності судять за різницею  $\theta_{10} - \theta_1$ , або їхнім відношенням. Чим більша різниця (відношення), тим тиксотропніша суспензія. Для буріння у більшості випадків бажано використовувати низькотиксотропні рідини, у яких  $\theta_1$  достатнє для утримання у змуленому стані вибурених частинок після припинення циркуляції.

*Фільтраційні властивості.* Фільтрація ( $\Phi$ ) вимірюється в  $\text{см}^3 / 30 \text{ хв.}$  і характеризує здатність промивальної рідини фільтруватись в стінки свердловини під впливом перепаду тиску з утворенням малопроникної фільтраційної кірки. За величину фільтрації беруть об'єм фільтрату, який відділяється від промивальної рідини протягом 30 хв при фільтруванні через паперовий фільтр площею  $44 \text{ см}^2$  (діаметром 75 мм) при визначеному перепаді тиску. Цей параметр називають *показником фільтровіддачі  $\Phi_{30}$*  (якщо рідина на водній основі – *водовіддачею*).

Фільтрація залежить від складу промивальної рідини, дисперсності твердих частинок, перепаду тиску, температури та деяких інших чинників. Фільтрація зменшується із збільшенням вмісту колоїдних частинок, зростає при збільшенні концентрації грубодисперсних частинок (наприклад, обважнювача), а також із підвищенням температури. У разі збільшення перепаду тиску фільтрація зазвичай зростає.

Фільтрація у статичних умовах завжди суттєво менша, ніж під час руху промивальної рідини. Це пояснюється тим, що у спокою проникність фільтраційної кірки зменшується у міру утворення нових її шарів, з часом процес фільтрації дисперсійного середовища може взагалі припинитись. Під час руху промивальної рідини в якийсь момент настає рівновага між відкладенням нових шарів кірки і змиву їх потоком рідини, що рухається вздовж поверхні фільтра, і швидкість фільтрування дисперсійного середовища стабілізується. Чим більша швидкість руху, тим вища, за інших рівних умов, фільтровіддача.

Фільтраційні властивості вимірюють в статичних умовах з допомогою приладу ВМ-6 (рис. 5.10). Прилад ВМ-6 складається з напірного і фільтраційного вузлів. Процес фільтрації здійснюється через паперовий фільтр, який розміщений на дні спеціального пристосування.



Рисунок 5.10 – Вимірювання показника фільтрації приладом ВМ-6

У напірний вузол входить циліндр, плунжер і шкала, яка закріплена на плунжері. На верхньому кінці циліндра нанесена відлікова мітка. Для встановлення шкали на «нуль» і спуску надлишкового мастила з циліндра у нижній його частині є отвір, який перекривається голковим клапаном.

Фільтраційний вузол складається з фільтраційного стакана і підставки. У нижній частині підставки є отвір, який перекривається перед заповненням фільтраційного стакана гумовим корком. Досліджуваний розчин заливається в фільтраційний стакан із попередньо змоченим водою паперовим фільтром на підставці. На фільтраційний стакан, закритий клапаном, нагвинчений циліндр, заповнений поверх розчину машинним мастилом. У цей циліндр входить плунжер зі шкалою, який створює тиск фільтрації, рівний 0,1 МПа. Фільтрація починається після відкриття отвору у підставці.

При фільтрації дисперсійного середовища з промивальної рідини на стінках свердловини (фільтраційному папері) утворюється фільтраційна кірка, яка є однією з характеристик фільтраційних властивостей. Фільтраційна кірка повинна запобігати руйнуванню стінок свердловини, попередити інтенсивну фільтрацію в пласт та ін. У той же час утворення грубої, пухкої кірки обумовлює виникнення ускладнень у процесі буріння. Чим тонша кірка, тим менша її проникність і краща кіркоутворювальна здатність.

Вимірювання статичної фільтрації за стандартом API 13B проводиться фільтр-пресом настільним (рис. 5.11).



Рисунок 5.11 – Вимірювання статичної фільтрації фільтр-пресом настільним за стандартом API 13B



Фільтр-прес настільний за стандартом API 13B призначений для вимірювання статичної фільтрації за кімнатної температури і перепаду тиску 0,7 МПа.

Фільтр-прес (рис. 5.12) призначений для імітації умов на вибої свердловини. Дозволяє визначати фільтраційні властивості в умовах високої температури і високого тиску. Температура випробувань може досягати 175 °С, тиск – понад 2 000 psi (13,8 МПа). Як заміну фільтрувального паперу можливе використання керамічних дисків із порами різного діаметра, що дозволяє моделювати умови пласта.



Рисунок 5.12 – Прилад фільтр-прес (НРНТ) за стандартом API 13B для визначення фільтрації за високого тиску та високої температури

Статичний коефіцієнт тертя кірки визначається за допомогою приладу КТК-2 (рис. 5.13). На циліндричну поверхню, яка знаходиться на рухомій плиті основи-столика, встановлюють фільтр із кіркою і поміщають на неї циліндр, протертий спиртом. Через 10 хв приводять в рух плиту. Столик піднімається під кутом до горизонтальної поверхні і визначається мінімальний кут тертя  $\varphi$  в град, за якого циліндр втрачає рівновагу. За таблицею знаходимо коефіцієнт тертя кірки  $K = \operatorname{tg} \varphi$ .

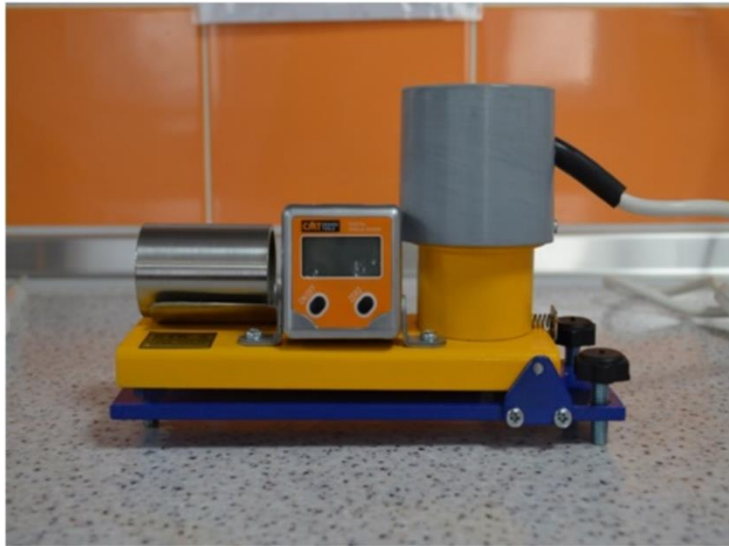


Рисунок 5.13 – Прилад для визначення коефіцієнта тертя фільтраційної кірки КТК-2

Реторти (рис. 5.14) призначені для отримання інформації про вміст води, вуглеводнів і твердої фази, що є основою для регулювання властивостей промивальної рідини, таких як водонафтовий фактор, реологія, густина, фільтрація і солоність рідкої фази. Вивчення седиментаційних осадів у промивальних рідинах необхідне для оцінки в'язкості.

Під час тестування відомий об'єм рідини нагрівають у камері реторти для випарювання складових рідини. Пара конденсується і збирається у мірний циліндр. Процентне співвідношення об'ємів як зважених, так і розчинених речовин розраховується шляхом віднімання загального кінцевого об'єму від початкового об'єму рідини.



Рисунок 5.14 – Реторта OFITE за API 13B

Знання про вміст води, нафти і твердих частинок є фундаментальним для належного контролю властивостей промивальної рідини. Поточний контроль вмісту води, нафти і твердих частинок у процесі буріння дозволяє точно регулювати співвідношення нафти і води, реологію, густину, фільтрацію і солоність водної фази. Знання змісту твердих частинок у промивальній рідині на вуглеводневій основі важливе для підбору обладнання для видалення твердої фази.

Знімні камери реторт OFITE розраховані на 50 мл, 20 мл або 10 мл.

OFITE випускає реторти на 50 і 20 мл з цифровими температурними контролерами, що дають оператору можливість установки температури і знижують ймовірність перегріву. Лампа-індикатор загоряється на початку випробування і відключається після його закінчення. Камера, нагрівач, шнур адаптера, скляний посуд і приналежності знаходяться у портативному футлярі, виготовленому з нержавіючої сталі.



Рисунок 5.15 – Прилад  $pH$ -метр для визначення водневого показника  $pH$ , який характеризує концентрацію іонів водню у промивальній рідині

*Водневий показник  $pH$*  – це логарифм концентрації водневих іонів у фільтраті промивальної рідини, взятий з протилежним знаком. Водневий показник електрично нейтрального середовища  $pH = 7$ , лужного середовища  $7 < pH \leq 14$ , кислого  $1 \leq pH < 7$ . Водневий показник має дуже важливе значення для оцінки якості промивальних рідин на водній основі. Деякі види хімічно оброблених рідин стабільні лише у визначеному діапазоні  $pH$ . За  $pH < 7$  суттєво інтенсифікується корозія сталевих труб, а за  $pH \geq 10$  – труб із алюмінієвих сплавів.

### Завдання

Необхідно прочитати та вивчити наведену теоретичну частину до практичної роботи. За необхідності можна використовувати також рекомендовану літературу, перелік якої наведено нижче. Підготувати відповіді на контрольні запитання. Оформити звіт до практичної роботи.

### *Контрольні запитання*

1. Якими приладами вимірюють густину промивальних рідин?
2. Якими приладами вимірюють умовну в'язкість промивальних рідин?
3. Якими приладами вимірюють реологічні властивості промивальних рідин?

4. Якими приладами вимірюють статичне напруження зсуву промивальної рідини?
5. Якими приладами вимірюють показники фільтрації промивальної рідини за кімнатної температури?
6. Якими приладами вимірюють показники фільтрації промивальної рідини при вибійних умовах свердловини?
7. Якими приладами вимірюють коефіцієнт тертя кірки промивальної рідини?
8. Якими приладами вимірюють водневий показник рН промивальної рідини?

## **6 ВИБІР ТЕХНОЛОГІЇ ВПЛИВУ НА ПЛАСТИ ДЛЯ КОНКРЕТНИХ ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИХ УМОВ**

### **Мета роботи**

Засвоїти навик вибору технології впливу на пласт для конкретних геолого-промислових умов.

### **Актуальність теми**

Сьогодні на родовищах країни застосовується велика кількість найрізноманітніших методів впливу на привибійну зону пласта (ПЗП): теплові, гідродинамічні, фізико-хімічні. Мета здійснюваних зараз обробок свердловин – вплив на окремі свердловини, які ніби «відриваються» від усього пласта, які беруть участь у процесі розробки. З урахуванням погіршення структури запасів газу і важливості підтримування хороших колекторських властивостей привибійної зони пласта видобувних свердловин логічно припустити, що системне застосування наявних технологій обробки присвердловинних зон пласта дозволить поліпшити регульовальні можливості видобувних свердловин, а також знизити матеріальні і трудові ресурси, необхідні для вирішення проблем, що виникають.

### **Основні теоретичні положення**

Вирішення найважливішої проблеми підвищення ефективності розробки нових і особливо дорозробки тривало експлуатованих газових і газоконденсатних родовищ можливе тільки при широкому промисловому використанні штучних методів управління продуктивністю свердловин. Особливу увагу при цьому заслуговують малодебітні свердловини, кількість яких неухильно зростає, а від ефективності роботи з таким фондом залежить як загальний видобуток газу і конденсату, так і собівартість видобутку газу і конденсату.

Загальновідомо, що після закінчення буріння та освоєння продуктивність свердловин істотно менша їхніх потенційних можливостей. Аналіз стану видобутку газу і газоконденсату на багатьох родовищах свідчить, що однією з основних причин зниження видобутку вуглеводнів є погіршення колекторських властивостей порід у привибійній зоні у процесі розкриття пластів і їхньої розробки. Особливістю будови продуктивних пластів є широкий розвиток низькопроникних колекторів, що містять значні запаси вуглеводнів. Численні дослідження і промисловий досвід показують, що в процесі буріння і освоєння свердловин погіршується фільтраційна характеристика привибійної зони пласта



(ПЗП), що обумовлено проникненням у пласт фільтрату і твердої фази промивальної рідини. Залежно від конкретних умов буріння фільтрати промивальних рідин можуть проникати в продуктивні пласти на глибину до 3 м, але переважно до 1,5 м. При цьому вода, що потрапила в пласт або фільтрат промивальної рідини відтісняють флюїд із привибійної зони у глибину пласта, викликаючи в цій зоні зниження природної проникності колектора до 50 % і більше.

Недосконалість закінчування свердловин у процесі розкриття продуктивних пластів бурінням і перфорацією, а також недосконалість методів їхнього освоєння та експлуатації часто призводить до занижених показників експлуатації свердловин. Більше того, з цих причин експлуатаційні свердловини нерідко не працюють, хоча їхній потенціал далеко не вичерпаний.

Поєднання методів і пристроїв, які гарантують забезпечення надійного гідродинамічного зв'язку між свердловиною і пластом у процесі освоєння і експлуатації, дозволяє вирішити задачу швидкого, економічного і якісного введення об'єкта в експлуатацію та підтримку його протягом життєвого циклу.

У практиці видобутку газу знайшли застосування різні методи впливу на привибійну зону пласта: обробки органічними і неорганічними кислотами і розчинниками, обробки поверхнево-активними речовинами, гідропіскоструминні і гідромоніторні обробки, гідравлічний розрив пласта, дренавання пластів, а також різне поєднання методів, так звані технологічні комплекси впливу на привибійну зону пласта.

Вибір методу впливу і технології його здійснення повинні базуватися на ретельному та багатофакторному вивченні причинно-наслідкових зв'язків між об'єктом впливу – конкретною свердловиною з її геолого-технічною характеристикою і предметом впливу – методом з його механізмом, технологією і регламентами застосування.

#### *1. Кислотний вплив на пласт:*

- звичайна кислотна обробка водним розчином соляної кислоти;
- глинокислотна обробка водним розчином соляної і плавикової кислоти;
- обробка кислотними розчинами на основі суміші неорганічних кислот (HCl, HF) і органічних кислот (оцтова, сульфамінова, оксидат та ін.);
- термокислотні обробки.

Кислотний вплив використовується:

- а) під час освоєння і введення в експлуатацію видобувних і нагнітальних свердловин;

б) для підвищення продуктивності видобувних і приймальності нагнітальних свердловин шляхом розширення фільтраційних каналів;

в) для очищення фільтра і приви́бійної зони від утворень, обумовлених процесами видобутку нафти і закачування води;

г) для очищення фільтра і приви́бійної зони від утворень, обумовлених процесами ремонту свердловин;

д) для ініціювання інших методів впливу на приви́бійну зону.

Кислотні обробки можуть застосовуватися при різному літологічному складі породи і різній природній проникності пласта-колектора.

2. *Гідропіскоструминний вплив* найчастіше використовується в умовах, коли кумулятивна або кульова перфорація не дає належного результату. За такої перфорації діаметри отворів у колоні рівні 12–20 мм, глибина каналів у 2,5–4 рази більша, ніж при кумулятивній перфорації, і досягає 500 мм, а площа фільтрації каналу вища у 20–30 разів.

3. *Гідравлічний розрив пласта:*

– розрив гірської породи в'язкою рідиною розриву;

– розрив гірської породи кислотним розчином.

ГРП використовується:

а) у низькопроникних колекторах:

– забезпечує збільшення фільтраційної поверхні, при цьому повинні дотримуватися такі умови:

– ефективна товщина пласта не менше 5 м;

– відсутність у продукції свердловин газу з газової шапки, а також закачуваної або законтурної води;

– продуктивний пласт, що піддається ГРП, відділений від інших проникних пластів непроникними розділами, товщиною більше 8–10 м;

– віддаленість свердловини від ГНК і ВНК повинна перевищувати відстань між видобувними свердловинами;

– накопичений відбір нафти із свердловини не повинен перевищувати 20 % від питомих запасів, що видобувають;

– розчленованість продуктивного інтервалу (що піддається ГРП) не більше 3–5;

– свердловина має бути технічно справна, як стан експлуатаційної колони, так і зчеплення цементного каменю з колоною і породою, має бути задовільним в інтервалі вище і нижче фільтра на 50 м;

– проникність пласта не більше  $0,03 \text{ мкм}^2$  за в'язкості нафти в пластових умовах не більше  $5 \text{ МПа} \cdot \text{с}$ .

б) у колекторах середньої і низької проникності для інтенсифікації видобутку газу шляхом ліквідації підвищених фільтраційних опорів у приви́бійній зоні, при цьому повинні дотримуватись такі умови:

- початкова продуктивність свердловини значно нижча за продуктивність оточуючих свердловин;

- наявність скін-ефекту на кривій відновлення тиску (КВТ);

- обводненість продукції свердловин не повинна перевищувати 20 %.

У свердловинах з відкритим вибоєм ГРП зазвичай не проводиться через відсутність надійних пакерів.

### **Завдання**

Необхідно прочитати та вивчити наведену теоретичну частину до практичної роботи. За необхідності можна використовувати також рекомендовану літературу, перелік якої наведено нижче.

Підготувати відповіді на контрольні запитання. Оформити звіт до практичної роботи.

### ***Контрольні запитання***

1. Які методи впливу на приви́бійну зону пласта застосовуються у нафтогазовидобуванні?

2. Яка умова застосування методів впливу на пласти?

3. Як вибирають технології впливу на пласти?

4. Назвіть види кислотних впливів та умови їхнього застосування.

5. Як впливає на пласти гідропіскоструминна обробка?

6. Які умови застосування гідророзриву пластів?

## **7 ПРОЄКТУВАННЯ ПЕРІОДИЧНОЇ ЕЛЕКТРОТЕПЛОВОЇ ОБРОБКИ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ**

### **Мета роботи**

Отримати навички проєктування періодичної електротеплової обробки привибійної зони свердловини.

### **Актуальність теми**

Періодична електротеплова обробка свердловин полягає в періодичному кондуктивному прогріванні привибійної зони пласта для періодичного збільшення нафтопроникності колектора.

### **Основні теоретичні положення**

Теплові методи впливу на нафтові пласти основані на прогріванні привибійної зони пласта з метою розплавлення і видалення з неї асфальтенів, смол, парафінів. Також їх застосовують для зменшення в'язкості нафти. До найпоширеніших з цих методів відносять закачування у привибійну зону пласта теплоносіїв (водяна пара, гаряча нафта) і нагрівання привибійної зони вибійними нагрівачами.

Роботи з теплового впливу на пласт запобігають утворенню чи усувають парафіністі та смоляністі відклади у поровому просторі пласта і сприяють підвищенню поточного і накопиченого видобутку нафти.

Теплові дії як загалом на нафтові поклади, так і зокрема на привибійні зони у видобувних свердловинах застосовуються на родовищах, які містять нафту з високою в'язкістю і підвищеною густиною в пластових умовах, з великим вмістом парафіну, смол і асфальтенів. Видобувати таку нафту звичайними методами важко. Теплові методи впливу у поєднанні з хімічними та іншими методами в таких випадках дають добрі результати з підвищення нафтовилучення.

Суть теплових методів полягає в тому, що поряд із підтримуванням пластового тиску (із гідродинамічним витісненням нафти) здійснюється підвищення температури в покладі, що сприяє значному зменшенню в'язкості нафти, зростанню її рухомості, випаровуванню легких фракцій тощо. Об'єктами їхнього застосування є поклади високов'язкої смолистої нафти аж до бітумів, поклади нафти, яка характеризується неньютонівськими властивостями, а також поклади, початкова пластова температура яких дорівнює температурі насичення нафти парафіном або є близькою до неї.

Високою в'язкістю характеризується відносно велика частина відомих запасів нафти у світі, причому спостерігається тенденція до її зростання. Інші методи розробки таких родовищ і підвищення нафтовилучення або непридатні до застосування, або не забезпечують достатньої ефективності. Тепловий вплив на привибійну зону, окрім того, подовжує міжремонтний період роботи свердловин, оскільки завдяки постійному прогріванню знижується в'язкість нафти, локально підвищується її температура; у зв'язку з цим зменшується і кількість парафіну, що відкладається у привибійній зоні і частково на стінках ліфтових труб.

Основним призначенням теплової дії на привибійну зону пласта є відновлення її проникності шляхом розплавлення і розчинення відкладеного на стінках фільтраційних каналів парафіну і адсорбційно-сольватних шарів активних компонентів нафти (смоли, асфальтени, органічних кислот).

Промислова практика засвідчила, що на родовищах із в'язкою і важкою нафтою теплові методи впливу на привибійну зону сприяють збільшенню продуктивності свердловин шляхом зниження в'язкості нафти й очищення фільтраційних каналів від асфальтено-смолистих, парафінових та інших відкладів.

Суть теплового оброблення або термооброблення (ТО) полягає в прогріванні привибійної зони пласта і стовбура свердловини з метою розплавлення і видалення парафіно-смолистих відкладів на поверхню разом із видобуваною нафтою. Теплота може бути внесена локально у привибійну зону продуктивного пласта двома способами:

а) теплопередачею в пласт по скелету насиченою рідиною гірської породи від джерела теплоти (електронагрівача), котрий розміщений у свердловині в інтервалі продуктивного пласта (способом кондуктивного прогрівання стаціонарно або періодично);

б) конвективним тепломасоперенесенням шляхом нагнітання у свердловину і далі в пласт теплоносіїв (насиченої або перегрітої водяної пари, гарячої води, нафти тощо).

Як джерело тепла для кондуктивного методу теплового впливу найбільш широко використовуються глибинні електронагрівачі. Тому найпоширеніші періодична електротеплова обробка та стаціонарна електротеплова обробка.

Як теплоносій при впливі на вибій найбільше використовується насичена пара.

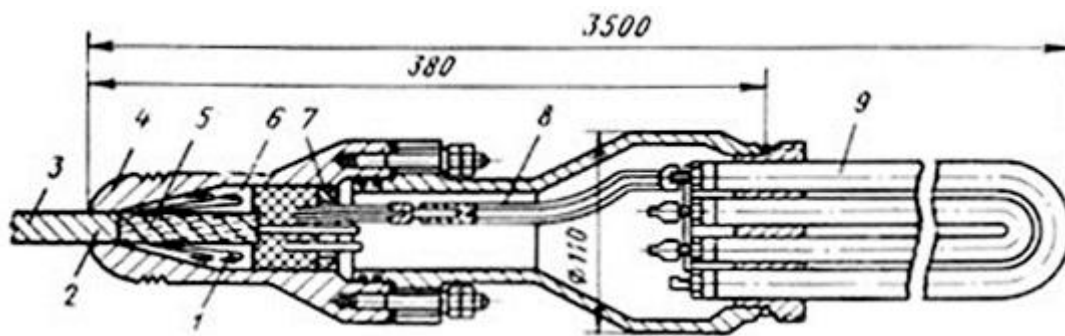


Рисунок 7.1 – Свердловинний електронагрівач:

- 1 – кріплення кабелю; 2 – дротяний бандаж; 3 – кабель-трос;  
 4 – головка нагрівача; 5 – азбестове обплетення; 6 – свинцева заливка;  
 7 – натискна гайка; 8 – клемна порожнина; 9 – нагрівальні трубки

Періодична електротеплова обробка свердловин полягає у періодичному кондуктивному прогріванні привибійної зони пласта від глибинного електронагрівача, встановленого в інтервалі пласта. При цьому експлуатацію свердловини припиняють та витягують глибиннонасосне обладнання. Потім на кабель-тросі в інтервал продуктивного пласта спускають глибинний електронагрівач і прогрівають пласт від 3 діб до 7 діб, після чого електронагрівач піднімають і відновлюють експлуатацію свердловини. Оскільки привибійна зона дуже інтенсивно остигає (темп охолодження становить 3–8 град/год), тривалість вилучення електронагрівача зі свердловини та час пуску свердловини в експлуатацію мають бути мінімальними, оскільки розплавлені асфальтосмолисті та парафінові відкладення після зниження температури знову тверднуть і обробка виявиться неефективною.

Оскільки періодична електротеплова обробка проводиться переважно з метою періодичного збільшення нафтопроникності колектора, теплові обробки проводять на родовищах з малов'язкими (до 10 мПа · с), парафіністими (понад 3–4 %) нафтами, з високим вмістом асфальтосмолистих компонентів (понад 5–6 %). Але оскільки охолодження пласта починається відразу після відключення нагрівача, тривалість його підйому і час пуску свердловини в експлуатацію не повинні перевищувати 5–7 год. Звідси глибина інтервалу продуктивного пласта не повинна перевищувати 1 200–1 400 м.

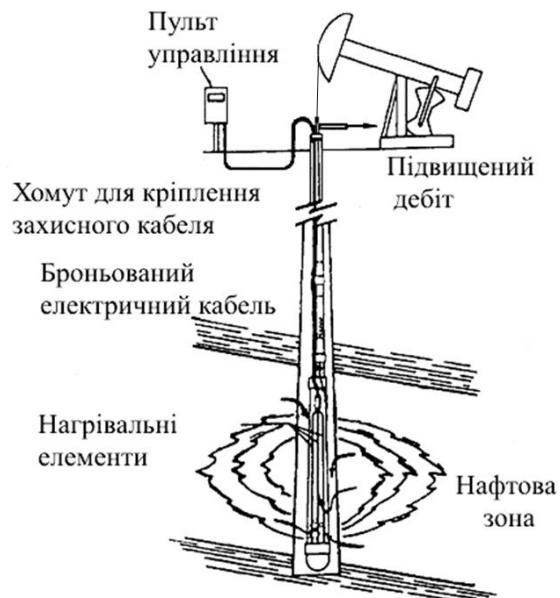


Рисунок 7.2 – Вибійна електронагрівальна система

Для підвищення ефективності обробок та уникнення передчасного затвердіння смолопарафінових відкладень у привибійну зону перед обробкою іноді задавлюють невеликий об'єм (16–20 м<sup>3</sup>) розчинника (піроконденсату – побічного продукту нафтоперегонного заводу). Потім привибійну зону прогрівають. Парафіносмолисті відкладення, розплавляючись під дією високої температури, розчиняються в розчиннику і не випадають в порах колектора навіть після повного зниження температури.

Періодична електротеплова обробка привибійної зони – ефективний засіб підвищення дебітів видобувних свердловин коли продукція представлена в'язкою рідиною (нафтою) і в привибійній зоні відбувається відкладення смол та парафінів.

Для розрахунку процесу періодичної теплової обробки використовують графічні залежності, подані на рисунках 7.3, 7.4, 7.5.

### Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити основні показники електротеплової обробки привибійної зони свердловини.

### Порядок виконання роботи

1. Визначаємо підвищення вибійної температури  $\Delta t_{\text{виб}}$ , користуючись номограмами (рис. 7.3, 7.4).
2. Визначаємо час обробки  $\tau$ , користуючись номограмами (рис. 7.4, 7.5).

## Приклад

*Вихідні дані:*

Визначити основні показники електротеплової обробки приви́бійної зони свердловини, якщо продуктивний горизонт представлений пісковиком:

- діаметр приви́бійної зони  $d = 168$  мм;
- в'язкість нафти у пластових умовах  $\mu_{н.п} = 90$  мПа · с;
- обводненість продукції  $B = 0,3$ ;
- використовується електронагрівач потужністю  $N = 25$  кВт;
- радіус прогріву  $r_{п} = 1,2$  м.

*Розв'язання:*

1. З графіка (рис. 7.3) визначаємо параметр  $K = 1,1$  для обводненості  $B = 0,3$ .

На номограмі для визначення параметрів періодичної електротеплової обробки приви́бійної зони (рис. 7.4) відкладаємо на лівій осі абсцис величину  $K = 1,1$  і з цієї точки проводимо перпендикуляр до перетину з лінією  $D_c = 0,168$  м і  $N = 25$  кВт. З точки перетину проводимо горизонталь до осі ординат  $\varphi_{п}$ , і визначаємо  $\ln \Delta t_{виб} = 5,58$ . Звідси знаходимо підвищення ви́бійної температури становить  $\Delta t_{виб} = 265,1$  °С.

2. На правій осі абсцис (рис. 7.4) відкладаємо обводнення  $B = 0,3$  і проводимо горизонталь до перетину з лінією «пісковик,  $D_c = 168$  мм». З точки перетину проводимо перпендикуляр до перетину зі штриховою лінією, одержуємо точку  $A$ . З точки  $A$  під кутом  $45^\circ$  проводимо лінію до перетину з лівою віссю абсцис, отримуємо  $\varphi_{п} = 5,25$ .

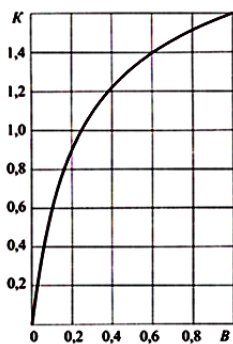


Рисунок 7.3 – Залежність параметра  $K$  від обводненості продукції при в'язкості пластової нафти

$$\mu_{н.п} > 80 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

Для визначення часу обробки використаємо номограму на рисунку 7.5. Відкладаємо на шкалі  $\varphi_{п}$  величину  $5,25$  і проводимо вертикаль до перетину з лінією «пісковик». Точку перетину проектуємо на вісь абсцис зі значенням  $r_{п} = 0$ , одержуємо точку  $B$ . Через точку  $B$  проводимо пряму лінію під кутом  $45^\circ$ .



