

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

_____ (інститут)
_____ геологорозвідувальний
_____ (факультет)
Кафедра _____ нафтогазової інженерії та буріння
_____ (повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеня _____ магістр
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента _____ Шаматрін Данило Сергійович
_____ (ПІБ)

академічної групи _____ 184М-18-1
_____ (шифр)

спеціальності _____ 8.184 «Гірництво»
_____ (код і назва спеціальності)

спеціалізації¹ за освітньо-професійною програмою _____ Буріння свердловин
_____ (за наявності)

_____ (офіційна назва)

на тему Удосконалення технології буріння додаткових стовбурів свердловин в
умовах Новоаннівських газоносних флексур

_____ (назва за наказом ректора)

| Керівники | Прізвище, ініціали | Оцінка за шкалою | | Підпис |
|---------------------------|-----------------------|------------------|---------------|--------|
| | | рейтинговою | інституційною | |
| кваліфікаційної роботи | Хоменко В.Л. | | | |
| розділів: | | | | |
| Охорона праці | Безщасний О.В. | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| Рецензент | | | | |
| Нормоконтролер | Расцветаєв В.О. | | | |

Дніпро
2019

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії

та буріння

(повна назва)

Коров'яка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« _____ » 20 _____ року

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

ступеня магістр

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Шаматрину Д.С. академічної групи 184М-18-1
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 8.184 «Гірництво»

спеціалізації¹ за освітньою-професійною програмою Буріння свердловин
(за наявності)

на тему Удосконалення технології буріння додаткових стовбурів свердловин в умовах
Новоаннівських газоносних флексур

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

| Розділ | Зміст | Термін виконання |
|--------|---|---------------------------|
| 1 | Геологічні умови буріння свердловин на Новоаннівських газоносних флексурах | 01.10.2019- 30.10.2019 |
| 2 | Аналіз стану буріння і експлуатації багатовибійних свердловин | |
| 3 | Технологія будівництва багатовибійних свердловин | 01.11.2019- 15.11.2019 |
| 4 | Проведення робіт з буріння бічних стовбурів | |
| 5 | Вирізання обсадних колон | |
| 6 | Проектування технології забурювання додаткових стовбурів в умовах Новоаннівських газоносних флексур | 16.11.2019- 30.11.2019 |
| 7 | Розрахунок економічної ефективності удосконаленої технології | 01.12.2019- 18.12.2019 |
| 8 | Охорона праці і безпека в надзвичайних ситуаціях | |

Завдання видано

_____ (підпис керівника)

Хоменко В.Л.

_____ (прізвище, ініціали)

Дата видачі

12.10.2019

Дата подання до екзаменаційної комісії

19.12.2019

Прийнято до виконання

_____ (підпис студента)

Шаматрін Д.С.

_____ (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота 92 стор., 32 рис., 13 табл., 32 бібл.

Актуальність роботи. Підвищення ефективності буріння експлуатаційних свердловин на вуглеводні в останні два десятиріччя наряду пов'язано з розширенням застосування горизонтальних і багатостовбурних свердловин. Їх використання дозволяє значно збільшити ефективну площу дренування, а отже, дебіт свердловин і коефіцієнт вилучення вуглеводнів.

Метою роботи є удосконалення технології забурювання додаткових стовбурів.

Задачами роботи є:

1. Аналіз геологічних умов буріння свердловин на Новоаннівських газоносних флексурах.
2. Аналіз стану буріння і експлуатації багатостовбурних свердловин.
3. Аналіз технології буріння багатостовбурних свердловин, проведення робіт з буріння бічних стовбурів, та процесу вирізання обсадних колон.
4. Проектування технології забурювання додаткових стовбурів в умовах новоаннівських газоносних флексур.

Об'єкт дослідження – процес буріння додаткових стовбурів.

Предмет дослідження – профіль радіально-розгалуженої горизонтальної свердловини в умовах Новоаннівських газоносних флексур.

Інноваційність роботи полягає у перенесенні комплексу передових технологічних рішень, які зазвичай використовуються для буріння нафтових і газових свердловин на буріння свердловини для розробки метану вугільних родовищ.

Практичне значення – полягає в розробці на рівні проектних рішень профілю радіально-розгалуженої горизонтальної свердловини в умовах Новоаннівських газоносних флексур, який забезпечує збільшення ефективної площі дренування, дебіту свердловин і коефіцієнту вилучення вуглеводнів.

Засоби дослідження – аналіз літератури, виробничого досвіду і теоретичні дослідження.