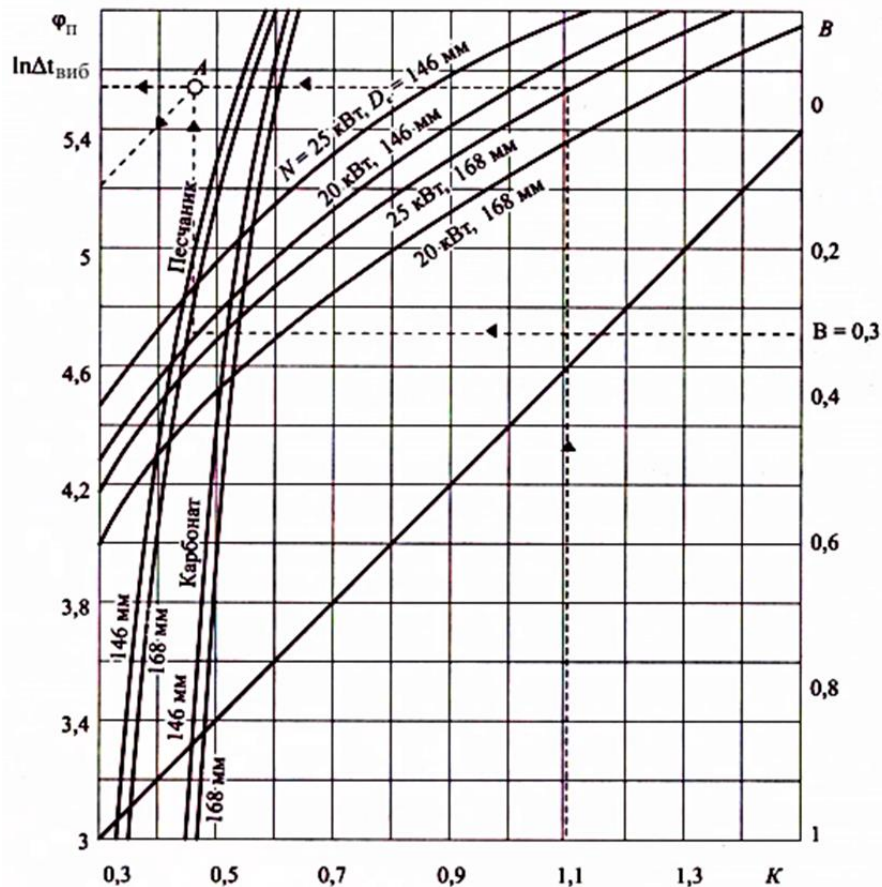


Рисунок 7.4 – Номограма для розрахунку параметрів періодичної електротеплової обробки привибійної зони

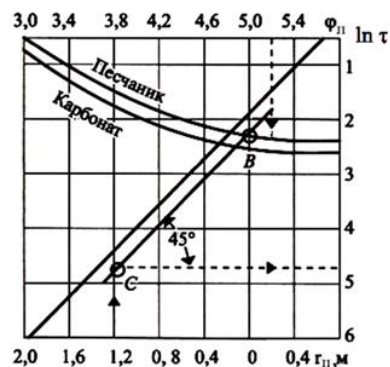


Рисунок 7.5 – Номограма для розрахунку тривалості електротеплової обробки  $\ln \tau$

На осі  $r_{\pi}$  відкладаємо величину  $r_{\pi} = 1,2$  м і з цієї точки проводимо перпендикуляр до його перетину із проведеною з точки  $B$  лінією. Одержуємо точку перетину  $C$ , яку проєктуємо на вісь логарифму часу обробки  $\ln \tau$ , отримуємо  $\ln \tau = 4,6$ . Звідки одержуємо час обробки  $\tau = 99,5$  год.

*Відповідь:* Параметри електротеплової обробки такі:

1) підвищення вибійної температури  $\Delta t_{\text{виб}} = 265,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

2) час обробки  $\tau = 99,5 \text{ год.}$

**Вихідні дані для виконання практичної роботи наведені в таблиці 7.1.**

Таблиця 7.1 – Вихідні дані

| Варіанти | $D_c$ , мм | $B$  | $N$ , кВт | $r_{\text{п}}$ , м |
|----------|------------|------|-----------|--------------------|
| 1        | 146        | 0,4  | 20        | 1                  |
| 2        | 146        | 0,2  | 25        | 1,1                |
| 3        | 168        | 0,5  | 25        | 0,8                |
| 4        | 146        | 0,3  | 20        | 1                  |
| 5        | 168        | 0,8  | 20        | 1,5                |
| 6        | 146        | 0,1  | 20        | 1,1                |
| 7        | 168        | 0,4  | 20        | 1,4                |
| 8        | 168        | 0,4  | 20        | 1                  |
| 9        | 146        | 0,2  | 20        | 1                  |
| 10       | 146        | 0,15 | 20        | 0,8                |
| 11       | 146        | 0,2  | 25        | 1                  |
| 12       | 146        | 0,5  | 25        | 1,1                |
| 13       | 168        | 0,3  | 20        | 0,8                |
| 14       | 146        | 0,8  | 20        | 1                  |
| 15       | 168        | 0,1  | 20        | 1,5                |
| 16       | 146        | 0,4  | 20        | 1,1                |
| 17       | 168        | 0,4  | 20        | 1,4                |
| 18       | 168        | 0,2  | 20        | 1                  |
| 19       | 146        | 0,15 | 20        | 1                  |
| 20       | 146        | 0,3  | 25        | 0,8                |
| 21       | 146        | 0,8  | 25        | 1                  |
| 22       | 168        | 0,1  | 20        | 1,1                |
| 23       | 146        | 0,4  | 20        | 0,8                |
| 24       | 168        | 0,4  | 20        | 1                  |
| 25       | 146        | 0,2  | 20        | 1,5                |
| 26       | 168        | 0,15 | 20        | 1,1                |

### ***Контрольні запитання***

1. На чому засновані теплові методи впливу на нафтові пласти?
2. Яке основне призначення теплової дії на привибійну зону пласта?
3. У чому полягає суть теплового оброблення або термооброблення (ТО)?
4. Якими способами може бути внесена теплота у привибійну зону продуктивного пласта?
5. У чому полягає періодична електротеплова обробка свердловин?

## 8 РОЗРАХУНОК ПРОМИСЛОВОГО ПРОЦЕСУ ТЕПЛОВОЇ ОБРОБКИ ПЛАСТА

### Мета роботи

Отримання навичок розрахунку промислового процесу теплової обробки пласта.

### Актуальність теми

Відомо, що процесом вилучення нафти охоплено переважно склепіння покладу, а залишкова нафта зосереджена на перифірійній частині покладу. Буріння нових свердловин економічно не доцільно. Тому інтенсифікація видобутку нафти має бути здійснена із застосуванням методів підвищення продуктивності свердловин. Через високу в'язкість пластової нафти для цього рекомендується обробка свердловин паром.

Теплова обробка привибійної зони з циклічним закачуванням пари зазвичай показує більшу ефективність, ніж електропрогрів. Стаціонарна електротеплова обробка застосовується на родовищах з парафіністими, в'язкими нафтами.

### Основні теоретичні положення

При *стаціонарній електротепловій обробці* у свердловині в інтервалі пласта спільно з глибинно-насосним обладнанням встановлюють стаціонарний електронагрівач, за допомогою якого здійснюють прогрів пласта в процесі експлуатації безперервно або за певним режимом. Оскільки при цьому постійно підтримуються високі значення нафтопроникності колектора та низькі величини в'язкості, стаціонарна електротеплова обробка застосовується на родовищах з парафіністими (більше 3–4 %), в'язкими (більше 10 мПа · с) нафтами. Водночас глибина свердловин не має значення, ефективність визначається лише працездатністю глибинного нагрівального обладнання (кабеля, електронагрівача).

*Паротеплова обробка* полягає в періодичному прогріванні привибійної зони свердловин (ПЗС) шляхом нагнітання в пласт насиченої пари. При цьому свердловину зупиняють, витягують глибинно-насосне обладнання і в продуктивний пласт нагнітають пару з таким розрахунком, щоб утворилася парова зона радіусом 10–20 м. Після цього свердловину зазвичай герметизують і витримують протягом 2–3 діб. Вважається, що за цей період відбувається перерозподіл тиску і температури, а також капілярне просочення неохоплених впливом ділянок колектора гарячим конденсатом.

Для паротеплових обробок придатні родовища глибиною до 1 000 м, що містять нафту з в'язкістю у пластових умовах понад 50 мПа · с. При цьому співвідношення в'язкостей у пластових умовах і за температури насиченої пари, що відповідає поточному пластовому тиску, має бути не менше 2–3. Радіус парафіносмолистих відкладень у привибійній зоні може перевищувати 1,0 м. Якщо радіус парафіносмолистих відкладень менший 1 м, то економічно доцільніше застосування електротеплової обробки.

*Привибійна зона свердловини* – це область, де всі процеси, що супроводжують експлуатацію свердловини, протікають найефективніше. Під час проєктування та проведення пароциклічної обробки мають бути розглянуті такі питання, як вибір обладнання, розробка схеми облаштування, складання програми проведення заходу, оцінка доцільності проведення заходу, оцінка температурних умов, обґрунтування параметрів пароциклічної обробки, а також проведення гідравлічного розрахунку для конкретної свердловини визначення можливих параметрів і темпів закачуваної пари.

Теплова обробка привибійної зони свердловини із циклічним закачуванням пари зазвичай дає більшу ефективність, ніж електропрогрів, але тільки при малих глибинах. Під час закачування пари кількість теплової енергії, введеної в пласт, залежить від глибини вибою, оскільки від гирла до вибою відбуваються теплові втрати. За даними промислових робіт закачування пари з витратою 1 т/год за глибини 800 м взагалі виявляється неефективним, тому що на вибій надходить практично холодний конденсат. Чим вища швидкість закачування, тим менші теплові втрати в НКТ. Теоретичні та дослідні оцінки показують, що лише за темпів закачування 4–5 т/год вдається зменшити теплові втрати в НКТ до 20 % від загальної кількості теплоти, що підводиться до гирла свердловини за її глибини близько 800 м.

Таким чином, ефективність циклічного закачування пари може бути високою за малих глибин.

### **Завдання**

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити загальну тривалість теплової обробки ділянки пласта.

### **Порядок виконання роботи**

1. Визначаємо об'єм пласта, підданого тепловій обробці.
2. Визначаємо абсолютні запаси нафти на початок теплової обробки.
3. Визначаємо об'єм нафти, який можна витіснити з пласта парою.
4. Визначаємо об'єм попередньо прогріваної привибійної зони пласта.

5. Визначаємо кількість теплової енергії, потрібної для нагрівання об'єму попередньо прогріваної приви́бійної зони пласта.
6. Визначаємо загальну кількість газу, потрібну для отримання енергії для нагрівання об'єму попередньо прогріваної приви́бійної зони пласта.
7. Визначаємо витрату повітря на згоряння газу для нагрівання об'єму попередньо прогріваної приви́бійної зони пласта.
8. Визначаємо об'єм газоповітряної суміші.
9. Визначаємо радіус попереднього обігріву пласта.
10. Визначаємо тривалість нагрівання пласта.
11. Визначаємо загальний об'єм води, необхідний для нагнітання в пласт.
12. Визначаємо тривалість витіснення нафти парою.
13. Визначаємо загальну тривалість теплової обробки ділянки пласта.

### Приклад

*Вихідні дані:*

Визначити загальну тривалість теплової обробки ділянки пласта, якщо:

- теплова обробка пласта ведеться комбінованим методом і складається з двох етапів: на першому етапі приви́бійна зона нагнітальної свердловини підігрівається газоповітряною сумішшю; на другому етапі у пласт нагнітається холодна вода для отримання пари і витіснення нею нафти;
- свердловини розташовані за семиточковою схемою (шість експлуатаційних свердловин по колу і одна нагнітальна в центрі);
- відстань між експлуатаційними та нагнітальними свердловинами  $R = 100$  м;
- середня потужність пласта  $h = 20$  м;
- пористість пласта  $m = 0,2$ ;
- залишкова нафтонасиченість пласта  $\beta = 0,5$ .

*Розв'язання:*

1. Визначаємо об'єм пласта, підданого тепловій обробці:

$$V_{\pi} = \pi \cdot R^2 \cdot h = 3,14 \times 100^2 \times 20 = 62,8 \times 10^4 \text{ м}^3. \quad (8.1)$$

2. Визначаємо абсолютні запаси нафти на початок теплової обробки:

$$V = V_{\pi} m \cdot \beta = 62,8 \times 10^4 \times 0,2 \times 0,5 = 62,8 \times 10^3 \text{ м}^3 \quad (8.2)$$

3. Визначаємо об'єм нафти, який можна витіснити з пласта парою (*при витісненні нафти паром можна одержати 80 % запасів нафти*):

$$V_n = V \times 80 \% = 62,8 \times 10^3 \times 0,8 = 5 \times 10^4 \text{ м}^3.$$

4. Визначаємо об'єм попередньо прогріваної приви́бійної зони пласта:

$$V_0 = \frac{V_{\Pi}}{1 + \frac{\Delta T_{\Pi}}{\Delta T_B} \left(1 + \frac{c_B \cdot \Delta T_B}{i}\right)} = \frac{628 \cdot 10^3}{1 + \frac{700}{150} \left(1 + \frac{1 \cdot 150}{500}\right)} \approx 89 \cdot 10^3 \text{ м}^3, \quad (8.3)$$

$$\text{або } \frac{V_0 \cdot 100}{V_{\Pi}} = \frac{89 \cdot 10^3 \cdot 100}{628 \cdot 10^3} \approx 14 \% \text{ від усього об'єму, що підлягає обробці}$$

пласта,

де  $\Delta T_{\Pi}$  – приріст температури перегрітої пари відносно початкової температури, К,  $\Delta T_{\Pi} = 700$  К;

$\Delta T_B$  – приріст температури холодної води до точки кипіння, К,  $\Delta T_B = 150$  К;

$c_B$  – теплоємність води, рівна 1 ккал/(кг · К);

$i$  – теплота випаровування води, рівна 500 ккал/кг.

5. Визначаємо кількість теплової енергії потрібної для нагрівання об'єму попередньо прогріваної привибійної зони пласта:

$$Q_1 = (\Delta T_{\Pi} - \Delta T_B) \cdot i \cdot V_0 = (700 - 150) \cdot 500 \cdot 10^3 \cdot 89 \cdot 10^3 = 24,475 \cdot 10^{12} \text{ кал} = 102,6 \text{ ТДж}^*, \quad (8.4)$$

1 кал = 4,19 Дж;

\*ТДж – тераджоуль.

6. Визначаємо загальну кількість газу, потрібну для отримання енергії для нагрівання об'єму попередньо прогріваної привибійної зони пласта з урахуванням 25 % на теплові втрати:

$$V_{\Gamma} = 1,25 \cdot Q_1 / Q = 1,25 \cdot 24,475 \cdot 10^{12} / 8 \cdot 10^6 = 3,82 \cdot 10^6 \text{ м}^3, \quad (8.5)$$

де  $Q = 8$  Мкал/кг – теплота згоряння природного газу.

7. Визначаємо витрату повітря на згоряння газу для нагрівання об'єму попередньо прогріваної привибійної зони пласта *(лабораторними дослідями встановлено, що на згоряння 1 м<sup>3</sup> газу потрібно 9,5 м<sup>3</sup> повітря)*:

$$V_{\text{пов}} = 9,5 \cdot V_{\Gamma} = 9,5 \cdot 3,82 \cdot 10^6 = 36,3 \cdot 10^6 \text{ м}^3. \quad (8.6)$$

8. Визначаємо об'єм газоповітряної суміші:

$$V_{\text{сум}} = V_{\Gamma} + V_{\text{пов}} = 3,82 \cdot 10^6 + 36,3 \cdot 10^6 = 40,12 \cdot 10^6 \text{ м}^3. \quad (8.7)$$

9. Визначаємо радіус попереднього обігріву пласта:

$$R_0 = \sqrt{V_0 / \pi \cdot h} = \sqrt{89 \, 000 / 3,14 \cdot 20} \approx 37,6 \text{ м}. \quad (8.8)$$

10. Визначаємо тривалість нагрівання пласта *(приймальність нагнітальної свердловини має бути не менше  $K = 10^5$  м<sup>3</sup>/добу, якщо вона виявиться меншою, необхідно вжити заходів для її підвищення)*:

$$t_{\Pi} = V_{\text{сум}} / V = 40,12 \cdot 10^6 / 10^5 = 401 \text{ доба}. \quad (8.9)$$

11. Після прогріву привибійної зони необхідно максимально швидко провести нагнітання води для того, щоб своєчасно отримати пару для обробки всього пласта.

Загальний об'єм води, необхідний для нагнітання, визначаємо за формулою об'ємної швидкості конвективного перенесення теплоти в пористому середовищі пласта:

$$Q_v = \frac{c_p}{c_v} \cdot V_p = \frac{0,5 \cdot 10^6}{1 \cdot 10^6} \cdot 628 \cdot 10^3 = 314 \cdot 10^3 \text{ м}^3, \quad (8.10)$$

де  $c_p$  – теплоємність перегрітої пари  $c_p = 0,5 \text{ Мкал}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$ ;

$c_v$  – теплоємність води,  $c_v = 1 \text{ Мкал}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$ .

12. Визначаємо тривалість витіснення нафти паром при подачі нагнітальної установки  $q_p = 500 \text{ м}^3/\text{добу}$ :

$$t_{\text{вит}} = Q_v / q_p = 314 \cdot 10^3 / 500 = 628 \text{ днів}. \quad (8.11)$$

13. Визначаємо загальну тривалість теплової обробки ділянки пласта:

$$t_{\text{об}} = t_p + t_{\text{вит}} = 401 + 628 = 1\,029 \text{ днів} \approx 3 \text{ роки}. \quad (8.12)$$

За цей час передбачається видобути із пласта шляхом теплової обробки  $V_n = 5 \times 10^4 \text{ м}^3$  нафти або  $5 \times 10^4 / 1\,029 = 49 \text{ м}^3/\text{добу}$ .

*Відповідь:*  $t_{\text{об}} = 1\,029 \text{ днів} \approx 3 \text{ роки}$ .

**Вихідні дані для виконання практичної роботи подані в таблиці 8.1.**

Таблиця 8.1 – Вихідні дані

| Варіанти | $R$ , м | $h$ , м | $m$  | $\beta$ |
|----------|---------|---------|------|---------|
| 1        | 2       | 3       | 4    | 5       |
| 1        | 150     | 12      | 0,3  | 0,4     |
| 2        | 100     | 7       | 0,4  | 0,6     |
| 3        | 150     | 15      | 0,15 | 0,6     |
| 4        | 200     | 10      | 0,2  | 0,5     |
| 5        | 80      | 25      | 0,32 | 0,3     |
| 6        | 120     | 17      | 0,24 | 0,46    |
| 7        | 120     | 17      | 0,25 | 0,45    |
| 8        | 150     | 16      | 0,31 | 0,5     |
| 9        | 100     | 30      | 0,16 | 0,6     |
| 10       | 120     | 25      | 0,21 | 0,6     |
| 11       | 150     | 7       | 0,15 | 0,5     |
| 12       | 100     | 15      | 0,2  | 0,3     |
| 13       | 150     | 10      | 0,32 | 0,46    |
| 14       | 200     | 25      | 0,24 | 0,45    |
| 15       | 80      | 17      | 0,25 | 0,5     |
| 16       | 120     | 17      | 0,31 | 0,6     |
| 17       | 120     | 16      | 0,16 | 0,6     |
| 18       | 150     | 30      | 0,21 | 0,4     |
| 19       | 100     | 25      | 0,3  | 0,6     |
| 20       | 120     | 12      | 0,4  | 0,6     |

Продовження таблиці 8.1

| 1  | 2   | 3  | 4    | 5    |
|----|-----|----|------|------|
| 21 | 150 | 7  | 0,15 | 0,5  |
| 22 | 100 | 15 | 0,2  | 0,3  |
| 23 | 150 | 10 | 0,32 | 0,46 |
| 24 | 150 | 7  | 0,21 | 0,6  |
| 25 | 100 | 15 | 0,15 | 0,5  |
| 26 | 150 | 10 | 0,2  | 0,3  |

### ***Контрольні запитання***

1. З якою метою проводиться теплова обробка привибійної зони?
2. Якими засобами проводиться теплова обробка привибійної зони?
3. На яких родовищах застосовується стаціонарна електротеплова обробка?



## 9 РОЗРАХУНОК КИСЛОТНОЇ ВАННИ

### Мета роботи

Отримати навички розрахунку технологічних показників під час проведення кислотних ванн у свердловинах.

### Актуальність теми

Кислотні ванни є першим і обов'язковим видом кислотного впливу для всіх свердловин із відкритим стовбуром продуктивного пласта після буріння і освоєння або у процесі освоєння.

### Основні теоретичні положення

*Призначення кислотної ванни* – очищення поверхні вибою від забруднювальних матеріалів – залишків цементної і глинистої кірки, продуктів корозії, кальцитових виділень із пластових вод тощо.

Кислотна ванна не рекомендується для свердловин, продуктивний пласт яких закріплений обсадною зацементованою колоною.

В окремих випадках виникає необхідність у проведенні кислотних ванн і в умовах з незнімним обладнанням вибою свердловин. Наприклад, коли обсадна колона, що цементується з підшовою у покрівлі продуктивного горизонту, спускається із заздалегідь перфорованим хвостовиком – фільтром, а простір між фільтром і поверхнею порід вибою не цементується.

Крім свердловин, що вийшли з буріння, кислотна ванна застосовується і в експлуатованих свердловинах, наприклад, для розпушування матеріалу вибійного корка, для очищення вибою і його фільтрувальної поверхні після ремонтних робіт.

У багатьох випадках свердловина починає експлуатуватися з нормальним дебітом нафти вже після застосування кислотної ванни.

Проведення кислотних ванн переважно варто розглядати як операцію підготовчого характеру для забезпечення найбільш ефективного проведення наступних кислотних обробок із задавлюванням кислоти у пласт. Перед проведенням кислотних ванн свердловину потрібно очистити від вибійного корка, якщо він виявлений в результаті відбивки вибою.

Кислотна ванна проводиться з метою видалення глинистої кірки й очищення фільтрової частини свердловини і тріщин у стінках свердловини.

Для різних умов рекомендується застосовувати два види кислотних ванн:  
– без тиску;

– під тиском.

*Кислотну ванну без тиску* застосовують для видалення глинистої кірки, очищення фільтрової частини свердловини перед обробкою привибійної зони і проводять за такою технологією.

Промити свердловину до вибою (прісною, мінералізованою водою, водним розчином ПАР, слабким водним розчином соляної кислоти, конденсатом, дизпаливом, крейdiaним розчином). При негерметизованому гирлі промивання проводиться рідиною відповідної густини.

Закачати необхідний об'єм кислотного розчину у свердловину, розмістивши його в колоні або відкритому стовбурі у межах розкритої частини пласта.

Після реакції промити свердловину до вибою легкою рідиною (водою, конденсатом, слабким розчином кислоти).

*Кислотна ванна під тиском* застосовується також для очищення гирла тріщин у пласті перед кислотною обробкою. Кислота продавлюється в пласт під тиском, що перевищує пластовий, але не перевищує гідростатичний тиск промивальної рідини при розкритті пласта бурінням.

Об'єм кислотного розчину:

$$V_p = \pi \cdot r_c^2 \cdot h, \quad (9.1)$$

де  $h$  – оброблюваний кислотним розчином інтервал продуктивного пласта;

$r_c$  – радіус свердловини.

Об'єм товарної кислоти:

$$V_k = \frac{V_p \cdot X_p (5,09X_p + 999)}{[X_k (5,09X_k + 999)]}, \quad (9.2)$$

де  $X_p$ ,  $X_k$  – відповідно, об'ємні частки (концентрації) кислотного розчину і товарної кислоти, %.

Як хімічні реагенти при кислотній обробці використовують стабілізатори (сповільнювачі реакції), інгібітори корозії й інтенсифікатори. У технічній соляній кислоті зазвичай міститься до 0,4 % сірчаної кислоти, яку нейтралізують домішкою хлористого барію, кількість якого  $G_{х.б.}$  розраховується за формулою:

$$G_{х.б.} = 21,3V_p \cdot \left( \frac{a \cdot X_p}{X_k} - 0,02 \right), \quad (9.3)$$

де  $a$  – об'ємна частка сірчаної кислоти у товарній соляній кислоті, ( $a = 0,4$  %).

Об'єм хлористого барію:

$$V_{х.б.} = G_{х.б.} / \rho_{х.б.}, \quad (9.4)$$

де  $\rho_{х.б.}$  – густина хлористого барію, ( $\rho_{х.б.} \approx 4\,000$  кг/м<sup>3</sup>).

Як стабілізатор використовують оцтову кислоту, об'єм якої розраховується за формулою:

$$V_{o.k.} = b_{o.k.} \cdot V_p / C_{o.k.}, \quad (9.5)$$

де  $b_{o.k.}$  – норма домішки 100 %-ї оцтової кислоти ( $b_{o.k.} = 3 \%$ );

$C_{o.k.}$  – об'ємна частка товарної оцтової кислоти ( $C_{o.k.} = 80 \%$ ).

Об'єм інгібітору:

$$V_i = b_i \cdot V_p / C_i, \quad (9.6)$$

де  $b_i$  – норма добавки інгібітора, %.

Якщо як інгібітор використовується реагент В-2, то  $b_i = 0,2 \%$ ;

$C_i$  – об'ємна частка товарного інгібітора, % ( $C_i = 100 \%$ ).

Об'єм інтенсифікатора:

$$V_{in} = b_{in} \cdot V_p / 100, \quad (9.7)$$

де  $b_{in}$  – норма домішки інтенсифікатора.

Якщо як інтенсифікатор використовується Марвелан-К, то  $b_{in} = 0,3 \%$ .

Об'єм води для приготування кислотного розчину:

$$V_v = V_p - V_k - (V_{x.6} + V_{o.k.} + V_i + V_{in}). \quad (9.8)$$

Порядок приготування кислотного розчину такий: наливають у ємність воду, додають до води розрахункові об'єми інгібітора  $V_i$ , оцтової кислоти  $V_{o.k.}$ , а потім розрахункову кількість товарної соляної кислоти, ретельно перемішуючи, потім додають хлористий барій  $V_{x.6}$  й інтенсифікатор  $V_{in}$ , перемішують розчин і залишають для реакції і освітлення.

### Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Розрахувати необхідну кількість реагентів для приготування кислотного розчину при обробці свердловини.

### Порядок виконання роботи

1. Визначаємо об'єм кислотного розчину.
2. Розраховуємо об'єм товарної кислоти.
3. Визначимо кількість хлористого барію.
4. Визначаємо об'єм оцтової кислоти.
5. Розраховуємо об'єм інгібітора та інтенсифікатора.
6. Визначаємо об'єм води.

### Приклад

*Вихідні дані:*

Розрахувати необхідну кількість реагентів для приготування кислотного розчину та обробки свердловини з карбонатним продуктивним горизонтом, якщо:

- радіус свердловини  $r_c = 0,18$  м;
- розкрита товщина продуктивного горизонту  $h = 10,5$  м;
- технічна соляна кислота має концентрацію  $X_k = 27,5$  %;
- кислотний розчин повинен мати концентрацію  $X_p = 13,5$  %.

*Розв'язок:*

1. Об'єм кислотного розчину визначаємо за формулою 9.1:

$$V_p = \pi \cdot r_c^2 \cdot h \quad V_p = 3,14 \times 0,18^2 \times 13,5 = 1,32 \text{ м}^3.$$

2. Розраховуємо об'єм товарної кислоти:

$$V_k = \frac{V_p \cdot X_p(5,09X_p + 999)}{[X_k(5,09X_k + 999)]} = \frac{1,32 \cdot 13,5(5,09 \cdot 13,5 + 999)}{27,5(5,09 \cdot 27,5 + 999)} = 0,61 \text{ м}^3.$$

3. Визначимо кількість хлористого барію:

$$G_{x.б} = 21,3 \cdot V_p \cdot \left( \frac{a \cdot X_p}{X_k} - 0,02 \right) = 21,3 \cdot 1,32 \cdot \left( \frac{0,4 \cdot 13,5}{27,5} - 0,02 \right) = 5,5 \text{ кг},$$

де об'ємна частка сірчаної кислоти у товарній соляній кислоті  $a = 0,4$  %, або його об'єм:

$$V_{x.б} = G_{x.б} / \rho_{x.б} = \frac{5,5}{4\,000} \cong 1,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3,$$

де  $\rho_{x.б}$  – густина хлористого барію,  $\rho_{x.б} \approx 4\,000$  кг/м<sup>3</sup>.

4. Визначаємо об'єм оцтової кислоти:

$$V_{o.к} = b_{o.к} \cdot V_p / C_{o.к} = \frac{3 \cdot 1,32}{80} = 4,95 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3,$$

де  $b_{o.к}$  – норма домішки 100 % -ї оцтової кислоти  $b_{o.к} = 3$  %;

$C_{o.к}$  – об'ємна частка товарної оцтової кислоти  $C_{o.к} = 80$  %.

5. За формулами 9.6 і 9.7 розраховуємо об'єм інгібітора та інтенсифікатора:

$$V_i = b_i \cdot V_p / C_i = \frac{0,2 \cdot 1,32}{100} = 2,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3,$$

$$V_{ін} = b_{ін} \cdot V_p / 100 = \frac{0,3 \cdot 1,32}{100} = 4,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3,$$

де  $b_i$  – норма домішки інгібітора, %; відсоток для реагенту В-2, то  $b_i = 0,2$  %;

$C_i$  – об'ємна частка товарного інгібітора,  $C_i = 100$  %;

$b_{ін}$  – норма домішки інтенсифікатора; для Марвелан-К  $b_{ін} = 0,3$  %.

6. Визначаємо об'єм води:

$$V_v = V_p - V_k - (V_{x.б} + V_{o.к} + V_i + V_{ін}) = 1,32 - 0,61 - (0,0014 + 0,0495 + 0,0026 + 0,004) = 0,65 \text{ м}^3.$$

*Відповідь:*

**Вихідні дані для виконання практичної роботи наведені в таблиці 9.1.**

Розрахувати необхідну кількість реагентів для приготування кислотного розчину при обробці свердловини з карбонатним продуктивним горизонтом. Дані для розрахунків взяти з таблиці 9.1.

Таблиця 9.1 – Вихідні дані

| Варіанти | $r_c$ , м | $h$ , м | $X_k$ , % | $X_p$ , % |
|----------|-----------|---------|-----------|-----------|
| 1        | 0,109     | 15,8    | 26,5      | 17        |
| 2        | 0,122     | 25,6    | 27,5      | 14        |
| 3        | 0,128     | 20,7    | 25,5      | 19        |
| 4        | 0,150     | 16,4    | 27,5      | 14        |
| 5        | 0,109     | 17,4    | 26,5      | 14        |
| 6        | 0,122     | 25,8    | 27,5      | 13        |
| 7        | 0,128     | 19,7    | 25,5      | 19        |
| 8        | 0,150     | 21,2    | 27,5      | 16        |
| 9        | 0,109     | 15,8    | 26,5      | 17        |
| 10       | 0,122     | 28,3    | 27,5      | 17        |
| 11       | 0,128     | 25,6    | 26,5      | 19        |
| 12       | 0,150     | 20,7    | 27,5      | 14        |
| 13       | 0,109     | 16,4    | 25,5      | 14        |
| 14       | 0,122     | 17,4    | 27,5      | 13        |
| 15       | 128       | 25,8    | 26,5      | 19        |
| 16       | 150       | 19,7    | 27,5      | 16        |
| 17       | 109       | 21,2    | 25,5      | 17        |
| 18       | 122       | 15,8    | 27,5      | 17        |
| 19       | 128       | 28,3    | 26,5      | 17        |
| 20       | 150       | 15,8    | 27,5      | 19        |
| 21       | 109       | 25,6    | 27,5      | 14        |
| 22       | 122       | 20,7    | 26,5      | 14        |
| 23       | 128       | 16,4    | 27,5      | 13        |
| 24       | 150       | 17,4    | 25,5      | 19        |
| 25       | 109       | 25,8    | 27,5      | 16        |
| 26       | 122       | 19,7    | 26,5      | 17        |

### ***Контрольні запитання***

1. Яке призначення кислотної ванни?
2. У яких свердловинах кислотна ванна не проводиться?
3. Які операції проводяться перед кислотної ванною?
4. Як визначається об'єм кислотного розчину?
5. Які хімічні реагенти використовують при кислотній обробці?
6. Яке призначення оцтової кислоти, марвелану, хлористого барію?
7. Який порядок приготування кислотного розчину?

## **10 ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА КОРИСНОЇ ДІЇ ПРОЦЕСУ ПІДНІМАННЯ ОДНОРІДНОЇ РІДИНИ У СВЕРДЛОВИНІ**

### **Мета роботи**

Отримати навички розрахунку технологічних показників під час проведення пінокислотних обробок, підібрати обладнання для проведення операції.

### **Актуальність теми**

Для глибокого проникнення соляної кислоти в пласт, що підвищує ефективність обробок, все більше застосування знаходять пінокислотні обробки свердловин.

### **Основні теоретичні положення**

Сутність пінокислотних обробок полягає в тому, що у привибійну зону пласта вводиться не звичайна кислота, а аерований розчин поверхнево-активних речовин у соляній кислоті у вигляді піни.

Застосування кислотних пін має такі переваги перед звичайною кислотною обробкою:

1) сповільнюється розчинення карбонатного матеріалу в кислотній піні, що сприяє більш глибокому проникненню активної кислоти у пласт; у результаті чого долучаються до дренажу віддалені від свердловини ділянки пласта, які раніше були недостатньо або зовсім не охоплені процесом фільтрації;

2) мала густина кислотних пін ( $400\text{--}800\text{ кг/м}^3$ ) і їхня підвищена в'язкість дозволяють істотно збільшити охоплення впливом кислоти усієї розкритої продуктивної потужності пласта; це дає переваги, які досягаються при поінтервальних кислотних обробках, що особливо важливо при великих продуктивних потужностях пласта і знижених пластових тисках;

3) поліпшуються умови очищення привибійної зони пласта від продуктів реакції: присутність поверхнево-активних речовин знижує поверхневий натяг як активної кислоти, так і відреагованої на межі з нафтою, а наявність стисненого повітря у відреагованому розчині, що розширюється при зниженні вибійного тиску під час освоєння свердловин, покращує умови і якість освоєння.

Для розробки карбонатних пластів був розроблений пінокислотний склад, що містить ПАР (піноліфт – піноутворювач), соляну кислоту, дизельне паливо (інгібітор), полімер (КМЦ) і технічну воду.

Пінокислотний склад готують в такому порядку. Змішують розрахункову кількість кислот і води. Окремо готують суміш із розрахункової кількості ПАР, дизельного палива, КМЦ, технічної води.

Після промивання вибою свердловини у пласт нагнітають газорідинну емульсію (ГРЕ) виходячи з розрахунку для первинної обробки тріщинуватих порід –  $0,8 \div 1,0 \text{ м}^3$  на 1 м інтервалу, що обробляється. Включивши в роботу компресор СД-9/101, в отриману за ежектором піну вводять кислоту. Отримана таким чином пінокислотна емульсія (ПКЕ), з концентрацією кислоти не менше  $14 \div 16 \%$  по активній речовині, подається у свердловину через трубний простір, при відкритому затрубному просторі.

Густина піни визначається за формулою:

$$\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{пур}}(1 - \beta) + \rho_{\text{г}} \cdot \beta, \quad (10.1)$$

де  $\rho_{\text{пур}}$  – густина піноутворювальної рідини;

$\rho_{\text{г}}$  – густина газу у пластових умовах;

$\beta$  – істинний газосовміст піни.

Густина газу:

$$\rho_{\text{г}} = \rho_0 \frac{P_{\text{виб}}}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T_{\text{виб}} \cdot z}, \quad (10.2)$$

де  $\rho_0$  визначається із співвідношення густин використовуваних газів, кислотного розчину азот 70 % + вуглеводень 30 %

$$70 \% \text{ N}_2 \quad \rho = 1,3 \text{ кг/м}^3$$

$$30 \% \text{ CO}_2 \quad \rho = 1,98 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_0 = 1,3 \times 0,7 + 1,98 \times 0,3 = 1,5 \text{ кг/м}^3;$$

$z$  – коефіцієнт стисливості газу;

$P_0$  – атмосферний тиск;

$T_0$  – температура за нормальних умов (273 К).

Ступінь аерації можна визначити за графіками або за формулою:

$$\alpha = \frac{\beta}{1 - \beta}. \quad (10.3)$$

З формули (10.3) істинний газовміст:

$$\beta = \frac{\alpha}{1 + \alpha}. \quad (10.4)$$

Норма витрати кислотного розчину становить  $0,3\text{--}0,4 \text{ м}^3$  на один метр оброблюваної товщини пласта.

Об'єм кислотного розчину:

$$W_{\text{к.р}} = V_{\text{к.р}} \cdot h. \quad (10.5)$$

Об'єм піноутворювальної рідини залежить від складу, кислотного розчину НС1 – 30 %, піноутворювальної рідини – 70 %.

Для цього складу:

$$W_{\text{пур}} = 2,33 \cdot W_{\text{кр}}. \quad (10.6)$$

Об'єм газу:

$$W_{\text{г}} = W_{\text{пур}} \cdot \alpha. \quad (10.7)$$

Об'єм піноутворювальної рідини постійний, об'єм газу весь час змінюється (стискається і розширюється).

Вибираємо компресор СД 9/101. Розраховуємо час його роботи:

$$t_{\text{к}} = W_{\text{г}}/q_{\text{к}}. \quad (10.8)$$

Потім підбираємо агрегат зі швидкістю, щоб робочий тиск був не більшим величини пластового тиску, час роботи агрегата зазвичай трохи менший, ніж час роботи компресора:

$$t_{\text{аг}} = W_{\text{пур}}/q_{\text{аг}}. \quad (10.9)$$

Вибираємо за теоретичною подачею насоса агрегата тиск нагнітання:

$$P_{\text{нагн}} = P_{\text{пл}} - P_{\text{гст}} + P_{\text{тр}}, \quad (10.10)$$

$$\text{де } P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{\rho_{\text{п}} \cdot v^2}{2 \cdot d_{\text{нкт}}} \cdot L \quad (10.11)$$

Коефіцієнт опору:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (10.12)$$

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{d_{\text{нкт}} \cdot \rho_{\text{п}}}{\mu_{\text{п}}} v, \quad (10.13)$$

де  $\mu_{\text{п}}$  – в'язкість піни.

### Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Розрахувати параметри пінокислотної обробки.

### Порядок виконання роботи

1. Знаходимо густину газу.
2. Знаходимо істинний газовміст.
3. Знаходимо густину піни.
4. Знаходимо об'єм кислотного розчину.
5. Знаходимо об'єм піноутворювальної рідини.
6. Знаходимо об'єм газу.
7. Вибираємо компресор.
8. Вибираємо агрегат.
9. Розрахуємо для агрегата тиск нагнітання.



## Приклад

*Вихідні дані:*

Розрахувати параметри пінокислотної обробки, якщо:

- глибина свердловини  $L = 1\,800$  м;
- внутрішній діаметр НКТ-73  $d = 0,062$  м;
- товщина оброблюваного пласта  $h = 10$  м;
- пластовий тиск  $P_{\text{пл}} = 7,5$  МПа;
- вибійний тиск  $P_{\text{виб}} = 6,8$  МПа;
- пластова температура  $T_{\text{пл}} = 303$  К;
- коефіцієнт стисливості  $z = 0,9$ ;
- густина використовуваних газів  $\rho_o = 1,5$  кг/м<sup>3</sup>;
- густина піноутворювальної рідини  $\rho_{\text{пур}} = 1050$  кг/м<sup>3</sup>;
- норма витрати кислотного розчину  $V_{\text{к.р}} = 0,3$ ;
- в'язкість піни  $\mu_{\text{п}} = 0,05$  Па с;
- ступінь аерації прийняти  $\alpha = 20$ .

*Розв'язок:*

1. Густина газу:

$$\rho_{\text{г}} = \rho_o \cdot \frac{P_{\text{виб}}}{P_o} \cdot \frac{T_o}{T_{\text{виб}} \cdot z} = 1,5 \cdot \frac{6,8}{0,1} \cdot \frac{273}{303 \cdot 0,9} = 102 \text{ кг/м}^3.$$

2. Істинний газовміст:

$$\beta = \frac{\alpha}{1 + \alpha} = \frac{20}{1 + 20} = 0,95.$$

3. Густина піни:

$$\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{пур}}(1 - \beta) + \rho_{\text{г}} \cdot \beta = 1\,050 \cdot (1 - 0,95) + 102 \cdot 0,95 = 147 \text{ кг/м}^3.$$

4. Об'єм кислотного розчину:

$$W_{\text{к.р}} = V_{\text{к.р}} \cdot h = 0,3 \cdot 10 = 3 \text{ м}^3.$$

5. Об'єм піноутворювальної рідини:

$$W_{\text{пур}} = 2,33 \cdot W_{\text{кр}} = 2,33 \cdot 3 = 7 \text{ м}^3.$$

6. Об'єм газу:

$$W_{\text{г}} = W_{\text{пур}} \cdot \alpha = 7 \cdot 20 = 140 \text{ м}^3.$$

7. Вибираємо компресор СД 9/101.

Розраховуємо час його роботи:

$$t_{\text{к}} = W_{\text{г}}/q_{\text{к}} = 140/9 = 15 \text{ хв.}$$

8. Вибираємо агрегат зі швидкістю, щоб час роботи компресора й агрегата приблизно збігався (таблиці 10.1, 10.2). Насосний агрегат 3ЦА-400, діаметр циліндричної втулки 115 мм, працює на 4 швидкості з продуктивністю 1,56 м<sup>3</sup>/хв.

$$t_{\text{ар}} = W_{\text{пур}}/q_{\text{ар}} = 7/1,56 = 4 \text{ хв.}$$

9. Розрахуємо для агрегата ЗЦА-400 тиск нагнітання.

Для цього визначимо швидкість закачування:

$$v = \frac{q \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot d^2} = \frac{10 \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot 0,062^2} = 3,31 \text{ м/с},$$

де  $q_{\text{аг}}$  – продуктивність насосного агрегата в л/с.

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{d_{\text{нкт}} \cdot \rho_{\text{п}}}{\mu_{\text{п}}} \cdot v = \frac{0,062 \cdot 147}{0,05} \cdot 3,31 = 603.$$

Коефіцієнт опору:

$$\lambda = \frac{64}{Re} = 0,04.$$

Втрати на тертя:

$$P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{\rho_{\text{п}} \cdot v^2}{2 \cdot d_{\text{нкт}}} \cdot L = 0,04 \cdot \frac{147 \cdot 3,31^2}{2 \cdot 0,062} \cdot 1\,800 = 0,94 \text{ МПа}.$$

Тиск гідростатичний:

$$P_{\text{г.с}} = \rho_{\text{п}} \cdot g \cdot L = 147 \cdot 9,81 \cdot 1\,800 = 2,6 \text{ МПа}.$$

Тиск нагнітання:

$$P_{\text{нагн}} = P_{\text{пл}} - P_{\text{г.ст}} + P_{\text{тр}} = 7,5 - 2,6 + 0,94 = 3,96 \text{ МПа}.$$

*Відповідь:*

Таблиця 10.1 – Короткі технічні характеристики компресорних установок

| Параметри                    | Тип станції |           |             |
|------------------------------|-------------|-----------|-------------|
|                              | СД-9/101    | КС-16/100 | ДКС-7/200 А |
| Продуктивність, м³/хв        | 9           | 16        | 7           |
| Робочий тиск, кг/см²         | 100         | 100       | 200         |
| Номінальна потужність, к. с. | 180         | —         | 2 620       |

Таблиця 10.2 – Технічна характеристика насосного агрегата ЗЦА-400

| Швидкість | Діаметри змінних циліндрових втулок |       |           |                |      |           |                |       |           |
|-----------|-------------------------------------|-------|-----------|----------------|------|-----------|----------------|-------|-----------|
|           | 100                                 |       |           | 115            |      |           | 127            |       |           |
|           | продуктивність                      |       | P,<br>МПа | продуктивність |      | P,<br>МПа | продуктивність |       | P,<br>МПа |
|           | м³/хв                               | л/с   |           | м³/хв          | л/с  |           | м³/хв          | л/с   |           |
| 1         | 0,391                               | 6,015 | 40,0      | 0,516          | 30,5 | 8,6       | 0,675          | 11,25 | 23,2      |
| 2         | 0,516                               | 8,6   | 27,0      | 0,762          | 20,5 | 12,7      | 0,99           | 16,5  | 16,3      |
| 3         | 0,852                               | 14,2  | 18,25     | 1,122          | 13,8 | 18,7      | 1,428          | 23,8  | 11,0      |
| 4         | 1,122                               | 18,7  | 13,1      | 1,56           | 10   | 26        | 1,98           | 33,0  | 7,92      |

**Вихідні дані для виконання практичної роботи наведені в таблиці 10.3.**

Таблиця 10.3 – Вихідні дані

| Варіанти | $L$ , м | $h$ , м | $P_{пл}$ , МПа | $P_{виб}$ , МПа | $T_{пл}$ , К | $z$  |
|----------|---------|---------|----------------|-----------------|--------------|------|
| 1        | 1 400   | 18      | 13,8           | 12,7            | 347          | 0,94 |
| 2        | 1 500   | 10      | 12,07          | 11,5            | 350          | 0,97 |
| 3        | 1 900   | 8       | 12,7           | 11,5            | 347          | 0,88 |
| 4        | 800     | 10      | 13,2           | 12,7            | 371          | 0,86 |
| 5        | 1 800   | 20      | 10,1           | 9,4             | 300          | 0,88 |
| 6        | 1 650   | 16      | 8,6            | 7,4             | 384          | 0,91 |
| 7        | 1 350   | 20      | 15,3           | 14,2            | 405          | 0,82 |
| 8        | 1 650   | 17      | 15,8           | 14,3            | 364          | 0,94 |
| 9        | 1 350   | 20      | 15,3           | 14,2            | 405          | 0,82 |
| 10       | 1 650   | 17      | 15,8           | 14,3            | 364          | 0,94 |
| 11       | 1 500   | 8       | 13,8           | 12,7            | 371          | 0,88 |
| 12       | 1 900   | 10      | 12,07          | 9,4             | 300          | 0,91 |
| 13       | 800     | 20      | 12,7           | 7,4             | 384          | 0,82 |
| 14       | 1 800   | 16      | 13,2           | 14,2            | 405          | 0,94 |
| 15       | 1 650   | 20      | 10,1           | 14,3            | 364          | 0,82 |
| 16       | 1 350   | 17      | 8,6            | 14,2            | 405          | 0,94 |
| 17       | 1 650   | 20      | 15,3           | 14,3            | 364          | 0,82 |
| 18       | 1 350   | 17      | 15,8           | 9,4             | 347          | 0,94 |
| 19       | 1 650   | 18      | 15,3           | 7,4             | 350          | 0,82 |
| 20       | 1 400   | 10      | 15,8           | 14,2            | 347          | 0,94 |
| 21       | 1 500   | 8       | 13,2           | 14,3            | 371          | 0,88 |
| 22       | 1 900   | 10      | 10,1           | 14,2            | 300          | 0,91 |
| 23       | 800     | 20      | 8,6            | 14,3            | 384          | 0,82 |
| 24       | 1 800   | 16      | 15,3           | 12,7            | 405          | 0,94 |
| 25       | 1 650   | 20      | 15,8           | 9,4             | 364          | 0,97 |
| 26       | 1 350   | 17      | 15,3           | 7,4             | 405          | 0,88 |

Прийняти норму кислотного розчину 0,4, в'язкість піни 0,04 Па · с.

### ***Контрольні запитання***

1. У чому полягає сутність пінокислотних обробок?
2. Які переваги застосування кислотних пін?
3. Як визначається густина піни?
4. Які критерії вибору компресора і агрегата для проведення пінокислотної обробки?
5. Які критерії вибору характеристик насосного агрегата?

## **11 РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ ПАРАМЕТРІВ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЇ ОБРОБКИ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА**

### **Мета роботи**

Отримати навички розрахунку технологічних показників при проведенні соляно-кислотних обробок, підібрати обладнання для проведення операції.

### **Актуальність теми**

Соляно-кислотні обробки є найпоширенішим видом обробок. Вони впливають на приви́бійну зону як для розробки порового простору, так і для очищення його від забруднювального матеріалу.

### **Основні теоретичні положення**

Хімічні методи впливу на приви́бійну зону пласта з метою інтенсифікації притоків базуються на властивості гірських порід вступати у взаємодію з багатьма хімічними речовинами, а також на властивостях деяких хімічних речовин впливати на поверхневі і молекулярно-капілярні зв'язки в поровому просторі порід.

Методи хімічного впливу на пласт дають можливість:

- очистити і розширити канали для руху флюїду з пласта до свердловини;
- утворювати нові канали шляхом розчинення мінералів, що входять до складу породи;
- змінювати фазову проникність пласта.

Прості (або звичайні) кислотні обробки є найпоширенішим видом обробок. Їхнє цільове призначення – вплив на приви́бійну зону як для розробки порового простору, так і для очищення його від забруднювального матеріалу. Таким чином, прості кислотні обробки проводяться з обов'язковим задавлюванням кислотного розчину у приви́бійну зону пласта.

За наявності на вибої відкладень органічних речовин (парафіно-смолистих, асфальтено-смолистих та ін.) вони після очищення корка видаляються розчинниками шляхом установки спочатку ванни з розчинника, а потім – повільним промиванням цим саме розчинником. Крім розчинників, органічні відкладення можна видаляти термохімічною обробкою за допомогою ви́бійних нагрівачів або прокачуванням гарячої нафти.

У свердловинах, що дають нафту з водою, при слабкому водопроявленні і при нижньому положенні обводненого інтервалу можна обмежитися заливкою на ви́бій бланкета – концентрованого розчину хлористого кальцію або важкої і

в'язкої емульсії типу «вода в нафті». В інших випадках необхідне виконання робіт з ізоляції припливу води, наприклад із застосуванням смол, що твердіють.

Об'єми кислотного розчину для простих обробок, в розрахунку на 1 м потужності пласта, рекомендуються такі (у м<sup>3</sup>).

Для первинних обробок пористих порід:

- малопроникних, тонкопористих – 0,4–0,6 м<sup>3</sup>;
- високопроникних – 0,6–1,0 м<sup>3</sup>.

Для вторинних обробок пористих порід:

- малопроникних, тонкопористих – 0,6–1,0 м<sup>3</sup>;
- високопроникних – 1,0–1,5 м<sup>3</sup>.

Для первинних обробок тріщинуватих порід – 0,6–0,8 м<sup>3</sup>.

Для вторинних обробок тріщинуватих порід – 1,0–1,5 м<sup>3</sup>.

Для подальших обробок загальна розчинна здатність всього розчину повинна збільшуватися як завдяки нарощуванню об'єму, так і шляхом підвищення концентрації кислоти, якщо не потрібна корінна зміна технології обробок, наприклад, перехід на інші їхні види.

За основну концентрацію робочого кислотного розчину варто приймати 15 % НС1, а за максимальну – 20 % НС1. До складу робочого розчину обов'язково повинні входити інгібітор і ПАР, бажано катіоноактивний, або один тільки ПАР, якщо він одночасно є інгібітором. Також бажана домішка оцтової кислоти, як сповільнювача реакції кислотного розчину з породою, так і стабілізатора окисних сполук заліза.

Час витримування кислоти на реагування у пласті залежить від багатьох чинників, врахувати які важко. Найбільш надійно він встановлюється на основі аналізу на залишкову кислотність витягнутого з пласта відпрацьованого розчину кислоти після певного терміну витримки її у пласті.

Орієнтовно можна рекомендувати такі терміни витримування:

- у разі залишення хвостової частини кислоти у відкритому стовбурі свердловини – 8–12 год і до 24 год;
- у разі задавлювання всієї кислоти у пласт:
- за температури вибою 15–30 °С – до 2 год;
- за температури від 30 °С до 60 °С – 1 – 1,5 год;
- за більш високих температур час витримування взагалі не планується, оскільки роботи із переведення свердловини на експлуатацію займуть більше часу, ніж його потрібно для повної нейтралізації кислоти у пласті.

Після закінчення терміну витримування свердловина переводиться в експлуатацію. Якщо ж встановлюється, що в результаті обробки утворився вибійний корок, його необхідно видалити.

### Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити необхідну кількість реагентів і скласти план обробки привибійної зони пласта соляною кислотою.

### Приклад

*Вихідні дані:*

Визначити необхідну кількість реагентів і скласти план обробки привибійної зони пласта соляною кислотою для таких умов:

- глибина свердловини  $L = 1\,600$ ;
- розкрита товщина карбонатного колектора  $h = 27$  м;
- діаметр свердловини за долотом  $D = 0,220$  м;
- пластовий тиск  $P_{пл} = 15$  МПа;
- коефіцієнт проникності  $k = 0,2 \times 10^{-12}$  м<sup>2</sup>;
- коефіцієнт продуктивності  $K_{прод} = 50$  м<sup>3</sup>/(доб · МПа);
- внутрішній діаметр НКТ  $d = 0,062$  м.

Спочатку обробляють добре проникний пористий карбонатний пласт 15 % -вим розчином соляної кислоти з розрахунку 1 м<sup>3</sup> розчину на 1 м товщини пласта. Густина кислоти при 25 °С  $\rho_{25} = 1\,134$  кг/м<sup>3</sup>. У зв'язку з близькістю підшовної води нижні 10 м ( $h'$ ) продуктивного пласта і не обробляють.

*Розв'язок:*

1. Необхідний об'єм 15 %-го розчину соляної кислоти:

$$W_p = V_{к.р} \cdot (h - h') = 1 \cdot (27 - 10) = 17 \text{ м}^3, \quad (11.1)$$

де  $V_{к.р}$  – витрата 15 % -го розчину соляної кислоти з розрахунку 1 м<sup>3</sup> розчину на 1 м товщини пласта.

Для визначення об'єму товарної кислоти зазвичай користуються таблицями і перерахунковими коефіцієнтами. Методику розрахунку можна спростити, враховуючи, що густина кислоти обумовлена її концентрацією.

2. За відомої об'ємної частки кислоти її  $W_k$  визначаємо за формулою:

$$W_k = \frac{W_p \cdot x_p (5,09x_p + 999)}{[x_k (5,09 \cdot x_k + 999)]}, \quad (11.2)$$

де  $x_k, x_p$  – об'ємні частки товарної кислоти і кислотного розчину відповідно, %.

За об'ємної частки товарної кислоти 27,5 % знайдемо її об'єм:

$$W_k = \frac{17 \cdot 15,0 \cdot (5,09 \cdot 15,0 + 999)}{[27,5 \cdot (5,09 \cdot 27,5 + 999)]} = 8,75 \text{ м}^3.$$

Якщо під час перевезення та зберігання кислоти її концентрація змінилася, то об'єм товарної кислоти розраховується за формулою:

$$W_k = \frac{W_p \cdot 5,09 \cdot x_p (5,09 x_p + 999)}{[\rho_k (\rho_k - 999)]}, \quad (11.3)$$

де  $\rho_k$  – густина товарної кислоти за 15 °С.

3. Якщо густина кислоти визначена за іншої температури, то для її перерахунку необхідно скористатися такою формулою:

$$\rho_{15} = \rho_t + (2,67 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_t - 2,52) \cdot (t - 15), \quad (11.4)$$

де  $\rho_t, \rho_{15}$  – густини кислотного розчину за температур  $t$  і 15 °С відповідно, кг/м<sup>3</sup>.

Знаходимо густину кислоти за 15 °С за (11.4):

$$\rho_{15} = 1134 + (2,67 \cdot 10^{-3} \cdot 1134 - 2,52) \cdot (25 - 15) = 1139 \text{ кг/м}^3.$$

4. Об'єм товарної кислоти:

$$W_k = \frac{17 \cdot 5,09 \cdot 15,0 \cdot (5,09 \cdot 15,0 + 999)}{[1139 \cdot (1139 - 999)]} = 8,75 \text{ м}^3.$$

5. Як сповільнювач реакції і стабілізатор окисних сполук заліза використовуємо оцтову кислоту, об'єм якої визначимо за формулою:

$$W_{\text{оц.}} = \frac{b_{\text{оц.}} \cdot W_p}{c_{\text{оц.}}} = \frac{3 \cdot 17}{80} = 0,638 \text{ м}^3,$$

де  $b_{\text{оц.}}$  – норма домішки 100 %-ї оцтової кислоти,  $b_{\text{оц.}} = 3$  %;

$c_{\text{оц.}}$  – об'ємна частка товарної оцтової кислоти, рівна 80 %.

6. Як інгібітор корозії обраний реагент В-2, об'єм якого:

$$W_i = \frac{b_i \cdot W_p}{c_i} = \frac{0,2 \cdot 17}{100} = 0,034 \text{ м}^3,$$

де  $b_i = 0,2$  – вибрана об'ємна частка реагента в розчині, %;

$c_i$  – об'ємна частка товарного продукту (інгібітора).