Розглянуто и вимоги до технології будівництва бокових стовбурів. Проаналізувати чинники, що впливають на вибір технологічної схеми забурювання бічного стовбура і профілю свердловини. Розібрано проведення робіт з буріння бокового стовбура і вирізання обсадної колони.

НАПРАВЛЕНЕ БУРІННЯ, БАГАТОСТОВБУРНЕ БУРІННЯ, ЗАБУРЮВАННЯ БІЧНИХ СТОВБУРІВ.

ЗМІСТ

| | |
|--|----|
| ВСТУП | 5 |
| 1. ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА НОВОАННІВСЬКИХ ГАЗОНОСНИХ ФЛЕКСУРАХ | 13 |
| 1.1 Загальна характеристика Чапаївсько-Новоаннівського дослідно- промислового полігону | 13 |
| 1.2 Геологічна характеристика Новоаннівських газонасних флексур | 16 |
| 1.3 Хімічний склад вмещаючих порід на ділянках проведення бурових робіт .. | 21 |
| 1.4 Газонасність, глибина залягання продуктивних горизонтів, пластовий тиск продуктивних горизонтів | 21 |
| 1.5 Гідрогеологічна характеристика району робіт | 23 |
| 1.6 Висновки за розділом | 26 |
| 2 АНАЛІЗ СТАНУ БУРІННЯ І ЕКСПЛУАТАЦІЇ БАГАТОВИБІЙНИХ СВЕРДЛОВИН | 27 |
| Висновки за розділом | 30 |
| 3 ТЕХНОЛОГІЯ БУДІВНИЦТВА БАГАТОВИБІЙНИХ СВЕРДЛОВИН | 34 |
| 3.1 Вимоги до технології будівництва багатовибійних свердловин | 34 |
| 3.2 Вибір технологічної схеми буріння бічного стовбура | 39 |
| 3.3 Вибір профілю свердловини | 41 |
| 3.4 Висновки за розділом | 43 |
| 4 ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ З БУРІННЯ БІЧНИХ СТОВБУРІВ | 44 |
| 4.1 Вибір наземного обладнання | 44 |
| 4.1.1 Вибір бурової установки за вантажопідйомністю | 44 |
| 4.1.2 Вибір бурового насосного комплексу | 44 |
| 4.2 Оснащеність бурових установок (підйомних агрегатів) | 46 |
| 4.3 Обладнання гирла свердловини | 47 |
| 4.4 Схема розміщення наземного обладнання | 48 |
| 4.5 Висновки за розділом | 49 |
| 5 ВИРІЗАННЯ ОБСАДНИХ КОЛОН | 50 |
| 5.1 Видалення ділянки обсадної колони по периметру | 50 |
| 5.2 Вирізання бокового (щілиноподібного) «вікна» в обсадній колоні | 59 |
| 5.3 Характеристика сучасних зарубіжних клин-відхилювачів | 65 |
| 5.4 Висновки за розділом | 71 |
| 6 ПРОЕКТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЗАБУРЮВАННЯ ДОДАТКОВИХ СТОВБУРІВ В УМОВАХ НОВОАННІВСЬКИХ ГАЗОНОСНИХ ФЛЕКСУР | 72 |
| Висновки за розділом | 82 |
| 7 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ УДОСКОНАЛЕНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ | 83 |
| Висновки за розділом | 84 |
| 8 ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ | 85 |
| 8.1 Безпека праці при будівництві свердловини | 85 |
| 8.2 Пожежна безпека | 86 |
| 8.3 Вимоги до техніки безпеки при забурюванні додаткових стовбурів | 88 |
| 8.4 Безпека в надзвичайних ситуаціях | 89 |
| Висновки за розділом | 89 |
| ВИСНОВКИ | 90 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ | 91 |

ВСТУП

Актуальність роботи. Підвищення ефективності буріння експлуатаційних свердловин на вуглеводні в останні два десятиріччя напряму пов'язано з розширенням застосування горизонтальних і багатостовбурних свердловин. Їх використання дозволяє значно збільшити ефективну площу дренажування, а отже, дебіт свердловин і коефіцієнт вилучення вуглеводнів.

Метою роботи є удосконалення технології забурювання додаткових стовбурів.

Задачами роботи є:

1. Аналіз геологічних умов буріння свердловин на Новоаннівських газоносних флексурах.
2. Аналіз стану буріння і експлуатації багатовибійних свердловин.
3. Аналіз технології буріння багато вибійних свердловин, проведення робіт з буріння бічних стовбурів, та процесу вирізання обсадних колон.
4. Проектування технології забурювання додаткових стовбурів в умовах новоаннівських газоносних флексур.

Об'єкт дослідження – процес буріння додаткових стовбурів.

Предмет дослідження – профіль радіально-розгалуженої горизонтальної свердловини в умовах Новоаннівських газоносних флексур.

Інноваційність роботи полягає у перенесенні комплексу передових технологічних рішень, які зазвичай використовуються для буріння нафтових і газових свердловин на буріння свердловини для розробки метану вугільних родовищ.

Практичне значення – полягає в розробці на рівні проектних рішень профілю радіально-розгалуженої горизонтальної свердловини в умовах Новоаннівських газоносних флексур, який забезпечує збільшення ефективної площу дренажування, дебіту свердловин і коефіцієнту вилучення вуглеводнів.

Апробація роботи. Результати роботи були докладені на сьомій Всеукраїнській науково-технічній конференції студентів, аспірантів і молодих вчених «Молодь: наука та інновації».

Засоби дослідження – аналіз літератури, виробничого досвіду і теоретичні дослідження.

Вся сукупність технологій буріння різних видів багатостовбурних (розгалужених) свердловин в англійськомовних публікаціях описується терміном Multi-Lateral Technology. У російськомовних публікаціях зустрічаються різні терміни для опису цієї технології. Наведемо терміни, які одночасно описують різні види свердловин і бічних стовбурів.

Неорієнтований бічний стовбур – бічний стовбур свердловини, пробурений в довільному азимутному напрямку без контролю траєкторії за допомогою телесистеми при бурінні даного бічного стовбура.

Бічний похило-спрямований стовбур (БПСС) – бічний стовбур свердловини, пробурений відповідно до проектною траєкторією з таким кутом і в заданому напрямку (азимут). При бурінні похило-спрямованого бокового стовбу-

ра управління і контроль за траєкторією бокового стовбура свердловини повинен здійснюватися за допомогою телесистеми в режимі реального часу.

Бічний горизонтальний стовбур (БГС) – похило-спрямований бічний стовбур, що містить ділянку з zenітним кутом більше 80° .

Горизонтально-розгалужена свердловина – свердловина, що складається з основного стовбура, з якого пробурений один або кілька бокових стовбурів (розгалужень). Горизонтально-розгалужені свердловини можна поділити на багатостовбурні (БСС) та багатобічні (БВС) рис. 1 і багатозабійного свердловини (рис. 2).