7. Кількість інтенсифікатора (приймаємо Марвелан-Л (О)):

$$W_{\text{інт.}} = \frac{b_{\text{інт.}} \cdot W_p}{100} = \frac{0,3 \cdot 17}{100} = 0,051 \text{ м}^3,$$

де  $b_{\text{інт.}}$  – норма домішки інтенсифікатора, прийнята рівною 0,3 %. Бажано у першу половину розчину додати 0,5 % – 42 л, а у другу 0,1 % – 9 л.

8. При використанні технічної соляної кислоти в ній може міститися до 0,4 % сірчаної кислоти. Її нейтралізують домішкою хлористого барію, кількість якого визначають за формулою:

$$G_{\text{х.б.}} = 21,3 \cdot W_p (a \cdot x_p / x_k - 0,02), \quad (11.5)$$

де 21,3 – маса хлористого барію (кг), необхідна для нейтралізації 10 кг сірчаної кислоти;

$a \cdot x_p / x_k$  – об'ємна частка сірчаної кислоти у приготовленому розчині;

$a$  – об'ємна частка сірчаної кислоти в товарній соляній кислоті, %;

0,02 – допустима об’ємна частка сірчаної кислоти у розчині, коли після реакції її з карбонатними породами солі не випадають в осад, %.

9. За густини хлористого барію  $4\,000\text{ кг/м}^3$  його об’єм з урахуванням (12.5) дорівнює:

$$G_{\text{х.б.}} = G_{\text{х.б.}}/4\,000 = 21,3 \cdot 17 \cdot (0,4 \cdot 15/27,5 - 0,02)/4\,000 = 0,018\text{ м}^3.$$

10. Об’єм води для приготування кислотного розчину:

$$W_{\text{в}} = W_p - W_k - \sum W_{\text{реаг.}} = 17,0 - 8,75 - 0,638 - 0,034 - 0,051 - 0,018 = 7,509\text{ м}^3.$$

#### *Порядок приготування кислотного розчину*

Наливають у мірник  $7,509\text{ м}^3$  води, до води додають  $0,034\text{ м}^3$  інгібітора В-2;  $0,638\text{ м}^3$  оцтової кислоти;  $8,75\text{ м}^3$  товарної соляної кислоти. Одержаний розчин ретельно перемішують і вимірюють його густину ареометром. При правильному дозуванні густина повинна відповідати заданій концентрації за температури вимірювання. Значення відповідної густини  $\rho_p$  можна знайти в довідкових матеріалах або розрахувати за формулою:

$$W_k = \frac{W_p \cdot \rho_p (\rho_p - 999)}{[\rho_k (\rho_k - 999)]}.$$

Для умов задачі:

$$\rho_p = 999/2 + \sqrt{(999/2)^2 + \rho_k (\rho_k - 999) \cdot W_k/W_p} = 999/2 + \sqrt{(999/2)^2 + 1134(1134 - 999) \cdot 8,75/17} = 1072\text{ кг/м}^3.$$

Для визначення  $\rho_p$  густину товарної кислоти потрібно брати за вимірюванням ареометром за тієї температури, за якої вимірюється густина розчину.

Якщо виміряна густина більша розрахункової, до розчину додають воду, якщо менша – товарну кислоту. Зазвичай коригування не потрібне, якщо немає грубих помилок у розрахунках або у дозуванні, оскільки можливі похибки при розрахунках менші, ніж помилка при вимірюванні густини ареометром.

Потім додають до розчину  $27\text{ кг}$  хлористого барію, добре перемішують розчин, через  $5$  хвилин після цього додають  $51\text{ л}$  інтенсифікатора Марвелан-К (О), розчин знову перемішують і залишають на  $2\text{--}3$  год до повного освітлення, після чого розчин перекачують у цистерну Азінмаш-30А та інші ємності.

#### *Обробка свердловини*

У процесі підготовчих робіт свердловина промита і заповнена нафтою.

11. Нижній інтервал продуктивного пласта ізолюють закачуванням бланкета – концентрованого розчину хлористого кальцію. Труби опускають до вибою і при невеликій подачі насоса закачують розчин  $\text{CaCl}_2$  густиною  $1\,200\text{ кг/м}^3$ .



Об'єм закачуваного бланкета становить:

$$V_{\text{бл.}} = 0,785 \cdot D^2 \cdot h' = 0,785 \cdot 0,22^2 \cdot 10 = 0,38 \text{ м}^3.$$

Для отримання 1 м<sup>3</sup> розчину CaCl<sub>2</sub> густиною 1 200 кг/м<sup>3</sup> потрібно 540 кг CaCl<sub>2</sub> і 0,660 м<sup>3</sup> води. Для ізоляції нижнього інтервалу необхідно  $540 \times 0,38 = 205$  кг CaCl<sub>2</sub> і  $0,660 \times 0,38 = 0,25$  м<sup>3</sup> води. Транспортування бланкета здійснюється продавлюванням нафтою в об'ємі викидної лінії довжиною 20 м з внутрішнім діаметром  $d_{\text{в}} = 0,05$  м і насосно-компресорних труб довжиною 1600 м.

12. Об'єм викидної лінії:

$$V_{\text{в}} = 0,785 \cdot d_{\text{в}}^2 \cdot 20 = 0,785 \cdot 0,05^2 \cdot 20 = 0,04 \text{ м}^3.$$

13. Об'єм 1 м НКТ:

$$V_{\text{НКТ}} = 0,785 \cdot d_{\text{НКТ}}^2 \cdot 1 = 0,785 \cdot 0,062^2 \cdot 1 = 0,003\,017\,5 \text{ м}^3/\text{м}$$

14. Об'єм нафти для продавлювання бланкета:

$$V_{\text{н}} = V_{\text{в}} + (V_{\text{НКТ}} \cdot L) = 0,04 + (0,003\,017\,5 \cdot 1\,600) = 4,868 \text{ м}^3.$$

15. Труби припіднімають, встановлюючи підшву на глибині 1 590 м, розміщують і обв'язують обладнання.

16. Закачують кислотний розчин в об'ємі викидної лінії, насосно-компресорних труб і стовбура свердловини від підшви НКТ до покрівлі пласта:

$$V'_k = V_{\text{в}} + V_{\text{НКТ}}(L - h') + 0,785(D^2 - d_1^2) \cdot (h - h') = 0,04 + 0,003\,017\,5 \cdot (1\,600 - 10) + 0,785 \cdot (0,22^2 - 0,073^2) \cdot (27 - 10) = 5,413 \text{ м}^3,$$

де  $d_1$  – зовнішній діаметр НКТ.

17. Закривають засувку на затрубному просторі і насосом агрегата закачують решту кислотного розчину:

$$V''_k = W_p - V'_k = 17 - 5,413 = 11,587 \text{ м}^3.$$

18. Для задавлювання кислоти в пласт закачують конденсат в об'ємі викидної лінії, насосно-компресорних труб і стовбура свердловини від підшви НКТ до покрівлі пласта, навантаження  $V_{\text{н}}$ :

$$V_{\text{н}} = V'_k = 5,413 \text{ м}^3.$$

19. Потім закривають засувку на викидній лінії. Буферний тиск падає. Тривалість реагування кислоти 1,5–2 год.

20. Приплив флюїду викликають свабуванням або за допомогою компресора, проводиться відпрацювання свердловини й очищення привибійної зони від продуктів реакції.

На перший погляд здається, що свердловина повинна самозапуститись. При відкритті засувки на вихідній лінії рідина почне надходити із пласта, але через деякий час, після часткової заміни нафти продуктами реакції у стовбурі свердловини, приплив припиниться.

Після освоєння свердловину досліджують для визначення ефективності кислотної обробки, а потім здають в експлуатацію.

Для збільшення ефективності кислотного впливу на породу бажано, щоб активна кислота проникла на більшу відстань від свердловини. Радіус обробленої зони збільшується із збільшенням швидкості закачування. Крім того, збільшення подачі насоса під час закачування знижує час контакту кислоти з обладнанням і зменшує його корозію.

Режим роботи агрегата вибирають так, щоб тиск, що створюється насосом, був достатній для продавлювання розчину в пласт за максимально можливої його подачі (табл. 11.1).

21. Визначимо необхідний тиск на викиді насоса під час закачування у свердловину рідини з витратою  $q = 6,85$  л/с:

$$P_{в.н.} = P_{виб.} - P_{г.с} + P_{т.} = 26,84 - 14,04 + 1,32 = 14,12 \text{ МПа},$$

де  $P_{виб.}$  – максимальний вибійний тиск при продавлюванні розчину:

$$P_{виб.} = P_{пл} + q \cdot 10^{-3} \cdot 86400 / K_{прод} = 15 + 6,85 \cdot 10^{-3} \cdot 86\,400 / 50 = 26,84 \text{ МПа},$$

$P_{г.с}$  – гідростатичний тиск стовпа продавлювальної рідини (нафти з густиною  $900 \text{ кг/м}^3$ ):

$$P_{г.с} = \rho_{п.р.} \cdot g \cdot (L - h') = 900 \cdot 9,81 \cdot (1\,600 - 10) \cdot 10^{-6} = 14,04 \text{ МПа},$$

$P_{т.}$  – втрати тиску на тертя:

$$P_{т.} = \lambda \cdot v^2 \cdot L \cdot \rho / (2 \cdot d) = 0,0221 \cdot 2,27^2 \cdot 1\,600 \cdot 900 \cdot 10^{-6} / (2 \cdot 0,062) = 1,32 \text{ МПа},$$

де  $v$  – швидкість руху рідини по трубах:

$$v = q \cdot 10^{-3} / 0,785 \cdot d^2 = 6,85 \cdot 10^{-3} / 0,785 \cdot 0,062^2 = 2,27 \text{ м/с}.$$

$$\lambda = 0,316\,4 / Re^{0,25} = 0,316\,4 / 42\,222^{0,25} = 0,022\,1.$$

Таблиця 11.1 – Технічна характеристика агрегата АЗИНмаш-30А

| Швидкість | Плунжер діаметром 100 мм      |           | Плунжер діаметром 120 мм      |           |
|-----------|-------------------------------|-----------|-------------------------------|-----------|
|           | Теоретична подача насоса, л/с | Тиск, МПа | Теоретична подача насоса, л/с | Тиск, МПа |
| II        | 2,50                          | 47,6      | 3,60                          | 33,2      |
| III       | 4,76                          | 25,0      | 6,85                          | 17,4      |
| IV        | 8,48                          | 14,0      | 12,22                         | 9,7       |
| V         | 10,81                         | 11,0      | 15,72                         | 7,6       |

Re – число Рейнольдса:

$$Re = v \cdot d \cdot \rho / \mu = 2,27 \cdot 0,062 \cdot 900 / (3 \cdot 10^{-3}) = 42\,222,$$

$\mu$  – динамічна в'язкість продавлювальної нафти, дорівнює 3 МПа · с.

Подібні розрахунки, проведені для закачування у свердловину рідини з витратою 8,48 л/с, показали, що необхідний тиск на викиді насоса повинен бути 17,35 МПа. Під час роботи агрегата на IV швидкості такий тиск не забезпечується.

Отже, під час закачування кислотного розчину агрегат Азінмаш-30А працює на III швидкості за діаметра плунжера 120 мм. При цьому тиск на викиді насоса (17,4 МПа) більший, ніж необхідно для продавлювання в пласт розчину з дебітом 6,85 л/с.

22. Тривалість нагнітання і продавлювання в пласт розчину:

$$\tau = (W_p + V_n)10^3 / (q \cdot 3\,600) = (17 + 5,413)10^3 / (6,85 \cdot 3\,600) = 0,9 \text{ год},$$

де  $q$  – теоретична подача насоса, л/с.

**Вихідні дані для виконання практичної роботи подані в таблиці 11.2.**

Таблиця 11.2 – Вихідні дані

| Варіанти | $L$ , м | $h$ , м | $P_{\text{пл}}$ , МПа | $k$ , м <sup>2</sup>   | $K_{\text{прод}}$ , м <sup>3</sup> /(доб·МПа) | $x_p$ , % | $x_k$ , % |
|----------|---------|---------|-----------------------|------------------------|-----------------------------------------------|-----------|-----------|
| 1        | 2       | 3       | 4                     | 5                      | 6                                             | 7         | 8         |
| 1        | 1 000   | 20      | 10,0                  | $0,50 \times 10^{-10}$ | 50                                            | 15,0      | 27,5      |
| 2        | 1 050   | 25      | 10,5                  | $0,55 \times 10^{-10}$ | 55                                            | 15,0      | 27,5      |
| 3        | 1 100   | 30      | 11,0                  | $0,60 \times 10^{-10}$ | 60                                            | 15,0      | 27,5      |
| 4        | 1 150   | 35      | 11,5                  | $0,65 \times 10^{-10}$ | 65                                            | 15,0      | 27,5      |
| 5        | 1 200   | 20      | 12,0                  | $0,70 \times 10^{-10}$ | 70                                            | 15,0      | 27,5      |
| 6        | 1 250   | 25      | 12,5                  | $0,75 \times 10^{-10}$ | 50                                            | 15,0      | 27,5      |
| 7        | 1 300   | 30      | 13,0                  | $0,80 \times 10^{-10}$ | 55                                            | 15,0      | 27,5      |
| 8        | 1 350   | 35      | 13,5                  | $0,85 \times 10^{-10}$ | 60                                            | 15,0      | 27,5      |
| 9        | 1 400   | 20      | 14,0                  | $0,90 \times 10^{-10}$ | 65                                            | 15,0      | 27,5      |
| 10       | 1 450   | 25      | 14,5                  | $0,95 \times 10^{-10}$ | 70                                            | 15,0      | 27,5      |
| 11       | 1 500   | 30      | 15,0                  | $1,0 \times 10^{-10}$  | 50                                            | 15,0      | 27,5      |
| 12       | 1 550   | 35      | 15,5                  | $1,5 \times 10^{-10}$  | 55                                            | 15,0      | 27,5      |
| 13       | 1 600   | 20      | 16,0                  | $0,50 \times 10^{-10}$ | 60                                            | 15,0      | 27,5      |
| 14       | 1 650   | 25      | 16,5                  | $0,55 \times 10^{-10}$ | 65                                            | 15,0      | 27,5      |
| 15       | 1 700   | 30      | 17,0                  | $0,60 \times 10^{-10}$ | 70                                            | 15,0      | 27,5      |
| 16       | 1 750   | 35      | 17,5                  | $0,65 \times 10^{-10}$ | 50                                            | 15,0      | 27,5      |
| 17       | 1 800   | 20      | 18,0                  | $0,70 \times 10^{-10}$ | 55                                            | 15,0      | 27,5      |
| 18       | 1 850   | 25      | 18,5                  | $0,75 \times 10^{-10}$ | 60                                            | 15,0      | 27,5      |
| 19       | 1 900   | 30      | 19,0                  | $0,80 \times 10^{-10}$ | 65                                            | 15,0      | 27,5      |
| 20       | 1 950   | 35      | 19,5                  | $0,85 \times 10^{-10}$ | 70                                            | 15,0      | 27,5      |
| 21       | 2 000   | 20      | 20,0                  | $0,90 \times 10^{-10}$ | 50                                            | 15,0      | 27,5      |

Продовження таблиці 11.2

| 1  | 2     | 3  | 4    | 5                      | 6  | 7    | 8    |
|----|-------|----|------|------------------------|----|------|------|
| 22 | 2 050 | 25 | 20,5 | $0,95 \times 10^{-10}$ | 55 | 15,0 | 27,5 |
| 23 | 2 100 | 30 | 21,0 | $1,0 \times 10^{-10}$  | 60 | 15,0 | 27,5 |
| 24 | 2 150 | 35 | 21,5 | $1,5 \times 10^{-10}$  | 65 | 15,0 | 27,5 |
| 25 | 2 200 | 20 | 22,0 | $0,50 \times 10^{-10}$ | 70 | 15,0 | 27,5 |
| 26 | 2 250 | 25 | 22,5 | $0,55 \times 10^{-10}$ | 50 | 15,0 | 27,5 |

### ***Контрольні запитання***

1. На чому базуються хімічні методи впливу на привибійну зону пласта?
2. Що відбувається в результаті хімічного впливу на пласт?
3. Від чого залежить час витримування кислоти на реагування у пласті?
4. Яке призначення інгібітора, інтенсифікатора, нейтралізатора, стабілізатора?

## 12 РОЗРАХУНОК ТЕРМОКИСЛОТНОЇ ОБРОБКИ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА

### Мета роботи

Отримати навички розрахунку технологічних показників під час проведення термокислотних обробок.

### Актуальність теми

Через високу хімічну активність гарячої кислоти до металу й обмеженість інгібіторів, достатньо активних за високих температур, термохімічний процес здебільшого застосовується у свердловинах з відкритим вибоєм.

### Основні теоретичні положення

*Термокислотою обробкою* прийнято називати комбінований процес, першим етапом якого є термохімічна обробка, а другим, що без перерви проводиться за першим, – звичайна кислотна обробка або кислотна обробка під тиском.

Поєднана дія двох чинників – високої температури та активності кислоти – дозволяє ефективно застосовувати ці процеси в наступних випадках:

- у свердловинах, що знизили продуктивність завдяки відкладенням парафінових або асфальто-смолистих речовин на вибої та у прифільтрової зоні;
- для видалення парафінових або асфальто-смолистих відкладень у свердловинах із низькими колекторськими властивостями порід пласта;
- для формування максимальної кількості каналів розчинення в заданому інтервалі, особливо в доломітах та сильно доломітизованих породах;
- у свердловинах, що вийшли з буріння, з метою більш інтенсивного розчинення матеріалів, що забруднюють фільтрувальну поверхню вибою;
- у нагнітальних свердловинах для очищення поверхні фільтрації від продуктів корозії та інших забруднювальних матеріалів, що важко розчиняються в холодній соляній кислоті.

У всіх названих випадках термохімічний процес доцільний лише на родовищах з низькою температурою пласта, від 15 °С до 40 °С.

Через високу хімічну активність гарячої кислоти до металу та обмеженість достатньо активних інгібіторів за високих температур, термохімічний процес переважно застосовується у свердловинах з відкритим вибоєм.

Термокислотна обробка (ТКО) призначена для збільшення припливу продукції із пласта шляхом розчинення твердих осадів (парафін, смоли тощо) та підвищення ефективності кислотної обробки. Обробка ведеться у два етапи: на

першому етапі – термічна обробка, за якої температура на вибої підвищується до температури, вищої за температуру плавлення осадів; другий етап – звичайна соляно-кислотна обробка (СКО) розчином підвищеної температури. ТКО базується на екзотермічній реакції розчину соляної кислоти з магнієм. Наприклад, при взаємодії 18,61 л 15 %-го розчину  $\text{HCl}$  з 1 кг магнію виділяється 18 987 кДж теплоти. При цьому кислота повністю нейтралізується. Максимально можливе підвищення температури кислоти становить приблизно 243 °С.

На рисунку 12.1 наведено номограму для визначення підвищення температури 15 %-го кислотного розчину ( $t_p$ ) і його витрати при реакції з 1 кг магнію для отримання заданої залишкової концентрації ( $x_p'$ ). Норма витрати кислотного розчину підвищеної температури на один метр товщини пласта, що обробляється  $v_p = 0,8 \text{ м}^3/\text{м}$  (рис. 12.1).

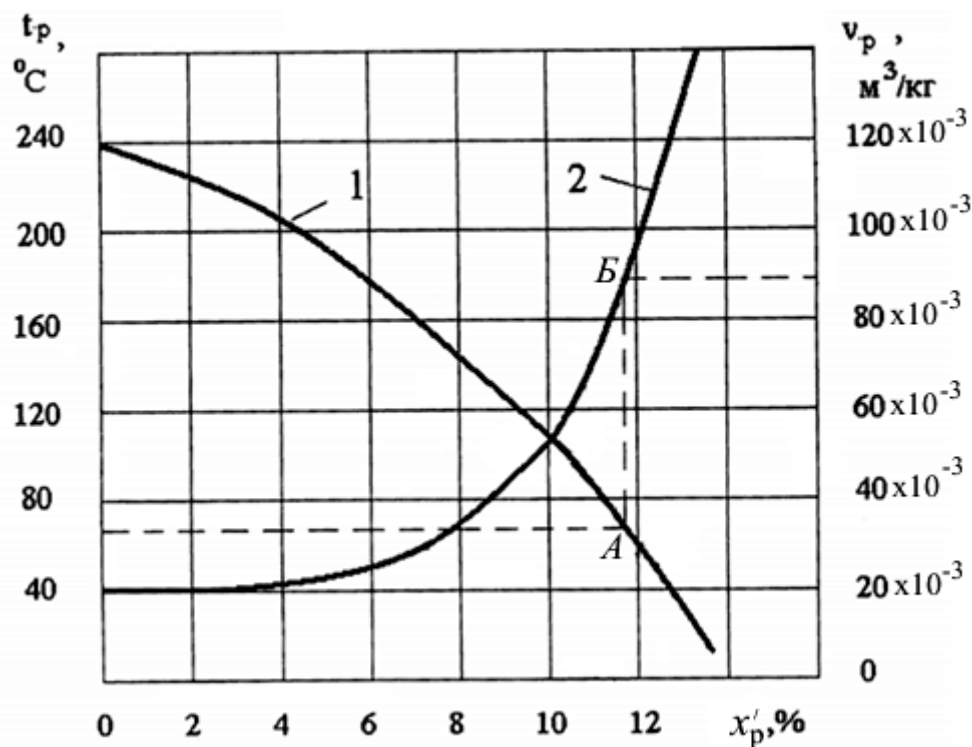


Рисунок 12.1 – Номограма для визначення підвищення температури кислотного розчину та норми витрати 15 %-ї кислоти на 1 кг магнію

## Приклади

### Приклад 1. Вихідні дані:

Розрахувати кількість магнію для проведення термокислотної обробки пласта, якщо:

– товщина пласта –  $h = 7,8 \text{ м}$ ;

- використовується кислотний розчин з концентрацією –  $x_p = 15 \%$ ;
- температуру розчину в інтервалі обробки підвищують до –  $t_p = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ .

*Розв'язок:*

1. Розраховуємо об'єм кислотного розчину за формулою:

$$V_p = v_p \times h = 0,8 \times 7,8 = 6,24 \text{ м}^3.$$

2. На номограмі (рис. 12.1) відкладаємо задану температуру розчину  $t_p = 70 \text{ }^\circ\text{C}$  і проводимо горизонталь до перетину з лінією 1 (точка А). З точки А проводимо вертикаль до перетину з лінією 2 (точка Б). На шкалі  $v_p$  знаходимо витрату 15 %-го розчину соляної кислоти на 1 кг магнію:

$$v_p = 0,087 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

3. Розраховуємо потрібну кількість магнію  $G_m$  за формулою:

$$G_m = V_p / v_p = 6,24 / 0,087 = 71,7 \text{ кг}.$$

4. За номограмою (рис. 12.1) визначаємо залишкову концентрацію кислотного розчину, що прореагував:

$$x_p' = 11,7 \%.$$

### **Приклад 2. Вихідні дані:**

Визначити основні характеристики ТКО карбонатного пласта, якщо:

- товщина пласта –  $h = 4,6 \text{ м}$ ;
- для проведення ТКО маємо магнію –  $G_m = 44 \text{ кг}$ .

*Розв'язок:*

1. Приймаємо норму витрати 15 %-го розчину кислоти  $0,8 \text{ м}^3$  на 1 м товщини пласта.

2. Знаходимо об'єм кислотного розчину:

$$V_p = v_p \times h = 0,8 \times 4,6 = 3,68 \text{ м}^3.$$

3. З формули  $G_m = V_p / v_p$  розраховуємо норму витрати кислотного розчину:

$$v_p = V_p / G_m = 3,68 / 44 = 0,0836 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

4. За номограмою (рис. 12.1) для  $v_p = 0,0836$  визначаємо залишкову концентрацію кислотного розчину і максимальну температуру розчину:

$$x_p' = 11,6 \%; t_p = 74 \text{ }^\circ\text{C}.$$

### **Приклад 3. Вихідні дані:**

Визначити максимальну температуру та залишкову концентрацію розчину при ТКО, якщо:

- норма витрати 15 %-го розчину соляної кислоти  $v_p = 0,03 \text{ м}^3/\text{кг}$ .

*Розв'язок:*

1. За номограмою (рис. 12.1) для  $v_p = 0,03 \text{ м}^3/\text{кг}$  визначаємо максимальну температуру розчину і залишкову концентрацію кислотного розчину:

$$t_p = 175 \text{ }^\circ\text{C}; x_p' = 6,5 \%.$$

**Вихідні дані для виконання практичної роботи подані в таблиці 12.1.**

Таблиця 12.1 – Вихідні дані

| Варіанти | Задача 1 | $h$ , м | $t_p$ , °C | Задача 2 | $h$ , м | $G_m$ , кг | Задача 3 | $V_p$ , м <sup>3</sup> /кг |
|----------|----------|---------|------------|----------|---------|------------|----------|----------------------------|
| 1        |          | 8,2     | 80         |          | 4,2     | 44         |          | 0,04                       |
| 2        |          | 9,1     | 60         |          | 5,8     | 52         |          | 0,05                       |
| 3        |          | 10,5    | 50         |          | 5,6     | 47         |          | 0,065                      |
| 4        |          | 6,8     | 90         |          | 3,5     | 36         |          | 0,02                       |
| 5        |          | 11,6    | 100        |          | 2,6     | 26         |          | 0,06                       |
| 6        |          | 6,1     | 40         |          | 4,1     | 37         |          | 0,07                       |
| 7        |          | 5,8     | 30         |          | 6,4     | 60         |          | 0,08                       |
| 8        |          | 12,3    | 45         |          | 7,5     | 61         |          | 0,025                      |
| 9        |          | 9,4     | 85         |          | 8,0     | 65         |          | 0,035                      |
| 10       |          | 3,8     | 95         |          | 8,4     | 67         |          | 0,045                      |
| 11       |          | 8,2     | 100        |          | 5,2     | 36         |          | 0,06                       |
| 12       |          | 9,1     | 40         |          | 5,4     | 36         |          | 0,07                       |
| 13       |          | 10,5    | 30         |          | 5,2     | 38         |          | 0,08                       |
| 14       |          | 6,8     | 45         |          | 3,5     | 60         |          | 0,025                      |
| 15       |          | 11,6    | 85         |          | 2,6     | 61         |          | 0,035                      |
| 16       |          | 6,1     | 95         |          | 4,1     | 65         |          | 0,045                      |
| 17       |          | 5,8     | 80         |          | 6,0     | 67         |          | 0,04                       |
| 18       |          | 12,3    | 60         |          | 4,2     | 46         |          | 0,05                       |
| 19       |          | 9,4     | 50         |          | 5,2     | 52         |          | 0,065                      |
| 20       |          | 3,8     | 90         |          | 6,2     | 47         |          | 0,02                       |
| 21       |          | 8,2     | 100        |          | 5,0     | 38         |          | 0,06                       |
| 22       |          | 9,1     | 40         |          | 3,5     | 26         |          | 0,07                       |
| 23       |          | 10,5    | 30         |          | 2,6     | 37         |          | 0,08                       |
| 24       |          | 6,8     | 45         |          | 4,1     | 60         |          | 0,025                      |
| 25       |          | 11,6    | 85         |          | 6,0     | 61         |          | 0,035                      |
| 26       |          | 6,1     | 95         |          | 6,2     | 65         |          | 0,045                      |

***Контрольні запитання***

1. Який процес називають термокислотною обробкою (ТКО)?
2. У яких випадках застосовують термокислотну обробку?
3. На яких родовищах доцільно використовувати термохімічний процес?
4. Для чого призначена термокислотна обробка?



## **13 РОЗРАХУНОК ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА**

### **Мета роботи**

Вивчення технології гідравлічного розриву пласта (ГРП) та вибір обладнання для його проведення.

### **Основні теоретичні положення**

Процес ГРП полягає у формуванні нових і розширенні існуючих у пласті тріщин під дією тиску нагнітання у пласт рідини. Для того щоб тріщини не змикалися після зняття тиску, у них вводять розклинюючий агент, який часто використовується як пропант (керамічні кульки), відсортований кварцовий пісок фракції 0,5–0,8 мм, корунд, скляні кульки тощо.

Технологія ГРП включає:

- 1) промивання свердловини;
- 2) спуск у свердловину високоміцних НКТ з пакером і якорем на нижньому кінці;
- 3) обв'язку й опресовування на 1,5-кратний робочий тиск гирла і наземного обладнання;
- 4) визначення прийомистості свердловин закачуванням рідини;
- 5) закачування у пласт рідини-розриву, рідини-пісконосія і продавлювальної рідини;
- 6) демонтаж обладнання і пуск свердловини в роботу.

Під час вибору обладнання для проведення ГРП необхідно визначити: тиск і витрату рідин; типи і кількість рідких середовищ і наповнювача, визначити технологічну схему проведення процесу на свердловині (рис. 13.1).

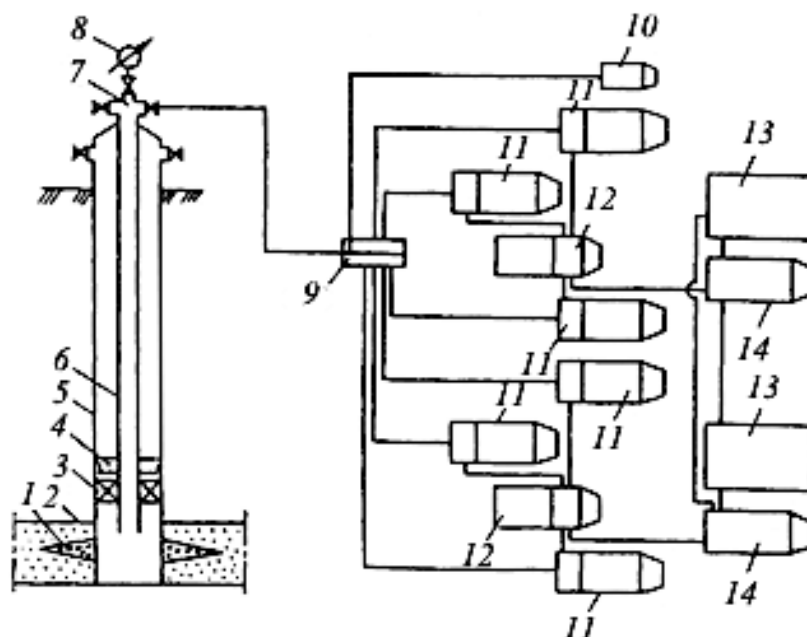


Рисунок 13.1 – Технологічна схема гідравлічного розриву пласта:  
 1 – тріщина розриву; 2 – продуктивний пласт; 3 – пакер; 4 – якір;  
 5 – обсадна колона; 6 – насосно-компресорні труби; 7 – арматура гирла;  
 8 – манометр; 9 – блок маніфольдів; 10 – станція контролю і управління процесом; 11 – насосні агрегати; 12 – піскозмішувачі; 13 – ємності з технологічними рідинами; 14 – насосні агрегати

### Алгоритм розрахунку

#### 1. Визначення мінімальної витрати закачування рідини.

Технологічні показники ГРП розраховуються для умов утворення вертикальних і горизонтальних тріщин під час закачування рідини.

Як рідини розриву і пісконосіїв використовуються нафта, вода, сульфід-спиртова барда (ССБ), розчини полімерів і ПАР, нафтоводяні і нафтокислотні гідрофільні і гідрофобні емульсії, піни тощо. Рідина-пісконосій повинна бути достатньо в'язкою, щоб швидкість осідання розклинюючого матеріалу не була значною, і мати, за можливістю, мінімальну фільтрувальну здатність, щоб транспортувати цей матеріал у глибину тріщини. Однак під час вибору рідини необхідно враховувати, що зі збільшенням в'язкості зростають втрати напору.

Мінімальна витрата закачування рідини розриву може бути оцінена при утворенні вертикальної і горизонтальної тріщини відповідно за емпіричними формулами:

$$Q_{\text{верт}} \geq \frac{h \cdot W_{\text{верт}}}{5 \cdot \mu_p}, \text{ л/с}, \quad (13.1)$$

$$Q_{\text{гор}} \geq \frac{\pi \cdot R_{\text{т}} W_{\text{гор}}}{10 \cdot \mu_p}, \text{ л/с}, \quad (13.2)$$

де  $Q_{\text{верт}}$ ,  $Q_{\text{гор}}$  – мінімальні витрати, л/с;

$h$  – товщина пласта, см;

$W_{\text{верт}}, W_{\text{гор}}$  – ширина вертикальної і горизонтальної тріщини, см;

$\mu_r$  – в'язкість рідини розриву, мПа · с;

$R_t$  – радіус горизонтальної тріщини, см.

Таблиця 13.1 – В'язкість рідин, що використовуються для ГРП

| Рідина              | В'язкість, мПа · с                    | Примітка                                                       |
|---------------------|---------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| Вода                | 1                                     |                                                                |
| Водний розчин ССБ   | 1 ÷ 1 500                             | Частіше застосовуються розчини ССБ в'язкістю 250 ÷ 800 мПа · с |
| Нафтомазутні суміші | Від одиниць до декількох тис. мПа · с |                                                                |

Тип рідини розриву і її в'язкість  $\mu_r$  приймається самотійно.

2. Визначення тиску нагнітання на гирлі свердловини –  $P_r$

$$P_r = P_{\text{грп}} + \Delta P_{\text{тр}} - P_{\text{пл}}, \quad (13.3)$$

де  $P_{\text{грп}}$  – вибійний тиск розриву пласта;

$\Delta P_{\text{тр}}$  – тиск на тертя в трубах;

$P_{\text{пл}}$  – пластовий тиск.

2.1. Визначення  $P_{\text{грп}}$

$P_{\text{грп}}$  встановлюють з досвіду або оцінюють за формулою:

$$P_{\text{грп}} = P_r + \sigma_{\text{пор}}, \quad (13.4)$$

де  $P_r = H \cdot \rho_p \cdot g$ , (Па) – гірський тиск;

$\sigma_{\text{пор}}$  – міцність породи пласта на розрив в умовах всебічного стиснення,

$\sigma_{\text{пор}} = 1,5 \div 3$  МПа;

$H$  – глибина залягання пласта, м;

$\rho_p$  – середня густина верхніх гірських порід, що дорівнює  $2\,200 \div 2\,600$  кг/м<sup>3</sup>, в середньому  $2\,300$  кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – прискорення вільного падіння.

2.2. Визначення  $P_{\text{пл}}$ .

У наближених розрахунках можна прийняти:

$$P_{\text{пл}} = P_c, \quad (13.5)$$

де  $P_c$  – гідростатичний тиск стовпа рідини у свердловині, МПа (наприклад, за глибини свердловини  $2\,400$  м  $P_{\text{пл}} = P_c = 24$  МПа).

2.3. Визначення  $\Delta P_{\text{тр}}$ .

Тиск на тертя в трубах  $\Delta P_{\text{тр}}$  визначається за формулою Дарсі – Вейсбаха (за необхідності з урахуванням збільшення втрат тиску завдяки наявності в рідині піску):

$$\Delta P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{l_c}{d_{\text{вн}}} \cdot \frac{V_{\text{п}}^2}{2g} \cdot \rho_{\text{р.п}} \cdot 10^{-3}, \quad (13.6)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору:

$$\lambda = 64/Re, \quad (13.7)$$

де  $Re$  – число Рейнольдса – безрозмірна величина, яка характеризує співвідношення між силами в'язкості і силами інерції в потоці

$$Re = 4 \cdot Q \cdot \rho_{\text{р.п}} / (\pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot \mu_{\text{р.п}}), \quad (13.8)$$

при  $Re > 400$  приймають  $\Delta P_{\text{тр}}$ , збільшене в 1,5 рази),

$Q$  – темп закачування, м<sup>3</sup>/с;

$d_{\text{вн}}$  – внутрішній діаметр НКТ, м.

В'язкість рідини-пісконосія  $\mu_{\text{р.п}}$  визначається на основі в'язкості рідини  $\mu_{\text{р}}$ , що використовується як пісконосій:

$$\mu_{\text{р.п}} = \mu_{\text{р}} \cdot \exp(3.18 \cdot \beta_{\text{п}}), \text{ мПа} \cdot \text{с}, \quad (13.9)$$

де  $\beta_{\text{п}}$  – об'ємна концентрація піску в суміші, кг/м<sup>3</sup>:

$$\beta_{\text{п}} = \frac{C_{\text{п}}/\rho_{\text{піску}}}{C_{\text{п}}/\rho_{\text{піску}} + 1}, \quad (13.10)$$

де  $C_{\text{п}}$  – концентрація піску в 1 м<sup>3</sup> рідини, кг/м<sup>3</sup>:

– для в'язкої рідини  $C_{\text{п}} = 180 \div 400$  кг/м<sup>3</sup>;

– для води  $C_{\text{п}} = 40 \div 50$  кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{піску}}$  – густина піску, кг/м<sup>3</sup>; ( $\rho_{\text{піску}} = 2\,500$  кг/м<sup>3</sup>).

$$\rho_{\text{р.п}} = \rho'_{\text{р.п}} \cdot (1 - \beta_{\text{п}}) + \rho_{\text{піску}} \cdot \beta_{\text{п}}, \quad (13.11)$$

де  $\rho_{\text{р.п}}$  – густина рідини-пісконосія, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho'_{\text{р.п}}$  – густина рідини, що використовується як пісконосій, кг/м<sup>3</sup>.

Таблиця 13.2 – Густина рідини, що застосовується як пісконосій

| Рідина | Густина рідини, (кг/м <sup>3</sup> ) |
|--------|--------------------------------------|
| Вода   | 1 000                                |
| Мазут  | 890–1 000                            |
| Нафта  | 780–1 000                            |
| Гас    | 800–850                              |

$$V_{\text{п}} = Q/S, \quad (13.12)$$

де  $V_{\text{п}}$  – швидкість потоку рідини в НКТ, м/с;

$Q$  – розрахована витрата рідини, м<sup>3</sup>/с;

$S$  – площа перетину НКТ,  $\text{м}^2$ .

Збільшення  $V_{\text{п}}$  ( $V_{\text{п}} > 2,5$  м/с) може призвести до значного збільшення  $\Delta P_{\text{тр}}$  і збільшення гирлового тиску  $P_{\text{г}}$ , який не може бути забезпечений існуючими насосами. У цьому випадку можна прийняти НКТ більшого діаметра (у цьому випадку зменшиться  $V_{\text{п}}$ ), або зменшити витрату закачуваної рідини (збільшивши в'язкість рідини розриву).

3. За прийнятими  $P_{\text{г}}$  і  $Q$  вибираємо насосний агрегат.

4. Визначаємо кількість насосних агрегатів, необхідних для проведення ГРП:

$$N = P_{\text{г}} \cdot Q / (P_{\text{р}} \cdot Q_{\text{р}} \cdot K_{\text{т.с}}) + 1, \quad (13.13)$$

де  $P_{\text{р}}$  – робочий тиск агрегата, МПа;

$P_{\text{г}}$  – тиск нагнітання на гирлі, МПа;

$Q_{\text{р}}$  – подача агрегата за цього  $P_{\text{р}}$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$K_{\text{т.с}}$  – коефіцієнт технічного стану агрегата ( $K_{\text{т.с}} = 0,5 \div 0,8$ ).

5. Вибір пакера і якоря.

Пакер і якір вибираються з умов діаметра пакера і внутрішнього діаметра обсадної колони (зазор приймається 3–7 мм) і перепаду тиску (різниця тисків вище і нижче пакера, тобто

$$\Delta P = P_{\text{грп}} - P_{\text{с}}, \quad (13.14)$$

де  $P_{\text{грп}}$  – вибійний тиск гідророзриву пласта;

$P_{\text{с}}$  – гідростатичний тиск стовпа рідини у свердловині.

6. Загальна тривалість процесу ГРП:

$$t = \frac{V_{\text{р}} + V_{\text{р.п}} + V_{\text{пр}}}{Q_{\text{ср}}}, \text{ год}, \quad (13.15)$$

де  $V_{\text{р}}$  – кількість рідини розриву,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{р.п}}$  – об'єм рідини пісконосія  $V_{\text{р.п}} = Q_{\text{п}}/C_{\text{п}}$ ,

де  $Q_{\text{п}}$  – кількість закачуваного піску на один гідророзрив.

$V_{\text{пр}} = 0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot l_{\text{с}}$  – об'єм продавлювальної рідини;

$d_{\text{вн}}$  – внутрішній діаметр НКТ;

$l_{\text{с}}$  – глибина (довжина) свердловини;

$Q_{\text{ср}}$  – прийmemo наближено рівним  $Q_{\text{р}}$ .

7. Інше обладнання вибирається виходячи з переліку необхідного обладнання для ГРП (рис. 13.1) і параметрів (місткість, тиск та ін.).

Перелік найбільш поширеного обладнання для ГРП:

– пакери з опорою на вибій: ПМ; ОПМ;

– пакери (плашкові) без опори на вибій: ПШ; ПС; ПГ;

– насосні установки (агрегати) УН1-630-700А (4АН-700);

- піскозмішувальні установки: 4ПА; УСП-50 (до 9 т піску);
- блок маніфольда: 1БМ-700; 1БМ-700С;
- арматура гирла: 2АУ-700, 2АУ-700 СУ;
- автоцистерни: АЦН-11-257; АЦН-7,5-5334; Цр-7АП; ЦР-20; АКЦП-21-5523А місткістю 6 – 21 м<sup>3</sup>.

## Приклади виконання

### Приклад 1.

*Вихідні дані:*

Визначити вибійний тиск гідророзриву пласта  $P_{грп}$ , якщо:

- глибина залягання пласта  $H = 2\,270$  м;
- міцність породи пласта на розрив в умовах всебічного стиснення  $\sigma_{пор} = 2$  МПа;
- середня густина верхніх гірських порід  $\rho_{п} = 2\,300$  кг/м<sup>3</sup>.

*Розв'язання:*

$$P_{грп} = P_{г} + \sigma_{пор} = 2\,270 \times 2\,300 \times 9,8 \times 10^{-6} + 2 \approx 52 \text{ МПа},$$

де гірський тиск  $P_{г} = H \cdot \rho_{п} \cdot g$ .

За глибини свердловин  $H > 1\,000 \div 1\,200$  м можна визначити за формулою  $P_{грп} = (0,75 \div 0,8) \cdot P_{пл}$  (дані статистичного аналізу).

*Відповідь:*  $P_{грп} \approx 52$  МПа.

### Приклад 2.

*Вихідні дані:*

Визначити тиск на тертя в трубах  $\Delta P_{тр}$ , якщо:

- глибина (довжина) свердловини  $l_c = 2\,270$  м;
- розрахована витрата рідини  $Q = 0,010$  м<sup>3</sup>/с;
- швидкість потоку рідини в НКТ  $V_{п} = 2,2$  м/с;
- густина рідини, що використовується як пісконосій  $\rho'_{р.п} = 945$  кг/м<sup>3</sup> (нафта);
- в'язкість рідини, що використовується як пісконосій  $\mu_p = 0,285$  Па · с;
- внутрішній діаметр НКТ  $d_{вн} = 0,0759$  м;
- концентрація піску в 1 м<sup>3</sup> рідини  $C_{п} = 275$  кг/м<sup>3</sup>.

*Розв'язання:*

$$1. \beta_{п} = \frac{C_{п}/\rho_{піску}}{C_{п}/\rho_{піску} + 1} = \frac{275/2500}{275/2500 + 1} = 0,11/1,11 = 0,1;$$

$$2. \rho_{р.п} = \rho'_{р.п} \cdot (1 - \beta_{п}) + \rho_{піску} \cdot \beta_{п} = 945(1 - 0,1) + 2\,500 \cdot 0,1 = 1\,100 \text{ кг/м}^3;$$

$$3. \mu_{р.п} = \mu_p \cdot \exp(3,18 \cdot \beta_{п}) = 0,285 \cdot \exp(3,18 \cdot 0,1) = 0,392 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

$$4. Re =$$

$$4 \cdot Q \cdot \rho_{p.п} / (\pi \cdot d_{вн} \cdot \mu_{p.п}) = 4 \cdot 0,010 \cdot 1100 / (3,14 \cdot 0,0759 \cdot 0,392) = 471;$$

$$5. \lambda = 64/Re = 64/471 = 0,136;$$

$$6. \Delta P_{тр} = \lambda \cdot \frac{l_c}{d_{вн}} \cdot \frac{v_{п}^2}{2g} \cdot \rho_{p.п} \cdot 10^{-3} = 0,136 \frac{2270}{0,0759} \cdot \frac{2,2^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,1 \approx 11 \text{ МПа}.$$

Оскільки при  $Re > 400$  приймають  $\Delta P_{тр}$ , збільшеним у 1,5 рази, то  $\Delta P_{тр} = 11 \times 1,5 = 16,72 \text{ МПа}$ .

7. Тиск нагнітання на гирлі  $P_{г}$  складе:

(для глибини свердловини  $l_c = 2\,270 \text{ м}$  приймаємо  $P_{пл} = 22,7 \text{ МПа}$ )

$$P_{г} = P_{грп} + \Delta P_{тр} - P_{пл} = 52 + 16,72 - 22,7 = 46,02 \text{ МПа}.$$

Відповідь:  $\Delta P_{тр} = 16,72 \text{ МПа}$ .

### Приклад 3.

Вихідні дані:

Визначити перепад тиску (різницю тисків вище і нижче пакера  $\Delta P$ , діаметр пакера і якоря, вибрати відповідні моделі обладнання, якщо:

- вибійний тиск гідророзриву пласта  $P_{грп} = 52 \text{ МПа}$ ;
- гідростатичний тиск стовпа рідини у свердловині  $P_c = 24 \text{ МПа}$ ;
- внутрішній діаметр експлуатаційної колони  $d_{вн.к} = 150,5 \text{ мм}$  (при товщині стінки експлуатаційної колони  $\delta_{ст} = 8,9 \text{ мм}$ ).

Розв'язання:

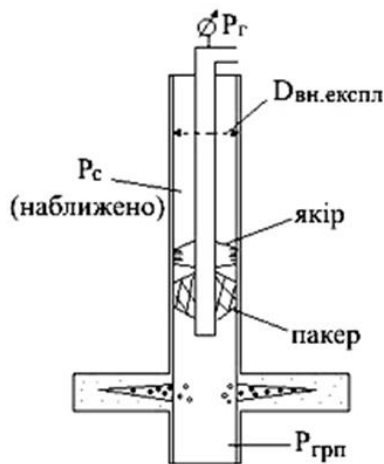


Рисунок 13.2 – Схема розміщення пакера, якоря у свердловині

$$1. \Delta P = P_{грп} - P_c = 52 - 24 = 28 \text{ МПа}.$$

2. Зовнішній діаметр пакера-якоря  $d_{пакера, якоря} = 150,5 \text{ мм} - 5 \text{ мм} = 145,5 \text{ мм}$  (беремо зазор між пакером і експлуатаційною колоною рівний 5 мм)

3. Таким чином, необхідно вибрати пакер і якорь на робочий тиск 28 МПа і діаметром 145,5 мм. Цим параметрам відповідає модель пакера-якоря 1ПД-ЯГ-145-500 (зовнішній діаметр пакера 145 мм, робочий тиск 50 МПа).

### Завдання

Необхідно вибрати і обґрунтувати для умов свого варіанта (табл. 13.3) наземне і підземне обладнання для проведення ГРП: підйомну установку, НКТ, пакери, якорі, арматуру гирла, блок маніфольда, насосні установки, піскозмішувальні установки, автоцистерни.

**Вихідні дані для виконання практичної роботи подані в таблиці 13.3.**

Таблиця 13.3 – Варіанти завдань з вибору обладнання для ГРП

| Варіант                                                                                                              | $H$ , м | $l_c$ , м | $Q$ , м <sup>3</sup> /с | $V_p$ , м/с | $D^*_{\text{ум.НКТ}}$ , м | $P_{\text{грп}}$ , МПа | $P_c$ , МПа | $D^*_{\text{ум.е.к}}$ , мм |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|-----------|-------------------------|-------------|---------------------------|------------------------|-------------|----------------------------|
| 1                                                                                                                    | 1 500   | 1 500     | 0,005                   | 2,1         | 73                        | 48                     | 15,0        | 146                        |
| 2                                                                                                                    | 1 550   | 1 550     | 0,006                   | 2,1         | 73                        | 49                     | 15,5        | 146                        |
| 3                                                                                                                    | 1 600   | 1 600     | 0,007                   | 2,1         | 73                        | 50                     | 16,0        | 146                        |
| 4                                                                                                                    | 1 650   | 1 650     | 0,008                   | 2,2         | 60                        | 51                     | 16,5        | 146                        |
| 5                                                                                                                    | 1 700   | 1 700     | 0,009                   | 2,0         | 89                        | 52                     | 17,0        | 146                        |
| 6                                                                                                                    | 1 750   | 1 750     | 0,010                   | 2,0         | 89                        | 48                     | 17,5        | 168                        |
| 7                                                                                                                    | 1 800   | 1 800     | 0,005                   | 2,1         | 73                        | 49                     | 18,0        | 168                        |
| 8                                                                                                                    | 1 850   | 1 850     | 0,006                   | 2,1         | 73                        | 50                     | 18,5        | 168                        |
| 9                                                                                                                    | 1 900   | 1 900     | 0,007                   | 2,1         | 73                        | 51                     | 19,0        | 168                        |
| 10                                                                                                                   | 1 950   | 1 950     | 0,008                   | 2,2         | 60                        | 52                     | 19,5        | 168                        |
| 11                                                                                                                   | 2 000   | 2 000     | 0,009                   | 2,1         | 73                        | 48                     | 20,0        | 146                        |
| 12                                                                                                                   | 2 050   | 2 050     | 0,010                   | 2,1         | 73                        | 49                     | 20,5        | 146                        |
| 13                                                                                                                   | 2 100   | 2 100     | 0,005                   | 2,1         | 73                        | 50                     | 21,0        | 146                        |
| 14                                                                                                                   | 2 150   | 2 150     | 0,006                   | 2,2         | 60                        | 51                     | 21,5        | 146                        |
| 15                                                                                                                   | 2 200   | 2 200     | 0,007                   | 2,0         | 89                        | 52                     | 22,0        | 146                        |
| 16                                                                                                                   | 2 250   | 2 250     | 0,008                   | 2,0         | 89                        | 48                     | 22,5        | 168                        |
| 17                                                                                                                   | 1 800   | 1 800     | 0,009                   | 2,1         | 73                        | 49                     | 18,0        | 168                        |
| 18                                                                                                                   | 1 850   | 1 850     | 0,010                   | 2,1         | 73                        | 50                     | 18,5        | 168                        |
| 19                                                                                                                   | 1 900   | 1 900     | 0,005                   | 2,1         | 73                        | 51                     | 19,0        | 168                        |
| 20                                                                                                                   | 1 950   | 1 950     | 0,006                   | 2,2         | 60                        | 52                     | 19,5        | 168                        |
| 21                                                                                                                   | 2 000   | 2 000     | 0,007                   | 2,1         | 73                        | 48                     | 20,0        | 146                        |
| 22                                                                                                                   | 2 050   | 2 050     | 0,008                   | 2,1         | 73                        | 49                     | 20,5        | 146                        |
| 23                                                                                                                   | 2 100   | 2 100     | 0,009                   | 2,1         | 73                        | 50                     | 21,0        | 146                        |
| 24                                                                                                                   | 2 150   | 2 150     | 0,010                   | 2,2         | 60                        | 51                     | 21,5        | 146                        |
| 25                                                                                                                   | 2 200   | 2 200     | 0,005                   | 2,0         | 89                        | 52                     | 22,0        | 146                        |
| 26                                                                                                                   | 2 250   | 2 250     | 0,006                   | 2,0         | 89                        | 52                     | 22,5        | 168                        |
| Примітка. $D^*_{\text{ум.НКТ}}$ , $D^*_{\text{ум.е.к}}$ – умовні діаметри, відповідно, НКТ та експлуатаційної колони |         |           |                         |             |                           |                        |             |                            |



### ***Контрольні запитання***

1. Які насоси застосовуються для ГРП?
2. Яке свердловинне обладнання застосовується для ГРП?
3. Який принцип вибору обладнання для ГРП?

## **14 РОЗРАХУНОК ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ГІДРОПІСКОСТРУМИННОЇ ОБРОБКИ**

### **Мета роботи**

Отримати навички розрахунку технологічних показників під час проєктування гідропіскоструминної обробки.

### **Актуальність теми**

Гідропіскоструминна обробка приви́бійної зони свердловини призначена для підвищення її проникності і є ефективним методом збільшення продуктивності свердловин.

### **Основні теоретичні положення**

Методи гідропіскоструминної перфорації і щілинного розвантаження приви́бійної зони пласта забезпечують надійний гідродинамічний зв'язок свердловини з пластом, зниження напружень і збільшення проникності порід у присвердловинній зоні, збільшення розмірів фільтраційної зони, високу досконалість розкриття і, зрештою, підвищення флюїдовіддачі пласта. Методи можуть бути застосовані у поєднанні з кислотними та іншими обробками приви́бійної зони пласта (ПЗП) як у видобувних, так і в нагнітальних свердловинах. У багатопластових і неоднорідних за проникністю колекторах можуть бути використані для вирівнювання профілю приймальності свердловин.

Утворення каналу при гідропіскоструминній перфорації здійснюється завдяки гідромоніторному ефекту високошвидкісного струменя, що виходить з насадки, а також абразивного дії піску, що міститься у струмені. Це поки що єдиний промислово застосовуваний зараз спосіб розкриття пластів, що виключає вплив вибухових навантажень на пласт і, отже, особливо доцільний у тих випадках, коли механоактиваційні процеси можуть значно погіршити проникність пористого середовища.

Гідропіскоструминна обробка приви́бійної зони свердловини призначена для підвищення її проникності і є ефективним методом збільшення продуктивності свердловин.

Основними характеристиками, які потрібно розрахувати при цьому методі обробки, є:

- загальна кількість рідини і піску для успішного здійснення процесу;
- витрата робочої рідини;
- гідравлічні втрати в різних елементах;
- допустимий тиск на гирлі.

Загальна кількість рідини (у м<sup>3</sup>)  $V_p$  приймається рівною приблизно (2,3–2,5) об'ємам свердловини  $V_c$ .

$$V_p = 1,88 \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot L_c, \quad (14.1)$$

Причому  $0,4V_p$  використовують для транспортування піску на вибій;  $0,4V_p$  – на промивання свердловини після здійснення процесу;  $0,2V_p$  – на можливу втрату циркуляції внаслідок поглинання рідини пластом.

Загальну кількість піску (у кг)  $Q_p$  розраховують на об'єм  $0,6V_p$ , причому масова концентрація піску  $C_p = 100$  кг/см<sup>3</sup>:

$$Q_p = 1,13 \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot L_c \cdot C_p. \quad (14.2)$$

Витрата робочої рідини (зазвичай використовується вода), м<sup>3</sup>/с:

$$Q = 1,414 \cdot \mu \cdot n_n \cdot f_n \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_n \cdot 10^6}{\rho_{p.n}}}, \quad (14.3)$$

де  $\mu$  – коефіцієнт витрати, що приймається приблизно 0,82;

$n_n$  – число насадок (зазвичай  $n_n = 4$ );

$f_n$  – площа поперечного перерізу насадки на виході, м<sup>2</sup>,  $f_n = 0,785 d_n^2$ ;

$\Delta P_n$  – втрати тиску в насадках, МПа, приймаються рівними:

при  $d_n = 6$  мм – (10 – 12) МПа,

при  $d_n = (3 - 4,5) - (18 - 20)$  МПа;

$\rho_{p.n}$  – густина суміші рідини і піску, кг/м<sup>3</sup>,

$\rho_{p.n} = \rho_{p.n}^* \cdot (1 - \beta_p) + \rho_p \cdot \beta_p$ ,

$\beta_p = \frac{C_p / \rho_p}{C_p / \rho_p + 1}$ ,

$\rho_{p.n}^*$  – густина рідини, яку використовують як пісконосій, ( $\rho_v = 1\,000$  кг/м<sup>3</sup>);

$\rho_p$  – густина піску ( $\rho_p = 2\,500$  кг/м<sup>3</sup>);

$\beta_p$  – об'ємна концентрація піску в суміші.

Гідравлічні втрати під час проведення гідропіскоструминної обробки:

$$\Delta P = \Delta P_T + \Delta P_K + \Delta P_n + \Delta P_{\text{п}}, \quad (14.4)$$

де  $\Delta P_T$  і  $\Delta P_K$  – втрати тиску в НКТ і кільцевому просторі, МПа/100 м (визначаються графічно з рис. 14.1);

$\Delta P_{\text{п}}$  – втрати тиску в порожнині, що утворюється в результаті впливу на породу абразивних струменів, МПа. Виходячи з досвіду проведення гідропіскоструминних обробок, можна прийняти  $\Delta P_{\text{п}} = 3,5$  МПа.

Допустимий тиск на гирлі, МПа:

$$P_{\text{д.г}} = \frac{P_{\text{роз}} - H \cdot q_T}{K \cdot F_T}, \quad (14.5)$$

де  $P_{\text{роз}}$  – розривне навантаження різбового з'єднання, Н;

$H$  – глибина спуску НКТ, м;

$q_T$  – навантаження від ваги 1 м труб, Н/м;

$K$  – коефіцієнт запасу,  $K = 1,5$ ;

$F_T$  – площа поперечного перерізу труб,  $\text{м}^2$ .