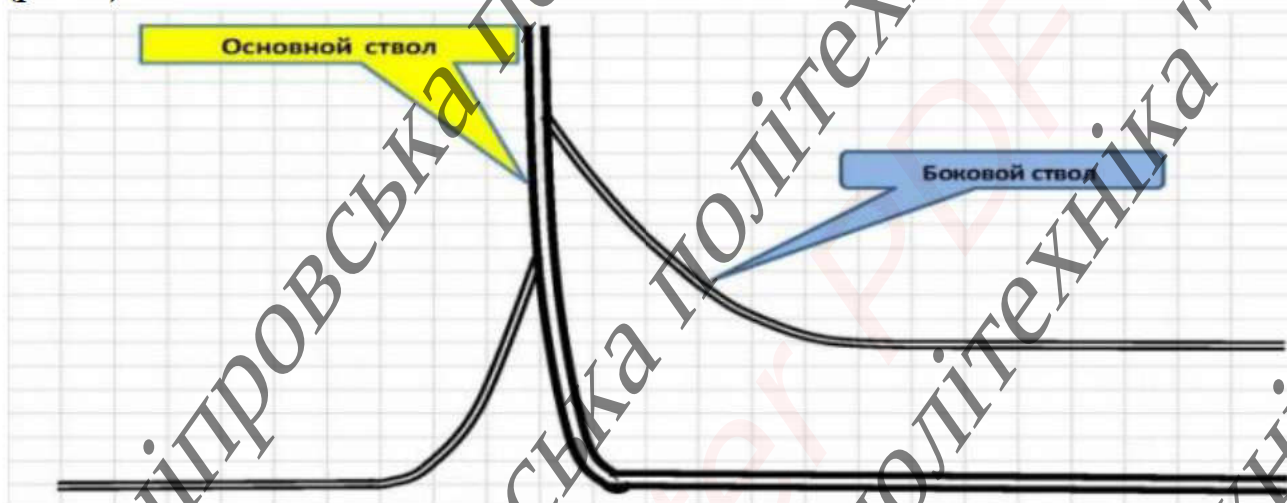


Рисунок 1 – Багатостовбурна свердловина

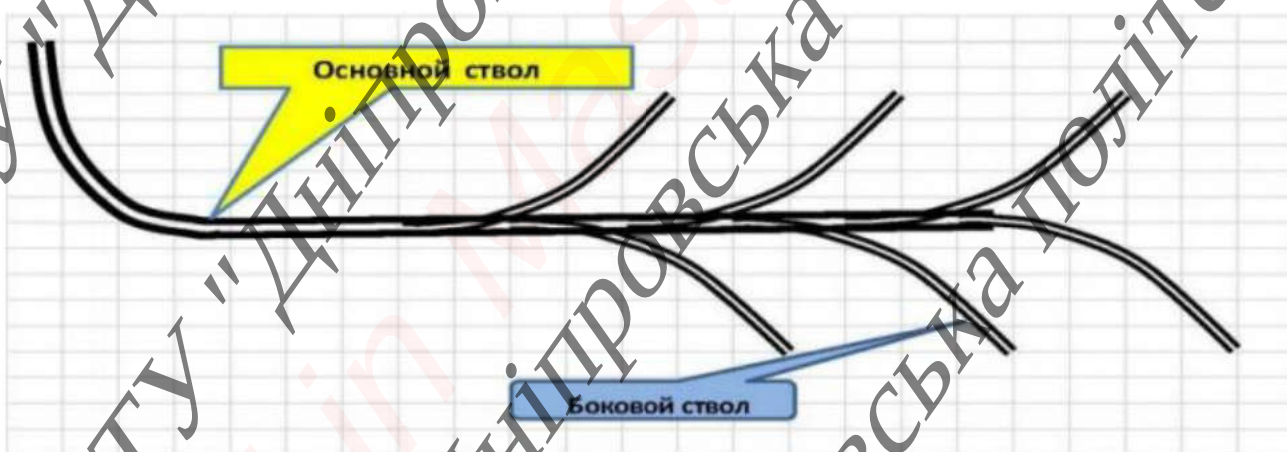


Рисунок 2 – Багатобічна свердловина

Багатостовбурні свердловини, також як і багатозабійного, мають основний стовбур і один або кілька додаткових. Ключовою відмінністю є розташування точки розгалуження стовбурів. Якщо точка знаходиться вище продуктивного горизонту, на якій пробурена свердловина, то свердловину називають багатостовбурною (БСС). Якщо ж точка розгалуження стовбурів знаходиться в межах продуктивного горизонту, то свердловину називають багатобічною (БВС).

Іншими словами, якщо основний стовбур свердловини пробурений аж до продуктивного горизонту і вже в самому продуктивному горизонті з нього про-

бурений один або кілька додаткових стовбурів, то це багатозабійного свердловина (МЗС). В цьому випадку свердловина перетинає верхню межу продуктивного горизонту тільки в одній точці.

Багатостовбурна свердловина (МСС) – свердловина, що складається з основного стовбура, з якого пробурений один або кілька бокових стовбурів (відгалужувань) на різні продуктивні горизонти (пласти), при цьому точка перетинання бічних стовбурів з основним стовбуром свердловини знаходиться вище розкриваємих горизонтів.

Багатовибійна свердловина (БВС) – свердловина, що складається з основного, як правило, горизонтального стовбура, з якого в межах продуктивного горизонту (пласта) пробурений один або кілька бокових стовбурів (розгалужень).

У даній роботі будемо використовувати кілька спрощених підхід до термінології, згідно якого багатовибійними вважаються свердловини, з яких пробурені відгалужені стовбури для вирішення різних техніко-геологічних завдань. Будь-яка багатовибійна свердловина є похило-спрямованою, так як для буріння нового відгалуження потрібно відхилити стовбур від первісного напрямку. Горизонтально розгалужені свердловини – різновид багатовибійного, так як їх проводять аналогічними способами, але в кінцевому інтервалі буріння зенітний кут доводять до 90° . Тому в подальшому всі свердловини, які мають розгалужені стовбури, незалежно від їх зенітних кутів слід відносити до багатовибійних.

На відміну від багатовибійних бурять одностовбурні похило-спрямовані свердловини, що мають горизонтальну ділянку. Технологія проводки таких свердловин аналогічна технології буріння горизонтально-розгалужених, тому горизонтальні свердловини розглядають спільно з багатовибійними, як окремий випадок їх здійснення.

Багатовибійні і розгалужено-горизонтальні свердловини проєктують і бурять з метою вирішення техніко-технологічних завдань щодо вдосконалення розробки нафтових родовищ.

1. Буріння таких свердловин дозволяє в десятки разів збільшити корисну площу розкриття пласта свердловиною, в результаті чого її дебіт зростає в 8-12 разів при значному збільшенні нафтовіддачі пласта.

2. Багатовибійні свердловини економічно ефективно бурити для розвідки невеликих родовищ, що мають складну конфігурацію продуктивного покладу.