Для НКТ зі сталі групи міцності Д розривне навантаження при  $d = 0,06$  м становить  $P_{\text{роз}} = 205$  кН;  $q_T = 68,7$  Н/м;  $F_T = 1,986 \times 10^{-3}$   $\text{м}^2$ .

Для безаварійності процесу необхідно виконати умову:

$$\Delta P \leq P_{\text{д.г.}}$$

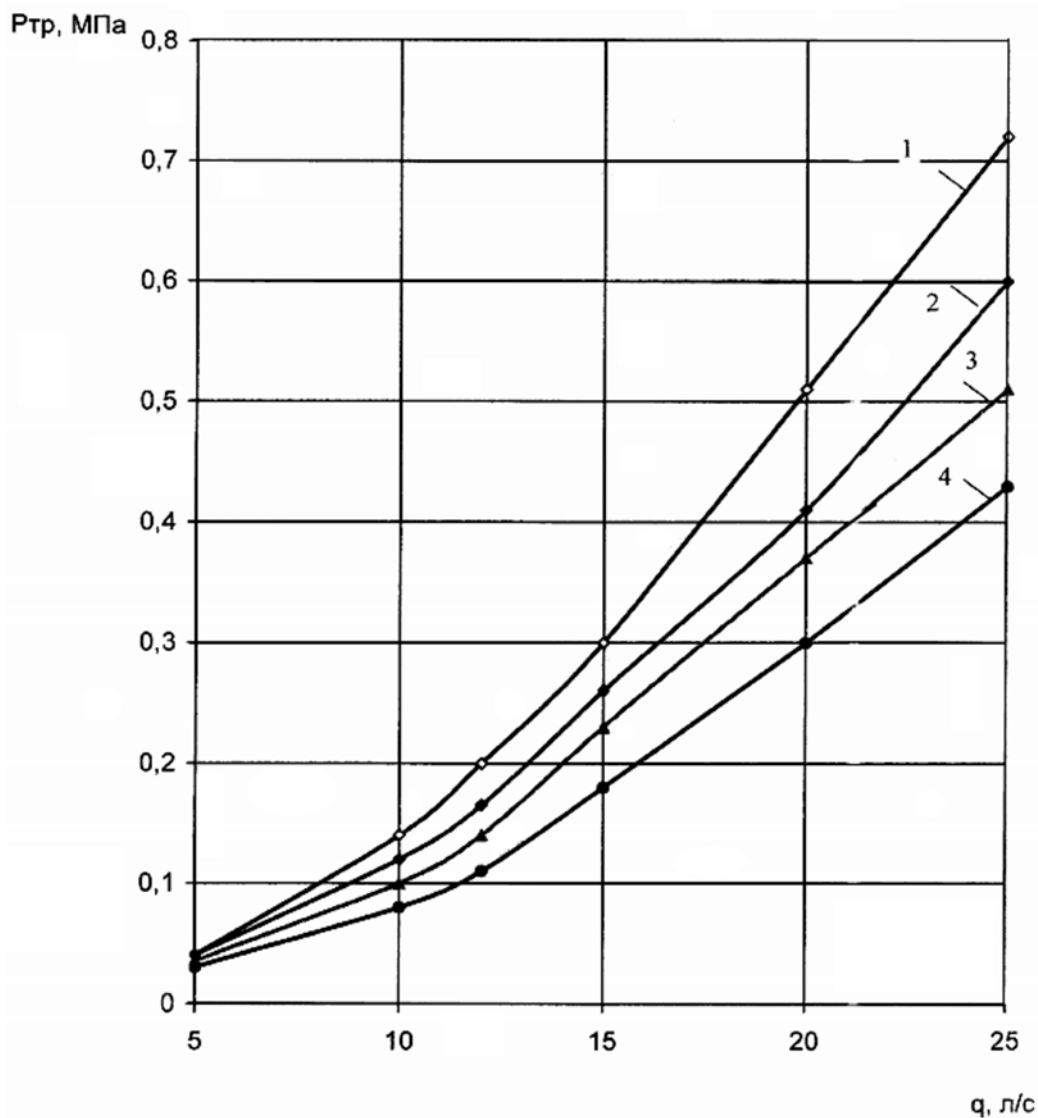


Рисунок 14.1 – Втрати тиску в трубах і в міжтрубному просторі під час прокачування водопіщаної суміші на кожні 100 м довжини:

1 – для 140-мм експлуатаційної колони і НКТ-73; 2 – для 140-мм експлуатаційної колони і НКТ-89; 3 – для 168-мм експлуатаційної колони і НКТ-73; 4 – для 168-мм експлуатаційної колони і НКТ-89

Таблиця 14.1 – Значення діаметрів експлуатаційної колони

| Зовнішній діаметр експлуатаційної колони $D$ , мм | труб | Внутрішній діаметр експлуатаційної колони $D_{\text{вн}}$ , мм | труб |
|---------------------------------------------------|------|----------------------------------------------------------------|------|
| 168                                               |      | 150,3                                                          |      |
| 140                                               |      | 128                                                            |      |

### Приклад

*Вихідні дані:*

Розрахувати процес гідропіскоструминної обробки свердловини, якщо:

– глибина піскоструминної обробки  $H = 1\,370$  м;

– умовний діаметр експлуатаційної колони  $D = 168$  мм (внутрішній діаметр  $D_{\text{вн}} = 0,150\,3$  м);

– умовний діаметр НКТ  $D_{\text{НКТ}} = 73$  мм;

– діаметр насадок  $d_{\text{нас}} = 4,5$  мм;

– перепад тиску в насадках прийняти рівним  $\Delta P_{\text{н}} = 20$  МПа.

*Розв'язання:*

1. Обчислюємо об'єм рідини за формулою (14.1):

$$V_{\text{р}} = 1,88 \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot L_{\text{с}} = 1,88 \cdot 0,1503^2 \cdot 1\,370 = 58,18 \text{ м}^3.$$

2. Обчислюємо загальну кількість піску за формулою (14.2):

$$Q_{\text{п}} = 1,13 \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot L_{\text{с}} \cdot C_{\text{п}} = 1,13 \cdot 0,1503^2 \cdot 1\,370 \cdot 100 = 3\,497,172 \text{ кг}.$$

3. Розраховуємо об'ємну концентрацію в суміші піску:

$$\beta_{\text{п}} = \frac{C_{\text{п}}/\rho_{\text{п}}}{C_{\text{п}}/\rho_{\text{п}} + 1} = \frac{100/2\,500}{100/2\,500 + 1} = 0,038,$$

і густину суміші рідини та піску:

$$\rho_{\text{р.п}} = \rho_{\text{р.п}}^* \cdot (1 - \beta_{\text{п}}) + \rho_{\text{п}} \cdot \beta_{\text{п}} = 1\,000 \cdot (1 - 0,038) + 2\,500 \cdot 0,038 = 1\,057,7 \text{ кг/м}^3.$$

4. Розраховуємо витрату робочої рідини за формулою (14.3):

$$Q = 1,414 \cdot \mu \cdot n_{\text{н}} \cdot f_{\text{н}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{н}} \cdot 10^6}{\rho_{\text{р.п}}}} = 1,414 \cdot 0,82 \cdot 4 \cdot 0,785 \cdot 0,004\,5^2 \cdot \sqrt{\frac{20 \cdot 10^6}{1\,057,7}} = 0,010\,1 \text{ м}^3/\text{с} = 10 \text{ л/с},$$

де  $f_{\text{н}} = 0,785 d_{\text{н}}^2$ .

5. За графіком (рис. 14.1) визначаємо втрати тиску в трубах і в міжтрубному просторі на кожні 100 м довжини для експлуатаційної колони 168 мм і НКТ-73 під час прокачування водопіщаної суміші при  $Q = 10$  л/с:

$$\Delta P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{к}} = 0,1 \text{ МПа/100 м}.$$

6. Сума втрат при глибині  $H = 1\,370$  м:

$$\Delta P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{к}} = (0,1 \cdot 1\,370)/100 = 1,37 \text{ МПа}.$$

7. Визначаємо гідравлічні втрати тиску під час проведення гідропіскоструминної обробки за формулою (14.4):

$$\Delta P = \Delta P_T + \Delta P_K + \Delta P_H + \Delta P_{\Pi} = 1,37 + 20 + 3,5 = 24,87 \text{ МПа.}$$

8. Розраховуємо допустимий тиск в НКТ на гирлі свердловини:

$$P_{д.г} = \frac{P_{роз} - H \cdot q_T}{K \cdot F_T} = \frac{205 \cdot 10^3 - 1370 \cdot 68,7}{1,5 \cdot 1,986 \cdot 10^{-3}} = 37,22 \text{ МПа.}$$

*Відповідь:* оскільки  $\Delta P = 24,87 \text{ МПа} < P_{д.г} = 37,22 \text{ МПа}$  процес гідропіскоструминної обробки можливий.

**Вихідні дані для виконання практичної роботи подані в таблиці 14.2.**

Таблиця 14.2 – Вихідні дані

| Варіант | $H$ , мм | $D$ , мм | $D_{\text{НКТ}}$ , мм | $d_{\text{нас}}$ , мм | $\Delta P_H$ , МПа |
|---------|----------|----------|-----------------------|-----------------------|--------------------|
| 1       | 1 500    | 168      | 89                    | 6,0                   | 10                 |
| 2       | 2 100    | 168      | 89                    | 3,0                   | 20                 |
| 3       | 1 400    | 140      | 73                    | 4,5                   | 20                 |
| 4       | 1 600    | 168      | 73                    | 3,0                   | 20                 |
| 5       | 1 620    | 168      | 89                    | 4,5                   | 20                 |
| 5       | 1 670    | 140      | 73                    | 4,5                   | 20                 |
| 7       | 2 060    | 140      | 73                    | 3,0                   | 18                 |
| 8       | 1 800    | 140      | 73                    | 6,0                   | 10                 |
| 9       | 2 250    | 168      | 89                    | 4,5                   | 18                 |
| 10      | 1 800    | 168      | 73                    | 4,5                   | 20                 |
| 11      | 1 500    | 168      | 89                    | 3,0                   | 20                 |
| 12      | 2 100    | 140      | 73                    | 6,0                   | 20                 |
| 13      | 1 400    | 140      | 73                    | 4,5                   | 18                 |
| 14      | 1 600    | 140      | 73                    | 4,5                   | 10                 |
| 15      | 1 620    | 168      | 89                    | 6,0                   | 18                 |
| 16      | 1 670    | 168      | 73                    | 3,0                   | 20                 |
| 17      | 2 060    | 140      | 89                    | 4,5                   | 20                 |
| 18      | 1 800    | 140      | 89                    | 3,0                   | 20                 |
| 19      | 2 250    | 140      | 73                    | 4,5                   | 20                 |
| 20      | 1 800    | 168      | 73                    | 4,5                   | 18                 |
| 21      | 1 620    | 168      | 89                    | 3,0                   | 10                 |
| 22      | 1 670    | 140      | 73                    | 6,0                   | 18                 |
| 23      | 2 060    | 140      | 73                    | 4,5                   | 20                 |
| 24      | 1 800    | 140      | 73                    | 3,0                   | 18                 |
| 25      | 2 250    | 168      | 89                    | 6,0                   | 10                 |
| 26      | 1 800    | 168      | 73                    | 4,5                   | 18                 |

### ***Контрольні запитання***

1. Критерії застосування гідропіскоструминної перфорації?
2. Призначення гідропіскоструминної перфорації?
3. Основні характеристики, що розраховуються при гідропіскоструминній обробці?

## 15 ЛІКВІДАЦІЯ ПІЩАНОГО КОРКА У НАФТОВІЙ СВЕРДЛОВИНІ

### Мета роботи

Вивчення та вибір обладнання для ліквідації піщаних корків нафтових свердловин промиванням.

### Вступна частина

Пісок (частки породи) виноситься з пласта у стовбур свердловини в результаті руйнування порід, зазвичай пухких, слабосцементованих. Пісок, що надходить у свердловину, осідаючи на вибої, утворює корок, який істотно знижує поточний дебіт свердловини.

Ліквідацію піщаних корків відносять до операцій з підземного (поточного) ремонту свердловини і проводять промиванням свердловин водою, різними рідинами, газорідними сумішами, піною, продувкою повітрям тощо.

Для виконання практичної роботи необхідне знання термінів:

- пласт;
- стовбур свердловини;
- дебіт свердловини;
- вибій свердловини;
- поточний ремонт свердловини;
- зовнішній, внутрішній, умовний діаметри труб;
- експлуатаційні труби, насосно-компресорні труби.

У роботі використані такі скорочення і позначення:

НКТ – насосно-компресорні труби;

*м вод. ст.* – метри водяного стовпа.

### Основні теоретичні положення

Виділяють пряме (рис. 15.1) і зворотне (рис. 15.2) промивання піщаних корків у свердловинах.

*Пряме промивання* – процес видалення із свердловини піску шляхом нагнітання промивальної рідини всередину колони НКТ і винесення розмитої породи рідиною через затрубний (кільцевий) простір. Для підвищення ефективності розпушування корків на кінець колони НКТ іноді нагвинчують різні пристосування – насадки.

*Зворотне промивання* свердловин від піщаних корків – процес видалення піску із свердловин з нагнітанням промивальної рідини в затрубний (кільцевий) простір і направленням вихідного потоку рідини через НКТ.



Розрахунок промивання стовбура свердловини полягає у визначенні гідравлічних втрат напору у процесі руху рідини. До втрат відносяться втрати напору в НКТ, втрати напору рідини під час руху в кільцевому просторі, втрати напору для врівноваження різниці густин рідини в НКТ і в кільцевому просторі, втрати напору в шлангу і вертлюгу, втрати в насадці.

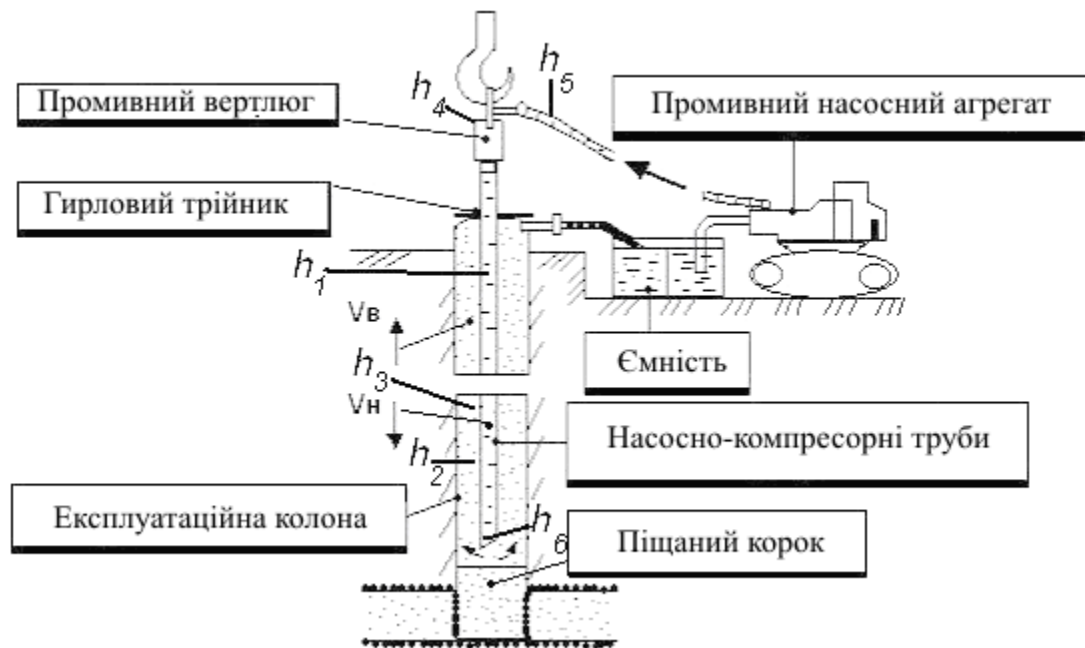


Рисунок 15.1 – Схема прямого промивання

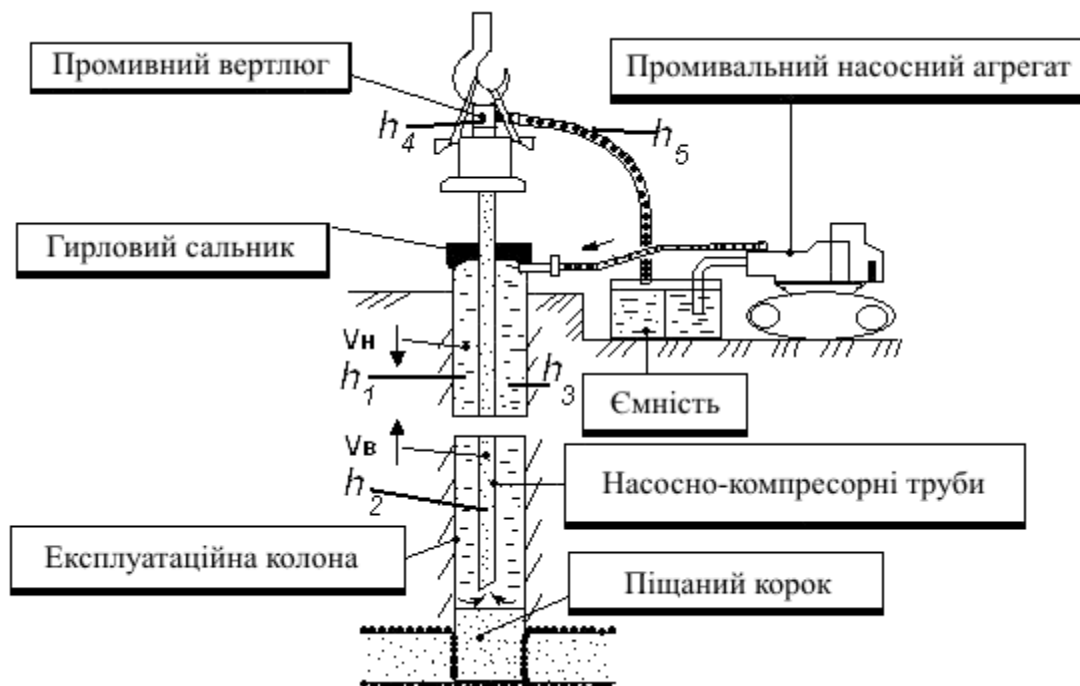


Рисунок 15.2 – Схема зворотного промивання

### Алгоритм розрахунку

1. Вибір варіанта завдання (табл.15.4).

2. Вибір насоса для промивання свердловини (дод. А). Необхідна подача (продуктивність) насоса  $Q$  може бути обрана з таких умов:

- мінімальної подачі насоса  $Q_{\min}$ , оскільки вважається, що мінімальна продуктивність насоса забезпечує швидкість  $V$  виносу частинок піску з вибою;
- розмиву піску струменем з насадкою – швидкість рідини приймається не менше 50 м/с; ця умова справедлива тільки для прямого промивання:

$$Q = V \cdot S, \quad (15.1)$$

де  $V \geq 50$  м/с,

$S$  – площа насадки (розраховується за даними табл. 15.4.);

$V$  – швидкість висхідного потоку рідини, яка повинна перевищувати швидкість падіння частинок піску в рідині, що знаходиться в спокої.

### Приклади виконання

**Приклад 1.** Виберемо необхідну подачу насоса з умови мінімальної подачі, необхідної для розмиву корка. Для промивання свердловини приймаємо поршневий насос 9ТМ (дод. А) та відповідну йому мінімальну подачу  $Q_{\min} = 3,5$  л/с.

Розрахунок швидкості висхідного та нисхідного потоків при прямому промиванні:

$$V = \frac{Q}{S}, \text{ см/с.} \quad (15.2)$$

Площа поперечного перерізу  $S$  залежить від способу промивання.

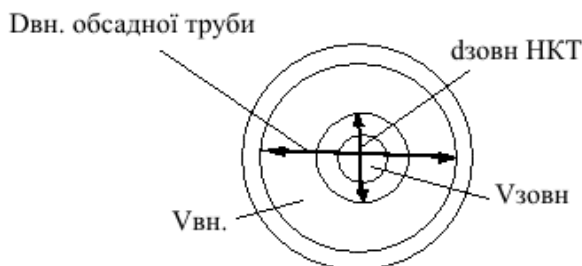


Рисунок 15.3 – Розрахунок швидкостей висхідного і нисхідного потоків при прямому промиванні

$$\begin{aligned} V_{\text{зовн}} &= Q/S_1 & V_{\text{вн.}} &= Q/S_2 \\ S_1 &= \frac{\pi}{4} \cdot d^2 & S_2 &= \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - d^2) \end{aligned}$$

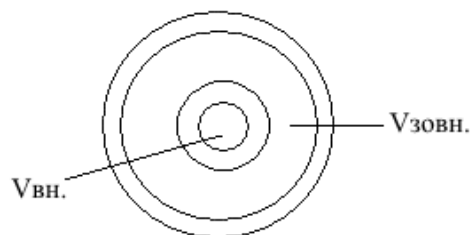


Рисунок 15.4 – Розрахунок швидкостей висхідного і нисхідного потоків при зворотному промиванні

$$\begin{aligned} V_{\text{зовн}} &= Q/S_1 & V_{\text{вн.}} &= Q/S_2 \\ S_1 &= \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - d^2) & S_2 &= \frac{\pi}{4} \cdot d^2 \end{aligned}$$

1. Розраховуємо швидкості висхідного і нисхідного потоків при прямому промиванні, якщо:

- умовний діаметр НКТ – 48 мм (зовнішній діаметр НКТ – 48,3 мм);
- внутрішній діаметр НКТ – 40,3 мм (дод. Б);
- умовний діаметр експлуатаційної колони – 140 мм;
- внутрішній діаметр експлуатаційної колони – 124,3 мм (можна прийняли й інший внутрішній діаметр залежно від товщини стінки труби; дод. В).

Тоді швидкість нисхідного потоку (в НКТ):

$$V_{\text{зов.}} = \frac{3,5 \text{ л/с}}{\frac{\pi}{4} \cdot 0,0403^2 \text{ м}} = \frac{0,0035 \text{ м}^3/\text{с}}{0,0013 \text{ м}^2} = 2,69 \text{ м/с},$$

швидкість висхідного потоку (у затрубному просторі):

$$V_{\text{вн.}} = \frac{3,5 \text{ л/с}}{\frac{\pi}{4} \cdot (0,124^2 - 0,0483^2) \text{ м}} = \frac{0,0035 \text{ м}^3/\text{с}}{0,0099 \text{ м}^2} = 0,35 \text{ м/с}.$$

**Приклад 2.** Розрахунок швидкості підйому піщинок:

$$V_{\text{п}} = V_{\text{в}} - W, \text{ м/с}, \quad (15.3)$$

де  $V_{\text{п}}$  – швидкість підйому піщинок;

$V_{\text{в}}$  – швидкість висхідного потоку рідини;

$W$  – середня швидкість вільного падіння піску в рідині, яка визначається експериментально залежно від діаметра частинок піску (табл. 15.1).

Таблиця 15.1 – Залежність середньої швидкості вільного падіння піску від діаметра частинок

|                            |      |      |      |      |       |
|----------------------------|------|------|------|------|-------|
| Діаметр частинок піску, мм | 0,3  | 0,25 | 0,2  | 0,1  | 0,01  |
| $W$ , см/с                 | 3,12 | 2,53 | 1,95 | 0,65 | 0,007 |

2. Розраховуємо швидкість підйому піщинок (розмитой породи), якщо:

- діаметр піщинок  $d_{\text{піщинок}} = 0,3 \text{ мм}$ ;
- середня швидкість вільного падіння піску в рідині  $W = 3,12 \text{ см/с}$  або  $0,0312 \text{ м/с}$ .

$$V_{\text{п}} = 0,35 \text{ м/с} - 0,0312 \text{ м/с} = 0,32 \text{ м/с}.$$

Отже, швидкість висхідного потоку рідини перевищує швидкість падіння частинок піску в рідині.

**Приклад 3.** Визначення гідравлічних втрат при прямому промиванні:

$h_1$  – втрати напору в промивальних трубах

$$h_1 = \lambda \cdot \frac{H}{d} \cdot \frac{V_{\text{н}}^2}{2 \cdot g} \cdot \rho_{\text{р}} \cdot 10^{-3}, \text{ м вод. ст.}, \quad (15.4)$$

де  $H$  – довжина промивальних труб (наближено приймаємо рівною глибині свердловини), м;

$d$  – внутрішній діаметр промивальних труб (НКТ), м;

$V_H$  – швидкість низхідного потоку рідини в трубах, м/с;

$\rho_p$  – густина рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору (приймається за таблицями залежно від умовного діаметра труб; табл. 15.2).

Таблиця 15.2 – Залежність коефіцієнта гідравлічного опору від умовного діаметра труб

| Умовний діаметр труб, мм                          | 48    | 60    | 73    | 89    | 114   |
|---------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Коефіцієнт гідравлічного опору $\lambda$ для води | 0,040 | 0,037 | 0,035 | 0,034 | 0,032 |

3. Визначаємо гідравлічні втрати при промиванні, якщо:

– діаметр НКТ  $d_{\text{НКТ}} = 48$  мм;

– коефіцієнт гідравлічного опору  $\lambda = 0,040$

$$h_1 = 0,040 \cdot \frac{2000 \text{ м}}{0,0403 \text{ м}} \cdot \frac{(2,69 \text{ м/с})^2}{2 \cdot 9,8 \text{ м/с}^2} \cdot 1000 \text{ кг/м}^3 \cdot 10^{-3} = 732 \text{ м вод. ст.}$$

**Приклад 4.** Визначення гідравлічних втрат при зворотному промиванні:

$h_2$  – втрати напору під час руху рідини з піском у кільцевому просторі:

$$h_2 = \varphi \cdot \lambda \cdot \frac{H}{D_{\text{вн.}} - d_{\text{зовн.}}} \cdot \frac{V_B^2}{2 \cdot g} \cdot \rho_p \cdot 10^{-3}, \text{ м вод. ст.} \quad (15.5)$$

де  $\varphi$  – коефіцієнт, що враховує збільшення втрат внаслідок вмісту в рідині піску ( $\varphi = 1,12 \div 1,2$ );

$D_{\text{вн.}}$  – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м;

$d_{\text{зовн.}}$  – зовнішній діаметр промивальних труб (НКТ), м.

4. Визначаємо гідравлічні втрати при зворотному промиванні:

приймаємо  $\varphi = 1,15$ ,

$$h_2 = 1,15 \cdot 0,040 \cdot \frac{2000 \text{ м}}{0,124 \text{ м} - 0,0483 \text{ м}} \cdot \frac{(0,35 \text{ м/с})^2}{2 \cdot 9,8 \text{ м/с}^2} \cdot 1000 \text{ кг/м}^3 \cdot 10^{-3} \\ = 7,5 \text{ м вод. ст.}$$

Для визначення гідравлічних опорів зворотного промивання користуються тими саме формулами, але формула (15.1) використовується для висхідного потоку, а формула (15.2) – для нисхідного.

**Приклад 5.** Визначення додаткових втрат, пов'язаних із різницею густини рідини в трубах і затрубному просторі:

$h_3$  – додаткові втрати, пов'язані з різницею густини рідини в трубах і затрубному просторі у зв'язку з наявністю піску у висхідному потоці:

$$h_3 = \frac{(1-m) \cdot F \cdot l \cdot \rho_p}{f} \cdot \left[ \frac{\rho_p}{\rho_p} \cdot \left( 1 - \frac{W}{V_B} \right) - 1 \right] \cdot 10^{-3}, \text{ м вод. ст.}, \quad (15.6)$$

де  $m$  – об'єм пустот між частками піску, яку займає рідина ( $m = 0,3 \div 0,45$ );

$F$  – площа перетину обсадної колонки, м<sup>2</sup>;

$L$  – висота корка, що промивається за один прийом (6 або 12 м – ця величина приймається самостійно);

$f$  – площа перетину кільцевого простору, м<sup>2</sup>;

$\rho_p$  – густина піску (для кварцового піску  $\rho_p = 2\,650 \div 2\,700$  кг/м<sup>3</sup>),

$V_B$  – швидкість висхідного потоку рідини, м/с;

$W$  – середня швидкість вільного падіння піску в рідині, яка визначається залежно від діаметра частинок піску, м/с.

5. Розраховуємо площу перетину обсадної експлуатаційної колони  $F$ :

$$F = \pi \cdot R_{\text{вн.ек.}}^2 = 3,14 \cdot \left( \frac{0,1243}{2} \text{ м} \right)^2 = 0,012 \text{ м}^2.$$

6. Розраховуємо площу перетину кільцевого простору  $f$ :

$$f = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{вн.ек.}}^2 - d_{\text{зов.НКТ}}^2) = \frac{\pi}{4} \cdot (0,124^2 \text{ м} - 0,0483^2 \text{ м}) = 0,01 \text{ м}^2.$$

7. Визначаємо додаткові втрати, пов'язані з різницею густини рідини в трубах і затрубному просторі:

приймаємо  $m = 0,35$ ,  $l = 6$  м,  $\rho_p = 2\,700$  кг/м<sup>3</sup>,

$$h_3 = \frac{(1 - 0,35) \cdot 0,012 \text{ м}^2 \cdot 6 \text{ м} \cdot 1\,000 \text{ кг/м}^3}{0,01 \text{ м}^2} \cdot \left[ \frac{2\,700 \text{ кг/м}^3}{1\,000 \text{ кг/м}^3} \cdot \left( 1 - \frac{0,0312 \text{ м/с}}{0,35 \text{ м/с}} \right) - 1 \right] \cdot 10^{-3} = 6,83 \text{ м вод. ст.}$$

**Приклад 6.** Розрахунок сумарних гідравлічних втрат при промиванні:

$h_4$  і  $h_5$  – втрати напору, відповідно для вертлюга і шланга залежать від подачі рідини, визначаються за дослідними даними і можуть бути прийняті за таблицею 15.3.

Таблиця 15.3 – Залежність втрат напору для вертлюга і шланга від подачі рідини

|                   |   |   |    |    |    |    |     |     |
|-------------------|---|---|----|----|----|----|-----|-----|
| Витрати $Q$ , л/с | 3 | 4 | 5  | 6  | 8  | 10 | 15  | 20  |
| $h_4 + h_5$ , м   | 4 | 8 | 12 | 17 | 29 | 50 | 110 | 200 |

Оскільки подача рідини  $Q_{\min} = 3,5$  л/с, тоді приймаємо втрати напору для вертлюга і шланга  $h_4 + h_5 = 6$  м вод. ст.

$h_6$  – втрати напору в накінечнику (насадці):

$$h_6 = \frac{\rho_p \cdot Q^2}{2 \cdot g \cdot a_n \cdot f_n^2} \cdot 10^{-3}, \text{ м вод. ст.}, \quad (15.7)$$

де  $\rho_p$  – густина рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$Q$  – подача рідини, м<sup>3</sup>/с;

$g = 9,8$  м/с<sup>2</sup>;

$a_n = 0,9$  – коефіцієнт витрати в насадках;

$f_n$  – площа перерізу насадки, м<sup>2</sup>.

За відсутності насадки дані втрати не розраховуються!

8. Розраховуємо площу перетину насадки при діаметрі наконечника

$d_n = 10$  мм = 0,01 м:

$$f_n = \frac{\pi}{4} \cdot d_n^2 = \frac{3,14}{4} \cdot 0,01^2 = 0,000\,078 \text{ м}^2,$$

Втрати напору в наконечнику (насадці):  $h_6 = 122,5$  м вод. ст.

$\sum_1^6 h$  – загальні гідравлічні втрати при промиванні:

$$\sum_1^6 h = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6, \text{ м вод. ст.} \quad (15.8)$$

9. Розраховуємо сумарні гідравлічні втрати:

$$\sum_1^6 h$$

= 732 м вод. ст. + 7,5 м вод. ст. + 6,83 м вод. ст. + 6 м вод. ст. + 122,5 м вод. ст.

= 874,83 м вод. ст.

**Приклад 7.** Розрахунок часу, необхідного для підйому розмитої породи на поверхню:

$$T = H/V_n, \quad (15.9)$$

де  $V_n$  – швидкість підйому розмитої породи.

10. Розраховуємо час, необхідний для підйому розмитої породи:

$$T = \frac{2\,000 \text{ м}}{0,32 \text{ м/с}} = 6\,250 \text{ с} = 1,7 \text{ год.}$$

11. Для одержаних  $\sum_1^6 h$  і  $Q$  вибираємо насос (дод. А). Якщо насос вже був вибраний раніше, необхідно перевірити відповідність розрахункових показників робочим характеристикам вибраного насоса.

У разі невідповідності може бути прийнято таке рішення:

а) вибрати інший насос;

б) відкоригувати характеристики промивальної системи і зробити перерахунок гідравлічної системи, підібрати відповідний насос.

Отримані характеристики для обраного раніше насоса:

$$\sum_1^6 h = 874,83 \text{ м вод. ст.} = 87,4 \text{ атм} = 8,7 \text{ МПа}, \quad Q = 3,5 \text{ л/с.}$$

З додатку А бачимо, що вибраний поршневий насос 9ТМ задовільняє умовам промивання. Тиск: мінімальний, МПа – 7,5; максимальний, МПа – 32.

**Приклад 8.** Вибір обладнання та інструмента для промивання свердловини від піску.

Обладнання та інструмент вибираємо з додатків за такими параметрами:

а) підйомна установка – за вантажопідйомністю (дод. Г);

б) насос – за тиском і подачею (дод. А);

в) ключі для згвинчування-розгвинчування НКТ (ручні і механічні) – за вантажопідйомністю та умовним діаметром НКТ (дод. И);

г) вертлюг – за вантажопідйомністю та умовним діаметром НКТ (дод. Ж);

д) елеватор – за вантажопідйомністю та умовним діаметром НКТ (дод. Д).

Необхідна вантажопідйомність піднімальної установки визначається вагою колони НКТ  $G_0$ :

$$G_0 = H \cdot (m_{\text{тр.}} + m_{\text{зб.на муф.}}) \cdot K_{\text{міц.}}, \quad (15.10)$$

де  $H$  – глибина свердловини;

$m_{\text{тр.}}$  – маса 1 кг труб (дод. Б);

$m_{\text{зб.на муф.}}$  – збільшення маси колони труб на муфту (дод. Б);

$K_{\text{міц.}}$  – міцнісний коефіцієнт (дорівнює 1,5).

Оскільки підвішена колона НКТ в процесі промивання знаходиться в рідині, то необхідно уточнити її вагу:

$$G = G_0 \cdot \left(1 - \frac{\gamma}{\gamma_0}\right), \quad (15.11)$$

де  $G$  – вага колони НКТ в рідині;

$G_0$  – вага колони НКТ в повітрі;

$\gamma_0$  – питома вага матеріалу тіла (для сталевих труб  $\gamma_0 = 7,85 \text{ г/см}^3$ );

$\gamma$  – питома вага рідини ( $\gamma = 1 \text{ г/см}^3$ ).

12. Визначаємо вагу колони труб НКТ у повітрі, якщо:

– умовний діаметр НКТ 48 мм;

– вага одного кілограма труб 4,4 кг, з огляду на збільшення маси труби на муфту 0,4 кг (дод. Б)

$$G_0 = 2\,000 \cdot (4,4 \text{ кг} + 0,4 \text{ кг}) \cdot 1,5 = 14\,400 \text{ кг} = 14,4 \text{ т.}$$

13. Уточнюємо отриману вагу колони труб НКТ в рідині з урахуванням виштовхувальної сили Архімеда:

$$G = 14,4 \text{ т} \cdot \left(1 - \frac{1 \text{ г/см}^3}{7,85 \text{ г/см}^3}\right) = 12,57 \text{ т.}$$

Таким чином, для розрахованої системи промивання можна прийняти таке обладнання:

Таблиця 15.5 – Обладнання для розрахованої системи промивання

| Обладнання            | Тип                                       | Коротка технічна характеристика                                                                                              |
|-----------------------|-------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Насос                 | Насос поршневий 9ТМ (у складі УНБ-160-32) | Тиск:<br>– мінімальний, 7,5 МПа;<br>– максимальний, 32 МПа.<br>Подача:<br>– мінімальна, 3,5 л/с;<br>– максимальна, 15,6 л/с. |
| Піднімальна установка | АПРС-32                                   | Допустиме навантаження на гаку – 32 т.                                                                                       |
| Ключі                 | АПР-2ВБ                                   | Максимальна вантажопідіймальність – 80 т.<br>Умовний діаметр труб – 60 мм.                                                   |
| Вертлюг               | ВП50-160                                  | Вантажопідіймальність – 50 т.<br>Діаметр стовбура – 73 мм.<br>Тиск робочий – 16 МПа.                                         |
| Елеватор              | ЭХЛ-60-15                                 | Вантажопідіймальність – 15 т.<br>Умовний діаметр труб – 60 мм.                                                               |

У разі неможливості підібрати вертлюг точно на умовний діаметр НКТ, підбирається обладнання на більший діаметр і ставиться перехідник – пристрій для переходу від одного діаметра до іншого.

### Завдання

Необхідно вибрати і обґрунтувати для умов свого варіанта (табл. 15.4) обладнання для проведення промивання свердловини від піщаного корка: промивальний насос, піднімальну установку, ключі для згвинчування-розгвинчування НКТ (ручні і механічні), елеватори, вертлюги.

**Вихідні дані для виконання практичної роботи подані в таблиці 15.6.**

Таблиця 15.6 – Вихідні дані

| Варіант | $H$ , м | $L$ , м | $d_{\text{пісчинок}}$ , мм | $D_{\text{е.к.}}$ , мм (умовн.) | $d_{\text{НКТ}}$ , мм (умовн.) | $\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup> | Спосіб промивання | $d_n$ , мм |
|---------|---------|---------|----------------------------|---------------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------|------------|
| 1       | 2       | 3       | 4                          | 5                               | 6                              | 7                            | 8                 | 9          |
| 1       | 2 100   | 350     | 0,25                       | 146                             | 60                             | 1 000                        | прямий            | 10         |
| 2       | 2 200   | 300     | 0,2                        | 168                             | 60                             | 1 000                        | прямий            | 20         |
| 3       | 2 300   | 250     | 0,3                        | 178                             | 73                             | 900                          | прямий            | 30         |
| 4       | 2 400   | 200     | 0,25                       | 146                             | 48                             | 900                          | прямий            | 10         |
| 5       | 2 500   | 400     | 0,2                        | 168                             | 60                             | 900                          | прямий            | 20         |
| 6       | 2 600   | 350     | 0,3                        | 178                             | 60                             | 1000                         | прямий            | 30         |



Продовження таблиці 15.6

| 1  | 2     | 3   | 4    | 5   | 6  | 7     | 8         | 9  |
|----|-------|-----|------|-----|----|-------|-----------|----|
| 7  | 2 700 | 300 | 0,25 | 146 | 60 | 1 000 | зворотний |    |
| 8  | 2 800 | 250 | 0,2  | 168 | 73 | 1 000 | зворотний |    |
| 9  | 2 900 | 200 | 0,3  | 178 | 89 | 800   | зворотний |    |
| 10 | 3 000 | 400 | 0,25 | 146 | 60 | 800   | зворотний |    |
| 11 | 2 000 | 350 | 0,2  | 168 | 60 | 800   | зворотний |    |
| 12 | 2 400 | 400 | 0,3  | 178 | 73 | 1 000 | зворотний |    |
| 13 | 2 500 | 350 | 0,25 | 146 | 60 | 1 000 | прямий    | 10 |
| 14 | 2 600 | 300 | 0,2  | 168 | 60 | 1 000 | прямий    | 20 |
| 15 | 2 700 | 250 | 0,3  | 178 | 73 | 1 000 | прямий    | 30 |
| 16 | 2 100 | 250 | 0,25 | 140 | 48 | 900   | прямий    | 10 |
| 17 | 2 200 | 200 | 0,2  | 178 | 60 | 900   | прямий    | 20 |
| 18 | 2 300 | 400 | 0,3  | 146 | 73 | 1 000 | прямий    | 30 |
| 19 | 2 400 | 350 | 0,25 | 168 | 48 | 1 000 | зворотний |    |
| 20 | 2 500 | 400 | 0,2  | 178 | 60 | 1 000 | зворотний |    |
| 21 | 2 600 | 350 | 0,3  | 146 | 60 | 800   | зворотний |    |
| 22 | 2 700 | 300 | 0,25 | 168 | 60 | 800   | зворотний |    |
| 23 | 2 800 | 250 | 0,2  | 178 | 73 | 900   | прямий    | 10 |
| 24 | 2 200 | 350 | 0,3  | 146 | 89 | 900   | прямий    | 20 |
| 25 | 2 300 | 300 | 0,25 | 140 | 60 | 1 000 | прямий    | 30 |
| 26 | 2 400 | 250 | 0,2  | 168 | 48 | 1 000 | прямий    | 10 |

### ***Контрольні запитання***

1. До яких операцій відносять ліквідацію піщаних корків?
2. Які піднімальні установки застосовуються для ремонту свердловин?
3. Яке обладнання та інструменти застосовуються для спуско-підіймальних операцій?

## **16 ІЗОЛЯЦІЯ ВОДОПРИТОКІВ ТА ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ГАЗУ БЕЗ ГЛУШІННЯ СВЕРДЛОВИН**

### **Мета роботи**

Вивчити теоретичні основи ізоляції водопритоків та способів боротьби з ними.

### **Основні теоретичні положення**

Основний об'єм видобутку нафти в Україні припадає на родовища, які розробляються протягом 30–50 і більше років. На пізніх стадіях експлуатації свердловин спостерігаються порушення герметичності експлуатаційної колони через корозію різьбових з'єднань та інші дефекти, відбувається зростання обводнення продукції, що видобувається, порушується цілісність цементного каменю, що супроводжується утворенням міжпластових перетоків нафти і води.

### **Основні теоретичні положення**

#### **Чинники, що визначають якість проведених гідроізоляційних робіт**

У період падаючого видобутку основними видами геолого-технічних заходів (ГТЗ), які підтримують планові об'єми добування газу, працездатний стан фонду свердловин, безпеку їхньої експлуатації є проведення ремонтно-ізоляційних робіт (далі – РІР) – робіт із відновлення герметичності цементного кільця, видалення піщаних корків, заміни експлуатаційних насосно-компресорних труб (далі – НКТ), перфорації із залученням у розробку нових продуктивних інтервалів, інтенсифікації добування з дією хімічних реагентів на привибійну зону пласта (далі – ПЗП) після ремонтів та інших видів робіт.

Під час проведення ремонтно-ізоляційних робіт необхідно дотримуватись вимог до технологічних операцій з ізоляції водопритоків конкретно для кожної свердловини із врахуванням її специфіки, вибору властивостей водоізолювальних, блокувальних композицій відносно експлуатованих пластів, у яких проводяться операції. Перед проведенням РІР потрібно виконати оціночне визначення розмірів водоізоляційного екрана, його міцнісних характеристик залежно від депресій під час експлуатації свердловини, розрахункових об'ємів закачування гідроізолювальних композицій (ГІК), режимів закачування і допустимої депресій на пласт при виклику притоку, при яких зберігаються міцнісні властивості гідроізолювального екрана індивідуально для кожної ГІК, що використовується.

Промисловий досвід показав, що використання гелеутворювальних композицій для ліквідації або обмеження водотоків є ефективною технологією

порівняно із застосуванням стандартних тампонажних розчинів. Ефективність полягає у більш глибокому проникненні гелеутворювальних композицій у привибійну зону пласта, оскільки закачувані композиції до реакції гелеутворення становлять високопроникні розчини, які за в'язкістю мало відрізняються від в'язкості води.

Під час планування проведення РІР переважно потрібно вирішити такі завдання:

- 1) розрахунок розмірів встановлюваного гелевого екрана і часу гелеутворення;
- 2) розрахунок «міцності» екрана, що встановлюється;
- 3) оптимізації об'ємів і складів закачуваних гелеутворювальних композицій (може бути визначено експериментально-дослідними закачуваннями у свердловину).

Визначення часу гелеутворення і оптимізація композиційного складу виконуються за допомогою фізико-хімічного дослідження. Решту завдань вирішуються належним проведенням газо-гідродинамічних процесів, що включають закачування композицій у свердловину, доставку їх до планованих інтервалів РІР, режими закачування гідроізолювальних складів в обрані інтервали, час витримки для формування гідроізолювального екрана.

Під час проведення процесів закачування в пласт гідроізолювальних складів обов'язково повинні дотримуватися граничні умови:

- *на гирлі* – управління роботою азотно-компресорної станції з дистанційним контролем динамічного рівня продавлюваного у привибійну зону пласта складу з дослідженням свердловини на приймальність на чотирьох-п'яти режимах нагнітання;

- *у привибійній зоні* – регулювання вибійного тиску і режимів фільтрації технологічних розчинів у пласт. Закачування технологічних розчинів повинні здійснюватися за перепадів тисків, які не викликають процесу гідророзриву пласта і поглинання. Від дотримання цих умов багато в чому залежать характеристики міцності формованого водоізолювального екрана і значення граничних напружень зсуву, за яких починає руйнуватися гідроізолювальний екран, а під час проведення кріплення привибійної зони пласта – скелет породи пласта.

Допустиме значення депресії при виклику припливу (при освоєнні після буріння, ремонту, зупинки) вибирають зазвичай з урахуванням міцності кріплення свердловин. Наприклад, під час гідроізоляційних робіт із застосуванням гелеутворювальних композицій на основі реагентів «Азимут-Z», «АКОР» та ін. передбачається створення водонепроникного бар'єра (екрана) у

водоносному шарі або в інтервалі на границі ГВК для ліквідації припливу води до стовбура свердловини. Цей градієнт тиску (допустиме значення депресії) враховує міцність матеріалу (гелеутворювальної композиції), з якого створюється бар'єр.

Лабораторними дослідженнями встановлено, що для різних величин проникності пористого середовища градієнт тиску, за якого порушується герметичність гелеутвореного бар'єра з композиції «Азимут-Z», змінюється в межах  $1,91 \div 3,50$  МПа/м.

### **Технологія проведення ремонтно-ізоляційних робіт без глушіння свердловин**

На зупиненій свердловині (рис. 16.1) після спуску технологічних або безмуфтових довгомірних труб (БДТ) на потрібну глибину:

1) здійснюють відпрацювання свердловини на факел з метою очищення привибійної зони свердловини від рідини, конденсату і механічних домішок, з продувкою вибою подачею газу від іншої свердловини або за допомогою стиснутого азоту;

2) потім відкриттям засувки 3 (рис. 16.1) з'єднують трубний і затрубний простір, і свердловину зупиняють на деякий час на технологічний відстій для мимовільного виходу конусу води у зону газоводяного контакту (ГВК) (для прискорення процесу у трубний і затрубний простір можна закачати стиснений азот);

3) якщо межа ГВК знаходиться нижче нижніх отворів інтервалу перфорації (ІП), то в експлуатаційній колоні (у газовому середовищі) в інтервалі планованих РІР на щадних режимах виконуються спецотвори для закачування через них гідроізолювальної суміші (рис. 16.1, а);

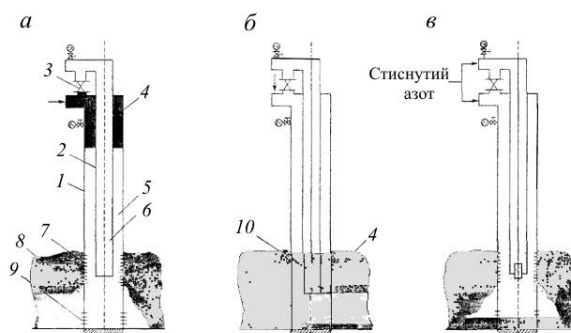


Рисунок 16.1 – Технологічна схема доставки і прокачування гідроізолювальної суміші у привибійну зону пласта:

1 – експлуатаційна колона, 2 – підвіска НКТ, 3 – засувка для сполучення трубного і затрубного простору, 4 – гідроізолювальна суміш, 5 і 6 – затрубний і трубний простір, 7 – інтервал перфорації, 8 – зона водяного конуса, 9 – спецотвори, 10 – густиномір

4) обв'язку на гирлі свердловини здійснюють так, щоб після закачування і доведення до приви́бійної зони гідроізолювальної суміші її можна було продавити у зону ГВК одночасним закачуванням стисненого азоту в трубний і затрубний простір або, якщо дозволяє тиск, подачею газу із шлейфу;

5) перед закачуванням гідроізолювальної суміші на ви́бій опускають прилад (густиномір) і встановлюють на 5–10 м вище нижніх отворів інтервалу перфорації для контролю продавлювання порцій гідроізолювальної суміші у приви́бійній зоні пласта;

6) потім закривають засувку 3, і у затрубний простір закачують розрахунковий об'єм гідроізолювальної суміші, акумулюючи при цьому енергію стисненого газу трубного простору;

7) після закінчення закачування відкриттям засувки 3 здійснюють сполучення трубного і затрубного просторів для доведення до приви́бійної зони гідроізолювальної суміші акумульованою енергією стисненого газу трубного простору (рис. 16.1, б); після стабілізації тисків обидва простори з'єднують з азотно-компресорною установкою і починають продавлювання гідроізолювальної суміші у зону ГВК;

8) тиск приймальності і покази густиноміра можуть свідчити про закачування гідроізолювальної суміші у приви́бійну зону пласта (рис. 16.1, в);

9) після продавлювання гідроізолювальної суміші свердловину ставлять на технологічний відстій для формування гідроізолювального екрана (1–2 доби);

10) потім, за необхідності, за описаною технологією гідроізоляційний екран можна докріпити установкою цементного моста (ЦМ) із закачуванням цементного розчину через трубний простір;

11) після цього здійснюють очищення НКТ або БДТ закачуванням у них розчину кислоти з доведенням до вибою, та з подальшим проведенням кислотної обробки верхніх продуктивних інтервалів.

Для збільшення радіусу гідроізолювального екрана або, якщо для його створення потрібна більша розрахункова кількість гідроізолювальної суміші, ніж об'єм кільцевого простору, можна застосувати спосіб нашарування гідроізолювальних екранів, закачуванням за допомогою розглянутої технології трьох і більше об'ємів гідроізолювальної суміші з меншим об'ємом і з рецептурами, які відрізняються в'язкістю і терміном загуснення (текучості), з проміжними технологічними зупинками.

#### **Технологічна схема глушіння свердловин**

Після формування гідроізолювального екрана (рис. 16.1) у затрубний простір 5 свердловини (рис. 16.2, а) при закритому трубному просторі 6

закачують розрахунковий об'єм блокувального розчину 11 і енергією стиснутого газу трубного простору доводять його до приви́бійної зони, про що свідчить вирівнювання тиску в обох просторах (рис. 16.2, б). Після цього свердловину виводять на технологічну зупинку для формування блокувального екрана продуктивного горизонту. Розрахунковий об'єм блокувального розчину 4 вибирають з умови: 8–10 % об'єму на заповнення каверни 13 та щоб його стовп у стовбурі свердловини розташовувався на 100–150 м вище верхніх отворів інтервалу перфорації, що заміряється густиноміром. Після технологічної зупинки свердловини у її затрубний і трубний простір доливається розрахунковий об'єм *рідини глушіння* 12 відповідної густини, щоб гідростатичний стовп, незалежно від технологічних властивостей блокувального складу, не міг викликати процесів поглинання (рис. 16.2, в). Рівень рідини глушіння також визначається густиноміром.

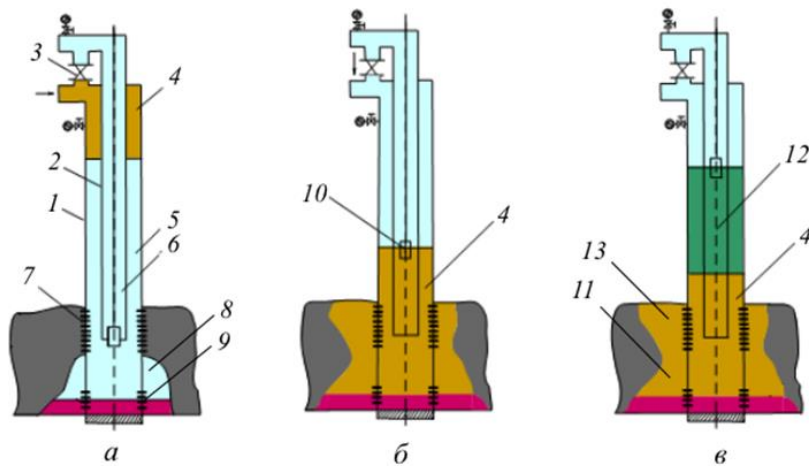


Рисунок 16.2 – Технологічна схема глушіння свердловин:

1 – експлуатаційна колона, 2 – підвіска НКТ, 3 – засувка для сполучення трубного і затрубного простору, 4 – блокувальний склад, 5 і 6 – затрубний і трубний простір, 7 – інтервал перфорації, 8 – зона водяного конуса, 9 – спецотвори, 10 – густиномір, 11 – гідроізолювальний склад, 12 – рідина глушіння, 13 – зона каверн

### **Технологія проведення внутріпластових кислотних обробок приви́бійної зони пласта без продавлювання газорідинними сумішами**

Для підвищення продуктивності інтервалів, що розкриваються, і тих, що раніше експлуатувались, після проведення гідроізоляційних та інших видів ремонтних робіт з глушінням свердловин рекомендується застосовувати такі основні технології з інтенсифікації видобутку продукції:

– кислотні обробки (кислотні ванни, внутріпластові кислотні обробки);

- додаткову перфорацію у кислотній ванні;
- пінний гідророзрив пласта.

Кислотні обробки рекомендується проводити у два етапи:

1) попередня обробка під час виклику припливу й освоєння свердловини після капітального ремонту установкою кислотної ванни;

2) основна внутріпластова кислотна обробка свердловини при тисках розкриття тріщин після певного часу відпрацювання свердловини, якщо не відновлюються фільтраційно-ємнісні властивості (ФСВ) пласта і свердловина за продуктивністю не може вийти на очікувані критичні дебіти.

Попередня обробка заглушеної свердловини (рис. 16.3) включає такі операції:

- 1) заміну рідини глушіння промивальною рідиною;
- 2) промивання свердловини;

3) заміну промивальної рідини газом або полегшеною рідиною, яка не знижує провідності привибійної зони, наприклад конденсатом, і освоєння свердловини з відпрацюванням на факел;

4) після зупинки свердловини і технологічної зупинки (рис. 16.3, а) у затрубний простір, при закритому трубному просторі, закачують розрахунковий об'єм розчину кислоти, потім сполученням трубного і затрубного просторів його доводять до вибою свердловини, про що може свідчити стабілізація тисків в обох просторах, і встановлюється кислотна ванна (рис. 16.3, б);

5) кислотну ванну варто встановлювати при тисках початку фільтрації розчинів кислоти у пласт;

6) після закінчення часу реакції кислоти свердловину освоюють і відпрацьовують на факел.

Основна обробка свердловини, що експлуатується (рис. 16.3), включає такі операції:

– після зупинки свердловини у затрубний простір при закритому трубному просторі закачують розрахунковий об'єм розчину кислоти (рис. 16.3, а), після чого сполученням трубного і затрубного просторів (відкриттям засувки 3), його доводять до вибою свердловини, про що може свідчити стабілізація тисків в обох просторах (рис. 16.3, б);

– після стабілізації тисків одночасною подачею у трубний і затрубний простір високонапірного газу із шлейфа (якщо існує така можливість) або стиснутого азоту розчин кислоти продавляють при тиску фільтрації у привибійну зону пласта (рис. 16.3, в).

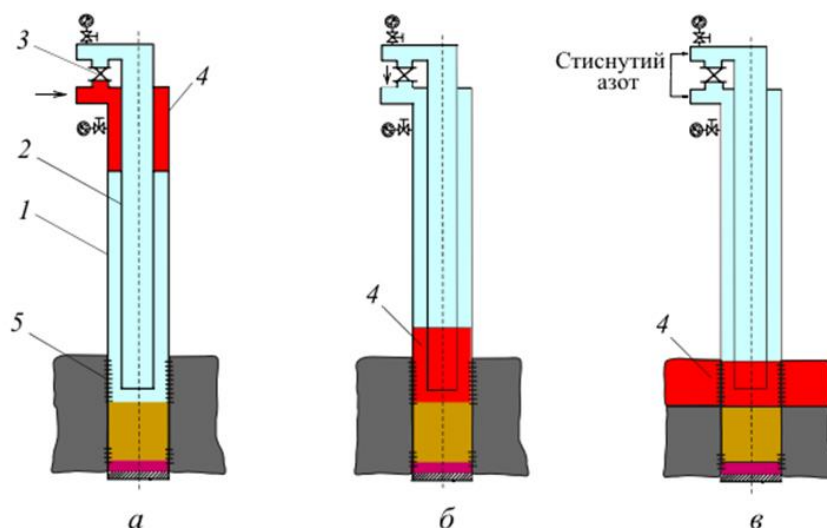


Рисунок 16.3 – Технологічна схема внутріпластової хімічної обробки привибійної зони пласта:

*1 – експлуатаційна колонна, 2 – підвіска НКТ, 3 – засувка для сполучення трубного і затрубного простору, 4 – розчин кислот, 5 – інтервал перфорації*

Основна технологія обробки полягає у закачуванні кислотного розчину у свердловину, доведення її до вибою акумульованою енергією стиснутого газу та продавлювання його у пласт подачею високонапірного газу із шлейфа або стиснутим азотом, що дозволяє виключити:

- 1) необхідність заповнення свердловини продавочними газорідинними сумішами та створення надлишкових гідростатичних тисків на привибійну зону пласта;
- 2) контакт продавочних газорідинних сумішей з розчином кислоти;
- 3) контакт продавочних газорідинних сумішей з привибійною зоною пласта.