3. В ході ліквідації відкритих фонтанів за допомогою похило-спрямованих свердловин виникає необхідність їх розгалуження в інтервалі зустрічі стовбурів для їх надійного перетину.

4. Для збільшення поглинальної здатності та зниження тиску закачки забруднених промислових вод використовують багатовибійні свердловини, пробурені в глибокозалигаючих поглинаючих пластах.

5. За допомогою горизонтально-розгалужених свердловин будують підземні нафтогазосховища в пластах кам'яної солі малої потужності.

6. Горизонтально-розгалужені і багатовибійні свердловини бурять для інтенсифікації водознижувальних робіт при будівництві шахт і при відкритих гірничих роботах.

Розгалуження свердловин і горизонтальне буріння виникли на основі розвитку похило-спрямованого буріння як роторним способом, так і вибійними двигунами. Тому область застосування багатовибійного і горизонтально-розгалужених свердловин може бути розширена в міру удосконалення техніки і технології буріння похило-спрямованих свердловин. Перехід до широкого промислового застосування багатовибійних і горизонтально-розгалужених свердловин може призвести до значного підвищення нафтовіддачі пластів в будь-яких гірничо-геологічних умовах розробки родовищ нафти.

Причини низького коефіцієнта вилучення вуглеводнів: застаріле обладнання, технологія буріння і закінчення свердловин, відсутність якісного підходу до методики розбурювання родовища і збільшення зони фільтрації, складні гірничо-геологічні умови. Вирішення цієї проблеми вбачається в будівництві горизонтально-розгалужених свердловин (ГРС).

Ефективність застосування ГРС найбільш висока в покладах з високонапірними пластовими водами, що підпирають пропластки вапняків (доломіту) значної потужності з переважно вертикальної тріщинуватістю, в покладах важкої нафти, в малопотужних, неглибокозалягаючих, виснажених покладах з низькою проникністю. Також їх ефект очевидний при розбурюванні перемежованих пісковиків, мають великі розміри по площі, тонких пластів-колекторів, тонкошаруватих пластів і важкодоступних лінзових прошарків.

За схемою закінчення багато вибійні свердловини за класифікацією ТАМЛ (Technology Advancement for Multi-Laterals) діляться на шість рівнів складності, вироблених на форумі з питань технічного прогресу в області буріння багатостовбурних горизонтальних свердловин, що відбувся в Абердіні, Шотландія, 26 липня 1999 року і уточненими в проекті пропозицій, складеними в липні 2002 року.

Складність зростає зі зростанням рівня.

Рівень 1 – необсадженої стик (рис. 3).

Зрізання у відкритому стовбурі.

– Відкритий ствол.

– Тисячі свердловин закінчені таким чином.

– Актуально для стійких пластів.

– Просто.

– Обмежені можливості повторного входу і контролю видобутку.

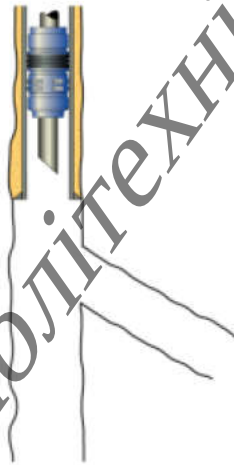


Рисунок 3 – Рівень 1 по класифікації TAML

Рівень 2 – Основний стовбур обсаджена і зацементований, вікно необсаджене.

Зацементований основний стовбур і відкритий бічний (рис. 4).

- Повнопрохідний доступ в основний стовбур.
- Стик не обсаджений.
- Є можливість доступу в бічний стовбур.
- Актуально для стійких пластів.
- Можлива конфігурація зі скидаються хвостовиком нижче стику.

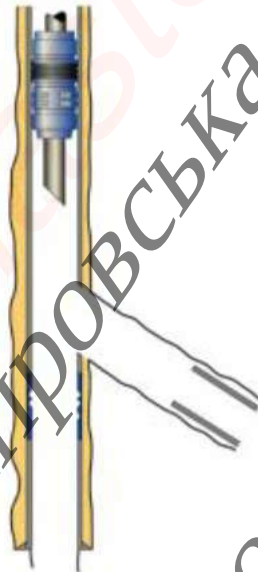


Рисунок 4 – Рівень 2 за класифікацією TAML

Рівень 3 – Основний стовбур обсаджена і зацементований, вихід в бічній стовбур обсаджена, але не зацементований. Основний стовбур обсаджена. Бічний хвостовик механічно з'єднаний з ним (рис. 5).

- Стик має механічну підтримку.
- Бічний хвостовик підвішений в основному стовбурі, але не зацементований.
- Актуально для стійких пластів.
- Стик не герметичний.