Ця технологія дозволяє самоосвоєння свердловини після проведення операцій та виключає проникнення продуктів реакції у глибину привибійної зони пласта.

За цією технологією може бути здійснено деблокування продуктивного пласта від залишків гідроізолювальних реагентів, що потрапили у нього, після проведення РІР.

На безпакерних свердловинах з метою інтенсифікації виносу рідини з вибоїв свердловин як альтернативу твердим ПАР, що застосовуються на промислах, доцільно застосовувати рідкі ПАР. Практика використання рідких ПАР та способів введення їх у свердловини показала, що найбільший ефект одержують при доведенні їх до привибійної зони пласта та адсорбції їх породою привибійної зони. Тому за описаною технологією після закачування ПАР у НКТ



необхідно здійснити доставку рідкої ПАР у приви́бійну зону енергією стиснутого газу затрубного простору і залишити свердловину на технологічну зупинку для адсорбції ПАР породою пласта.

Кількість недіючих і законсервованих свердловин з роками зростає і цей процес прискорюється з природних причин (відбір газу, зниження пластового тиску, процеси обводнення і старіння обладнання свердловин, підйом ГВК тощо). Такі свердловини не можуть тривалий час перебувати у бездіяльності та консервації, оскільки геологічна і гідрогеологічна обстановка, що змінюється у стовбурі свердловин і пристовбуровому масиві гірських порід, може призвести до порушення подальшого режиму експлуатації пластів і з часом постане питання ліквідації такого фонду свердловин замість відновлення для забезпечення своєчасних умов вироблення продуктивного пласта.

На сьогодні підвищились складність і трудомісткість технологій проведення геолого-технічних міроприємств за умови АНПТ, через що збільшилась тривалість зупинок свердловин, пов'язаних із ремонтом, а також свердловин, виведених у бездіючий фонд. Як показує статистика, найчастіші причини зупинок свердловин (приблизно до 70 % від загальної кількості) пов'язані з припливом пластової води і надходженням піску у свердловини в наслідок руйнування породи пласта.

Виходячи з викладеного матеріалу виникає необхідність:

1) переходу на нові технології ремонту свердловин, які забезпечують в умовах АНПТ глушіння свердловин на помірних режимах з метою збереження фільтраційно-ємнісних властивостей пласта під час ремонту;

2) проведення РІР без глушіння свердловин;

3) застосування технологій з інтенсифікації видобутку з проведенням внутріпластових хімічних обробок, з доставкою реагентів на ви́бій і обробки приви́бійної зони пласта без використання продавлювання їх газорідними сумішами з відновленням циркуляції у свердловині;

4) обов'язкове регулювання ви́бійних тисків і фільтрації технологічних розчинів у пласт з виключенням гідророзриву і поглинання приви́бійної зони пласта під час проведення тієї чи іншої технологічної операції;

5) підбір рецептур блокувальних, гідроізолювальних складів з адаптацією їх до нових технологій і пластових умов.

Нові технології ремонту свердловин повинні бути ресурсоощадними і забезпечувати зниження експлуатаційних витрат на спецтехніку, що застосовується, хімічні реагенти, а також скорочення непродуктивного часу

зупинок свердловин для проведення ремонту, освоєння і пуску у газозбірну систему.

### **Завдання**

1. Прочитати і вивчити наведену теоретичну частину до практичної роботи (за необхідності можна використати рекомендовану літературу, наведену нижче).
2. Оформити звіт до практичної роботи та дати відповіді на контрольні запитання.

### ***Контрольні запитання***

1. Які основні види геолого-технічних заходів (ГТЗ) проводяться в період зменшення видобутку?
2. Які гідроізоляційні роботи проводяться на свердловинах із застосуванням гелеутворювальних композицій?
3. Які гелеутворювальні композиції використовуються для ліквідації або обмеження водотоку?
4. Яка технологія проведення ремонтно-ізоляційних робіт (РІР) застосовується без глушіння свердловин?
5. Яка послідовність операцій при глушінні свердловин?
6. Назвати етапи кислотної обробки.
7. Яка послідовність проведення РІР?
8. Які функції виконує азотна установка?

## СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу : навч. посіб. / О. І. Акульшин та ін. – Івано-Франківськ : Факел, 2003. – 434 с.
2. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії : підручник для студентів вищих навчальних закладів / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик. – Львів : Новий Світ-2000, 2019. – 416 с.
3. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В. С. Бойко. – Київ : Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
4. Бучинський М. Я. Системи верхнього приводу для буріння та підземного ремонту свердловин / М. Я. Бучинський, В. М. Світлицький. – Київ : Інтерпрес ЛТД, 2004. – 78 с.
5. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – Львів, 1996. – 620 с.
6. Коцкулич Я. С. Промивання свердловин і промивальні рідини / Я. С. Коцкулич, Я. М. Кочкодан ; за ред. Я. С. Коцкулич, Я. М. Кочкодан // Буріння нафтових і газових свердловин : підручник. – Коломия : Вік, 1999. – С. 162–220.
7. Нові методи підвищення нафтовилучення пластів / К. О. Оганов та ін. – Київ : Наукова думка, 2005. – 352.
8. Орловський В. М. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів : посібник для студ. спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. І. Сіренко ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; Нац. техн. ун-т «Харків. політехн. ін-т». – Львів : Новий Світ-2000, 2023. – 312 с.
9. Орловський В. М. Технологія видобування газу і газового конденсату / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. І. Сіренко. – Львів–Харків : Новий Світ-2000, 2023. – 359 с.
10. Технологія видобування нафти / В. М. Орловський та ін. – Львів : Новий світ-2000, 2022. – 308 с.
11. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ / В. М. Орловський та ін. – Львів–Харків : Новий Світ-2000, 2000. – 311 с.
12. Орловський В. М. Технологія розробки нафтових родовищ / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик. – Львів : Новий Світ-2000, 2020. – 244 с.
13. Видобування нафти і газу : конспект лекцій / Я. Я. Якимечко та ін. – Івано-Франківськ, 2018. – 180 с.

## ДОДАТОК А

### Довідкові дані для виконання практичної роботи 13

Таблиця А.1 – Обсадні труби з подовженою трикутною різьбою і муфти до

НИХ

| Умовний<br>діаметр<br>труби, мм | Труби                            |                               |                                |                 | Муфти                            |                     |                     |
|---------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------------|----------------------------------|---------------------|---------------------|
|                                 | Зовнішній<br>діаметр $D$ ,<br>мм | Товщина<br>стілки $S$ ,<br>мм | Внутрішній<br>діаметр $d$ , мм | Маса<br>1 м, кг | Зовнішній<br>діаметр $D$ ,<br>мм | Довжина $L$ ,<br>мм | Маса<br>1 м, кг     |
| 114                             | 114,3                            | 6,4                           | 101,5                          | 16,9            | <u>127</u><br>133                | 177                 | <u>4,1</u><br>5,6   |
|                                 |                                  | 7,4                           | 99,5                           | 19,4            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 8,6                           | 97,1                           | 22,3            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 10,2                          | 93,9                           | 26,7            |                                  |                     |                     |
| 127                             | 127                              | 6,4                           | 114,2                          | 19,1            | <u>141,3</u><br>146              | 196                 | <u>5,7</u><br>7     |
|                                 |                                  | 7,5                           | 112                            | 22,1            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 9,2                           | 108,6                          | 26,7            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 10,7                          | 105,6                          | 30,7            |                                  |                     |                     |
| 140                             | 139,7                            | 7                             | 125,7                          | 22,9            | <u>153,7</u><br>159              | 203                 | <u>6,4</u><br>8,5   |
|                                 |                                  | 7,7                           | 124,3                          | 25,1            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 9,2                           | 121,3                          | 29,5            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 10,5                          | 118,7                          | 33,6            |                                  |                     |                     |
| 146                             | 146,1                            | 7                             | 132,1                          | 24              | 166                              | 215                 | 9,7                 |
|                                 |                                  | 7,7                           | 130,7                          | 26,2            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 8,5                           | 129,1                          | 28,8            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 9,5                           | 127,1                          | 32              |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 10,7                          | 124,7                          | 35,7            |                                  |                     |                     |
| 168                             | 168,3                            | 7,3                           | 153,7                          | 29              | 187,7                            | 222                 | 11,3                |
|                                 |                                  | 8                             | 152,3                          | 31,6            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 8,9                           | 150,5                          | 35,1            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 10,6                          | 147,1                          | 41,2            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 12,1                          | 144,1                          | 46,5            |                                  |                     |                     |
| 178                             | 177,8                            | 8,1                           | 161,6                          | 33,7            | <u>194,5</u><br>198              | 228                 | <u>10,7</u><br>12,4 |
|                                 |                                  | 9,2                           | 159,4                          | 38,2            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 10,4                          | 157                            | 42,8            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 11,5                          | 154,8                          | 47,2            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 12,7                          | 152,4                          | 51,5            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 13,7                          | 150,4                          | 55,5            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 15                            | 147,8                          | 60,8            |                                  |                     |                     |
| 194                             | 193,7                            | 8,3                           | 177,1                          | 38,1            | 21,5                             | 235                 | 15,5                |
|                                 |                                  | 9,5                           | 174,7                          | 43,3            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 10,9                          | 171,9                          | 49,2            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 12,7                          | 168,3                          | 56,7            |                                  |                     |                     |
|                                 |                                  | 15,1                          | 163,5                          | 66,5            |                                  |                     |                     |

Таблиця А.2 – Технічні характеристики насосно-компресорних труб типу НКМ

| Умовний діаметр труби | Труба                 |                    |              |                                    | Муфта                 |             |          |
|-----------------------|-----------------------|--------------------|--------------|------------------------------------|-----------------------|-------------|----------|
|                       | Зовнішній діаметр, мм | Товщина стінки, мм | Маса 1 м, кг | Збільшення маси труби на муфту, кг | Зовнішній діаметр, мм | Довжина, мм | Маса, кг |
| 60                    | 60,3                  | 5                  | 6,8          | 0,7                                | 73                    | 137         | 1,8      |
| 73                    | 73                    | 5,5; 7             | 9,2; 11,4    | 0,9                                | 88,9                  | 135         | 2,5      |
| 89                    | 88,9                  | 6,5; 8             | 13,2; 16     | 1,3                                | 108                   | 155         | 4,1      |
| 114                   | 114,3                 | 7                  | 18,5         | 1,6                                | 132,1                 | 205         | 7,5      |

Таблиця А.3 – Технічні характеристики агрегатів для ремонту свердловин

*Призначення:* агрегати для ремонту свердловин слугують для спуско-підіймальних операцій під час ремонту свердловин (капітальному, поточному і при оснащенні ротором і насосом для буріння і промивальних робіт.

| Показники                                                     | Агрегати           |                    |                    |                    |                    |                          |                          |
|---------------------------------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------------|--------------------------|
|                                                               | P125               | АПРС-40            | A50м               | АПРС-32            | КВМ-60             | M40                      | АКРС 3500-38             |
| Допустиме навантаження на гаку, т (*інжектора)                | 125                | 40                 | 60                 | 32                 | 60                 | *40                      | *25                      |
| Глибина проведення ремонту за маси погонного метра труб, кг/м | 6 500              |                    | до 3 500           |                    | до 3 000           |                          | 3 500                    |
| Колона труб                                                   | збірна колона труб | збірна колона труб | збірна колона труб | збірна колона труб | збірна колона труб | гнучкі безперервні труби | гнучкі безперервні труби |
| Маса агрегата, т                                              | 137                |                    | 24                 | 19,6               | 52                 | 62                       | 40                       |

Гирлове обладнання слугує для обв'язки обладнання при ГРП та інших роботах на свердловинах, застосовується арматура гирла універсальна 2АУ-70 і 2АУ-70СУ на робочий тиск 70 МПа.

Для спрощення обв'язки агрегатів між собою і гирловою головкою під час нагнітання рідини у свердловину застосовують самохідний блок маніфольда

1БМ-700 для помірного і холодного клімату. Робочий тиск блока маніфольда – 70 МПа.

Таблиця А.4 – Технічні характеристики насосних установок для ГРП

*Призначення:* слугують для закачування: а) рідини розриву; б) рідини-пісконосія; в) продавочної рідини. Для ГРП призначені насосні установки (агрегати): 2АН-500; 3АН-500; 4АН-700; УН1-630-700А; АН-70К; НА-105-1 та ін.

| Швидкість | 2АН-500                       |           | 3АН-500        |              |                |              | 4АН-700        |              |
|-----------|-------------------------------|-----------|----------------|--------------|----------------|--------------|----------------|--------------|
|           | Діаметр змінних плунжерів, мм |           |                |              |                |              |                |              |
|           | 100                           |           | 115            |              | 100            |              | 120            |              |
|           | Подача,<br>л/с                | Тиск, МПа | Подача,<br>л/с | Тиск,<br>МПа | Подача,<br>л/с | Тиск,<br>МПа | Подача,<br>л/с | Тиск,<br>МПа |
| I         | 5,10                          | 50,8      | 8,8            | 50,0         | 6,3            | 50,0         | 9,0            | 71,9         |
| II        | 5,92                          | 43,7      | 12,0           | 37,0         | 8,5            | 36,6         | 12,3           | 52,9         |
| III       | 7,33                          | 35,3      | 15,8           | 29,0         | 12,0           | 26,0         | 17,3           | 37,4         |
| IV        | 8,92                          | 29,0      | 20,0           | 23,0         | 15,0           | 20,7         | 22,0           | 29,8         |
| V         | 11,55                         | 22,4      | —              | —            | —              | —            | —              | —            |
| VI        | 14,95                         | 17,3      | —              | —            | —              | —            | —              | —            |

Таблиця А.5 – Технічні характеристики пакерів і якорів

*Призначення:* для запобігання ушкоджень колони труб і герметизації привибійної зони застосовуються пакери і якорі. Нижче наводяться короткі характеристики пакерів, суміщених з якорем.

| Показники                                  | Тип пакерів    |                |                |                |                |                  |                  |
|--------------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|
|                                            | 1ПД-ЯГ-136-500 | 1ПД-ЯГ-140-500 | 1ПД-ЯГ-145-500 | 2ПД-ЯГ-118-500 | 2ПД-ЯГ-122-500 | 3ПД-ЯГ-136-350К1 | 3ПД-ЯГ-136-350К2 |
| Умовний діаметр експлуатаційної колони, мм | 168            | 168            | 168; 178       | 146            | 146            | 168              | 168              |
| Зовнішній діаметр пакера, мм               | 136            | 140            | 145            | 118            | 122            | 136              | 136              |
| Робочий тиск, МПа                          | 50             | 50             | 50             | 50             | 50             | 35               | 35               |

Таблиця А.6 – Технічна характеристика піскозмішувальної установки

*Призначення:* призначені для транспортування піску, приготування піщанорідинної суміші і подачі її до насосних агрегатів при ГРП і гідроструминних процесах.

|                                                       |      |
|-------------------------------------------------------|------|
| Піскозмішувальна установка УСП-50                     |      |
| Місткість бункера, м <sup>3</sup>                     | 6,83 |
| Маса транспортованого піску, т                        | 9    |
| Подача (при приготуванні піщано-рідинної суміші), л/с | 40   |

Таблиця А.7 – Технічні характеристики автоцистерн

*Призначення:* призначені для транспортування і подачі рідини до насосів і піскозмішувальних установок при ГРП та інших роботах.

| Тип                                         | Середовище                   | Місткість, м <sup>3</sup> | Густина рідини, кг/ м <sup>3</sup> |
|---------------------------------------------|------------------------------|---------------------------|------------------------------------|
| АЦН-8с                                      | Неагресивна рідина           | 8                         | до 1 400                           |
| АЦН-12с                                     | Неагресивна рідина           | 12                        | до 1 400                           |
| АЦ-4,2-130М                                 | Нафтопродукти                | 4,2                       |                                    |
| АЦ12-4320                                   | Бензин, гас, дизельне паливо | 12                        | 825                                |
| АЦН-4,2                                     | Технічна вода                | 4,2                       | 1 000                              |
| Напівпричіп із цистернами ППЦНс-25-65101/26 | Нафтопродукти, нафта         | 25                        |                                    |

**ДОДАТОК Б**  
**Довідкові дані для виконання практичної роботи 14**

Таблиця Б.1 – Технічні характеристики насосно-компресорних труб типу НКМ

| Умовний<br>діаметр<br>труби | Труба                       |                       |                 |                                             | Муфта                       |                |             |
|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------|-----------------|---------------------------------------------|-----------------------------|----------------|-------------|
|                             | Зовнішній<br>діаметр,<br>мм | Товщина<br>стілки, мм | Маса<br>1 м, кг | Збільшення<br>маси труби<br>на муфту,<br>кг | Зовнішній<br>діаметр,<br>мм | Довжина,<br>мм | Маса,<br>кг |
| 60                          | 60,3                        | 5                     | 6,8             | 0,7                                         | 73                          | 137            | 1,8         |
| 73                          | 73                          | 5,5; 7                | 9,2; 11,4       | 0,9                                         | 88,9                        | 135            | 2,5         |
| 89                          | 88,9                        | 6,5; 8                | 13,2; 16        | 1,3                                         | 108                         | 155            | 4,1         |
| 114                         | 114,3                       | 7                     | 18,5            | 1,6                                         | 132,1                       | 205            | 7,5         |



## ДОДАТОК В

### Довідкові дані для виконання практичної роботи 15

Таблиця В.1 – Технічні характеристики деяких насосів, що застосовуються для промивальних робіт

Призначення: *промивання пісчаних корків та ін.*

|                                                        |                                                                                                                       |
|--------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Тип насоса:                                            | 2НП-160, триплунжерний, горизонтальний, одинарної дії; робота насоса регулюється коробкою переміни передач автомобіля |
| Найбільший робочий тиск, кг · с/см <sup>2</sup> , атм. | 160                                                                                                                   |
| Подача (відповідно при передачі I, II, III, IV), л/с   | 3,16; 4,61; 7,01; 10,15                                                                                               |
| Тиск, кг · с/см <sup>2</sup> , атм.                    | 160; 110; 72; 43                                                                                                      |
|                                                        |                                                                                                                       |
| Тип насоса:                                            | Насос поршневий 9 ТМ (у складі УНБ-160-32)                                                                            |
| Подачі:<br>– мінімальна, л/с;<br>– максимальна, л/с.   | 3,5<br>15,6                                                                                                           |
| Тиск:<br>– мінімальний, МПа;<br>– максимальний, МПа.   | 7,5<br>32                                                                                                             |
| Тип насоса:                                            | Насос поршневий 9 МГР                                                                                                 |
| Подачі:<br>– мінімальна, л/с;<br>– максимальна, л/с.   | 4,8<br>16,7                                                                                                           |
| Тиск:<br>– мінімальний, МПа;<br>– максимальний, МПа.   | 4,5<br>16                                                                                                             |

Таблиця В.2 – Технічні характеристики насосно-компресорних труб типу НКМ

| Умовний діаметр труби | Труба                 |                    |              |                                    | Муфта                 |             |          |
|-----------------------|-----------------------|--------------------|--------------|------------------------------------|-----------------------|-------------|----------|
|                       | Зовнішній діаметр, мм | Товщина стінки, мм | Маса 1 м, кг | Збільшення маси труби на муфту, кг | Зовнішній діаметр, мм | Довжина, мм | Маса, кг |
| 1                     | 2                     | 3                  | 4            | 5                                  | 6                     | 7           | 8        |
| 60                    | 60,3                  | 5                  | 6,8          | 0,7                                | 73                    | 137         | 1,8      |

Продовження таблиці В.2

| 1   | 2     | 3      | 4         | 5   | 6     | 7   | 8   |
|-----|-------|--------|-----------|-----|-------|-----|-----|
| 73  | 73    | 5,5; 7 | 9,2; 11,4 | 0,9 | 88,9  | 135 | 2,5 |
| 89  | 88,9  | 6,5; 8 | 13,2; 16  | 1,3 | 108   | 155 | 4,1 |
| 114 | 114,3 | 7      | 18,5      | 1,6 | 132,1 | 205 | 7,5 |

Таблиця В.3 – Обсадні труби з подовженою трикутною різьбою і муфти до них

| Умовний діаметр труби, мм | Труби                      |                         |                             |              | Муфти                      |                  |                     |
|---------------------------|----------------------------|-------------------------|-----------------------------|--------------|----------------------------|------------------|---------------------|
|                           | Зовнішній діаметр $D$ , мм | Товщина стінки $S$ , мм | Внутрішній діаметр $d$ , мм | Маса 1 м, кг | Зовнішній діаметр $D$ , мм | Довжина $L$ , мм | Маса 1 м, кг        |
| 114                       | 114,3                      | 6,4                     | 101,5                       | 16,9         | <u>127</u><br>133          | 177              | <u>4,1</u><br>5,6   |
|                           |                            | 7,4                     | 99,5                        | 19,4         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 8,6                     | 97,1                        | 22,3         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 10,2                    | 93,9                        | 26,7         |                            |                  |                     |
| 127                       | 127                        | 6,4                     | 114,2                       | 19,1         | <u>141,3</u><br>146        | 196              | <u>5,7</u><br>7     |
|                           |                            | 7,5                     | 112                         | 22,1         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 9,2                     | 108,6                       | 26,7         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 10,7                    | 105,6                       | 30,7         |                            |                  |                     |
| 140                       | 139,7                      | 7                       | 125,7                       | 22,9         | <u>153,7</u><br>159        | 203              | <u>6,4</u><br>8,5   |
|                           |                            | 7,7                     | 124,3                       | 25,1         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 9,2                     | 121,3                       | 29,5         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 10,5                    | 118,7                       | 33,6         |                            |                  |                     |
| 146                       | 146,1                      | 7                       | 132,1                       | 24           | 166                        | 215              | 9,7                 |
|                           |                            | 7,7                     | 130,7                       | 26,2         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 8,5                     | 129,1                       | 28,8         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 9,5                     | 127,1                       | 32           |                            |                  |                     |
|                           |                            | 10,7                    | 124,7                       | 35,7         |                            |                  |                     |
| 168                       | 168,3                      | 7,3                     | 153,7                       | 29           | 187,7                      | 222              | 11,3                |
|                           |                            | 8                       | 152,3                       | 31,6         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 8,9                     | 150,5                       | 35,1         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 10,6                    | 147,1                       | 41,2         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 12,1                    | 144,1                       | 46,5         |                            |                  |                     |
| 178                       | 177,8                      | 8,1                     | 161,6                       | 33,7         | <u>194,5</u><br>198        | 228              | <u>10,7</u><br>12,4 |
|                           |                            | 9,2                     | 159,4                       | 38,2         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 10,4                    | 157                         | 42,8         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 11,5                    | 154,8                       | 47,2         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 12,7                    | 152,4                       | 51,5         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 13,7                    | 150,4                       | 55,5         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 15                      | 147,8                       | 60,8         |                            |                  |                     |
| П194                      | 193,7                      | 8,3                     | 177,1                       | 38,1         | 21,5                       | 235              | 15,5                |
|                           |                            | 9,5                     | 174,7                       | 43,3         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 10,9                    | 171,9                       | 49,2         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 12,7                    | 168,3                       | 56,7         |                            |                  |                     |
|                           |                            | 15,1                    | 163,5                       | 66,5         |                            |                  |                     |

#### Таблиця В.4 – Технічні характеристики агрегатів для ремонту свердловин

Призначення: агрегати для ремонту свердловин слугують для спуско-підіймальних операцій під час ремонту свердловин (капітальному, поточному і при оснащенні ротором і насосом для буріння і промивальних робіт.

| Показники                                                     | Агрегати           |                    |                    |                    |                    |                          |                          |
|---------------------------------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------------|--------------------------|
|                                                               | P125               | АПРС-40            | A50м               | АПРС-32            | КВМ-60             | M40                      | АКРС 3500-38             |
| Допустиме навантаження на гаку, т (*інжектора)                | 125                | 40                 | 60                 | 32                 | 60                 | *40                      | *25                      |
| Глибина проведення ремонту за маси погонного метра труб, кг/м | 6 500              |                    | до 3 500           |                    | до 3 000           |                          | 3 500                    |
| Колона труб                                                   | збірна колона труб | збірна колона труб | збірна колона труб | збірна колона труб | збірна колона труб | гнучкі безперервні труби | гнучкі безперервні труби |
| Маса агрегата, т                                              | 137                |                    | 24                 | 19,6               | 52                 | 62                       | 40                       |

#### Таблиця В.5 – Технічні характеристики елеваторів

Призначення: для насосно-компресорних труб застосовують двоштропні і одноштропні елеватори; елеватори слугують для захоплення труби і утримання колони труб на вазі у процесі спуско-підіймальних операцій.

| Типорозмір елеватора  | Вантажопідіймальність, т | Умовний діаметр труб, мм | Маса з штропами, кг |
|-----------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------|
| одноштропні елеватори |                          |                          |                     |
| ЕГ-60-50              | 50                       | 60                       | 21                  |
| ЕГ-73-80              | 80                       | 73                       | 27                  |
| ЕГ-89-80              | 80                       | 89                       | 27                  |
| ЕГ-114-80             | 80                       | 114                      | 32                  |
| двоштропні елеватори  |                          |                          |                     |
| ЕХЛ-60-15             | 15                       | 60                       | 18                  |
| ЕХЛ-73-25             | 25                       | 73                       | 20                  |
| ЕХЛ-89-35             | 35                       | 89                       | 29                  |
| ЕХЛ-114-40            | 40                       | 114                      | 36                  |
| ЕТАД-50               | 50                       | 48; 60; 73; 89           | 21                  |
| ЕТАД-80               | 80                       | 73; 89; 102; 114         | 35                  |

### Таблиця В.6 – Технічні характеристики штропів

Призначення: *штропи експлуатаційні призначені для підвішування елеваторів до гаків талевих систем у процесі спуско-підіймальних операцій під час ремонту нафтових і газових свердловин. Конструктивно це замкнута сталева петля овальної форми, витягнута по одній осі.*

| Типорозмір штропів | Вантажопідіймальність, т | Діаметр поперечного перетину, мм | Довжина, мм | Маса, кг |
|--------------------|--------------------------|----------------------------------|-------------|----------|
| ШЕ-28              | 28                       | 35                               | 850         | 31       |
| ШЕ-32              | 32                       | 40                               | 850         | 39       |
| ШЕ-50              | 50                       | 45                               | 890         | 48       |
| ШЕ-80              | 80                       | 60                               | 890         | 50       |

### Таблиця В.7 – Технічні характеристики вертлюгів промивальних

Призначення: *промивання піщаних корків в експлуатаційних свердловинах нафтою або водою здійснюється промивальними вертлюгами типу ВП.*

| Тип вертлюга | Вантажопідіймальність, т | Тиск робочий, МПа | Різьба на кінці стовбура, мм | Маса, кг |
|--------------|--------------------------|-------------------|------------------------------|----------|
| ВП50-160     | 50                       | 16                | 73                           | 40       |
| ВП80-200     | 80                       | 20                | 114                          | 90       |

### Таблиця В.8 – Технічні характеристики трубних ключів

Призначення: *механізують процес згвинчування-розгвинчування НКТ за допомогою обертача; для згвинчування і розгвинчування НКТ, утримання колони на вазі за допомогою спайдера застосовуються автомати АПР-2ВБ з приводом від електродвигуна і АПР-ГП з гідравлічним приводом.*

| Параметри                            | Моделі ключів       |                     |
|--------------------------------------|---------------------|---------------------|
|                                      | АПР-2ВБ             | АПР-ГП              |
| Максимальна вантажопідіймальність, т | 80                  | 80                  |
| Умовний діаметр труб, мм             | 48; 60; 73; 89; 114 | 48; 60; 73; 89; 114 |
| Маса повного комплекта, кг           | 485                 | 445                 |

*Електронне навчальне видання*

Методичні рекомендації  
до проведення практичних занять та організації самостійної роботи  
з навчальної дисципліни

**«НОВІТНІ ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ, ВІДНОВЛЕННЯ  
ТА РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН»**

*(для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти  
зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології, освітньо-  
професійна програма «Нафтогазова інженерія та технології»)*

Укладачі: **ОРЛОВСЬКИЙ** Віталій Миколайович,  
**ХУДЯКОВ** Ілля Олександрович

Відповідальний за випуск *О. В. Ромашко*  
Редактор *О. В. Михаленко*  
Комп'ютерне верстання *І. О. Худяков*

План 2025, поз. 275М

---

Підп. до друку 26.03.2025. Формат 60 × 84/16.  
Ум. друк. арк. 9,1.

Видавець і виготовлювач:  
Харківський національний університет  
міського господарства імені О. М. Бекетова,  
вул. Чорноглазівська (Маршала Бажанова), 17, Харків, 61002.  
Електронна адреса: office@kname.edu.ua  
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:  
ДК № 5328 від 11.04.2017.