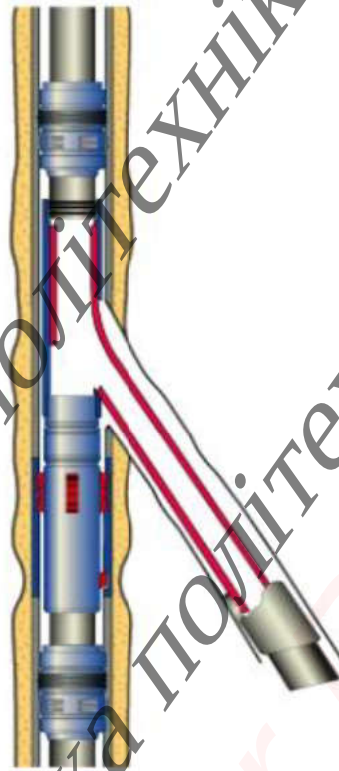


Рисунок 5 – Рівень 3 за класифікацією TAML

Рівень 4 – Основний стовбур і вихід в бічний стовбур обсаджені і зацементовані. Обидва стовбура обсаджені і зацементовані (рис. 6).

- Механічна підтримка на стику.
- Цемент в інтервал вікна.
- Стик не герметичний.
- Можливість доступу в основний і бічний стовбур.
- Може бути використаний в неконсолідованих пластах.

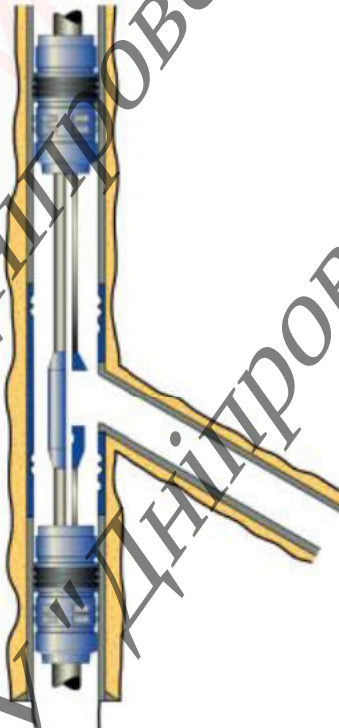


Рисунок 6 – Рівень 4 по класифікації TAML

Рівень 5 – З'єднання бічного і основного стовбура герметично, за рахунок обладнання закінчення (цемент не є достатнім для досягнення герметичності) (рис. 7).

Герметичний стик.

- Механічна підтримка на стику.
- Герметичність досягається обладнанням закінчення.
- Доступ в обидва стволи.
- Можливість використання в неконсолідованих пластах.
- Цемент не є достатнім для герметичності стику.

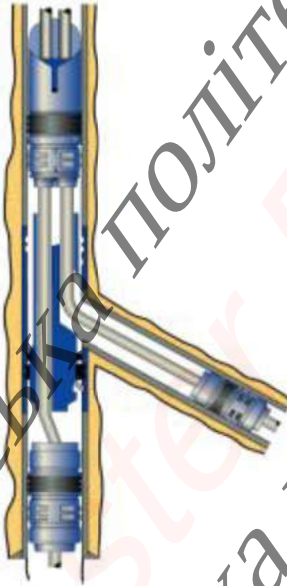


Рисунок 7 – Рівень 5 по класифікації TAML

Рівень 6 – Герметичність з'єднання між стовбурами досягається за рахунок обсадної колонії (цемент не є достатнім для досягнення герметичності) (рис. 8).

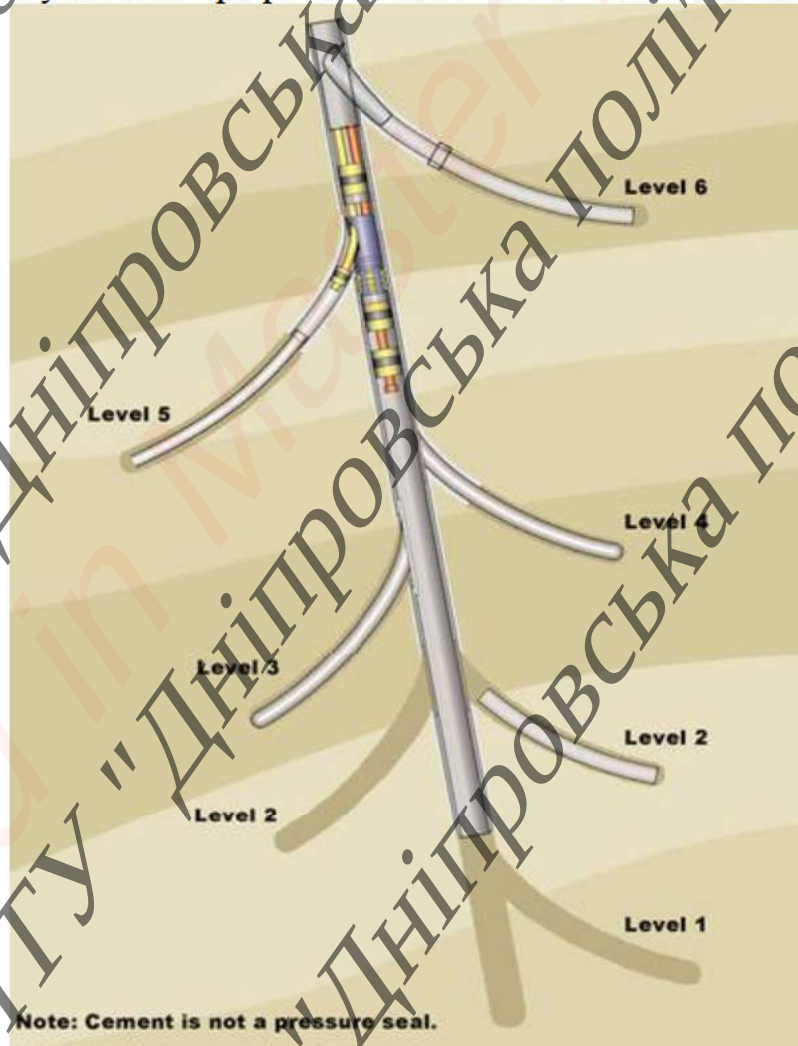
Герметичний стик.

- Герметична досягається за рахунок обсадної колонії.
- Цемент не є достатнім для герметичності.
- Доступ в обидва стволи.
- Можливість використання в неконсолідованих пластах.



Рисунок 8 – Рівень 6 по класифікації TAML

Більш наочне уявлення про рівні складності по TAML дає така схема:



1. ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА НОВОАННІВСЬКИХ ГАЗОНОСНИХ ФЛЕКСУРАХ

1.1 Загальна характеристика Чапаївсько-Новоаннівського дослідно-промислового полігону

Світовий досвід видобутку газу-метану з вугільних родовищ свідчить, що метан як мінеральна сировина, може розглядатися як супутня корисна копалина, видобуток якої технологічно пов'язаний з видобутком вугілля і як самостійна корисна копалина, що видобувається на ділянках, де видобуток вугілля не передбачається.

Вугленосні формації України є потужним резервом вуглеводневої сировини. Державним балансом запасів метану кам'яновугільних родовищ враховано запаси сировини по 172 об'єктах.

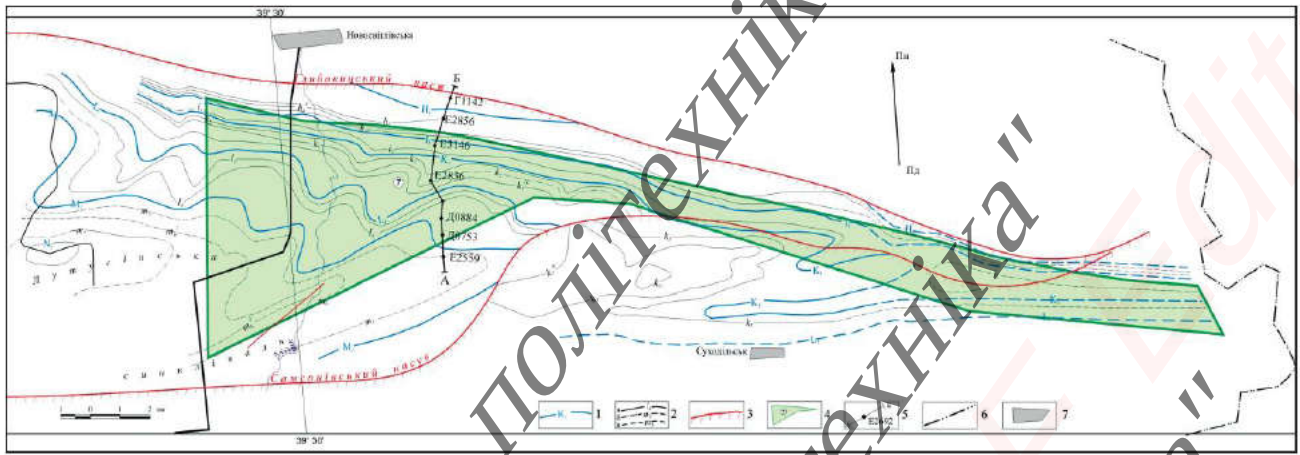
Станом на 01.01.2007 р. загальні запаси метану вугільних родовищ складають за категоріями $C_1 + C_2$ – 305110,44 млн. куб. метрів.

Новоаннівські газоносні флексури відносяться до Чапаївсько-Новоаннівського дослідно-промислового полігону (ДПП). Він розташований в Краснодонському, частково Лутугінському районах Луганської області. Площа полігону 90 км². Він детально вивчений бурінням близько 600 колонковими свердловинами до глибини 1000-1400 м. Крім буріння, на 50 % території проведені сейсморозвідувальні роботи 3D.

Цільовими для вивчення вугілля на площі є відклади верхньобашкирського та московського ярусів середнього карбону: C^3_2 , C^4_2 , C^5_2 та C^6_2 . Перекриті вони відкладами крейди, палеоген-неогену, четвертинної системи потужністю 283 м. Відклади світ C^3_2 - C^6_2 загальною потужністю 1859 м складені чергуванням шарів пісковиків, алевrolітів, аргілітів з підпорядкованими прошарками вапняків, пластами та пропластками вугілля (близько 95, з яких робочої потужності досягають лише 12 пластів).

У тектонічному відношенні ДПП розташований на сході північної зони дрібної складчастості Донбасу. На півночі та півдні площі проходять регіональні Глибокинський (Алмазний) і Самсонівський насуви. Структурно полігон розміщений на північному схилі та на східній перикліналі Лутугінської синкліналі (рис. 1.1). Товщі середнього карбону мають моноклінальне залягання з ускладненнями флексурними перегинами та двома антиклінальними структурами, що прогнозуються на глибинах 600-1200 м (рис. 1.2).

Метан на глибинах 200-440 м (рівень ПМЗ), міститься в значних кількостях у сорбованому вугільними пластами вигляді, а також у зв'язаній і вільній фазах, відповідно, у малопроникних та порово-тріщинних колекторах вуглевмісної товщі. Природна метаноемність вугілля до глибини 700-800 м зростає до 11,0-12 м³/т г. м., і досягає максимальних величин 12,4-22,9 м³/т г. м. на глибинах 800-1370 м, на рівні 1000-1200 м стабілізується і далі з глибиною практично не змінюється. Склад газу вугільних пластів та вмісних порід: метан – 81,795,9 %; вуглекислий газ – 0,45-9,2 %; азот 1,4-9,0 %; важкі вуглеводні – 2,0-10,2%. Геологічні запаси (ресурси) метану у вугільних пластах та їх супутниках – близько 17 млрд м³.



1 – граничні вапняки; 2 – вугільні пласти; 3 – тектонічні порушення; 4 – Чапаївсько-Новоаннівський ДПТ; 5 – профіль по лінії А-Б; 6 – державний кордон; 7 – населені пункти

Рис. 1.1. Геологічна карта палеозойського структурного поверху Чапаївсько-Новоаннівський ДПТ

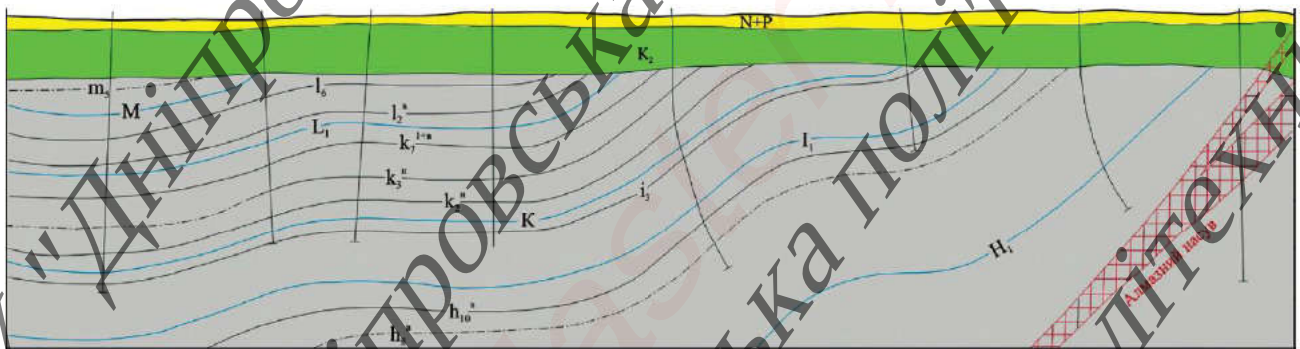


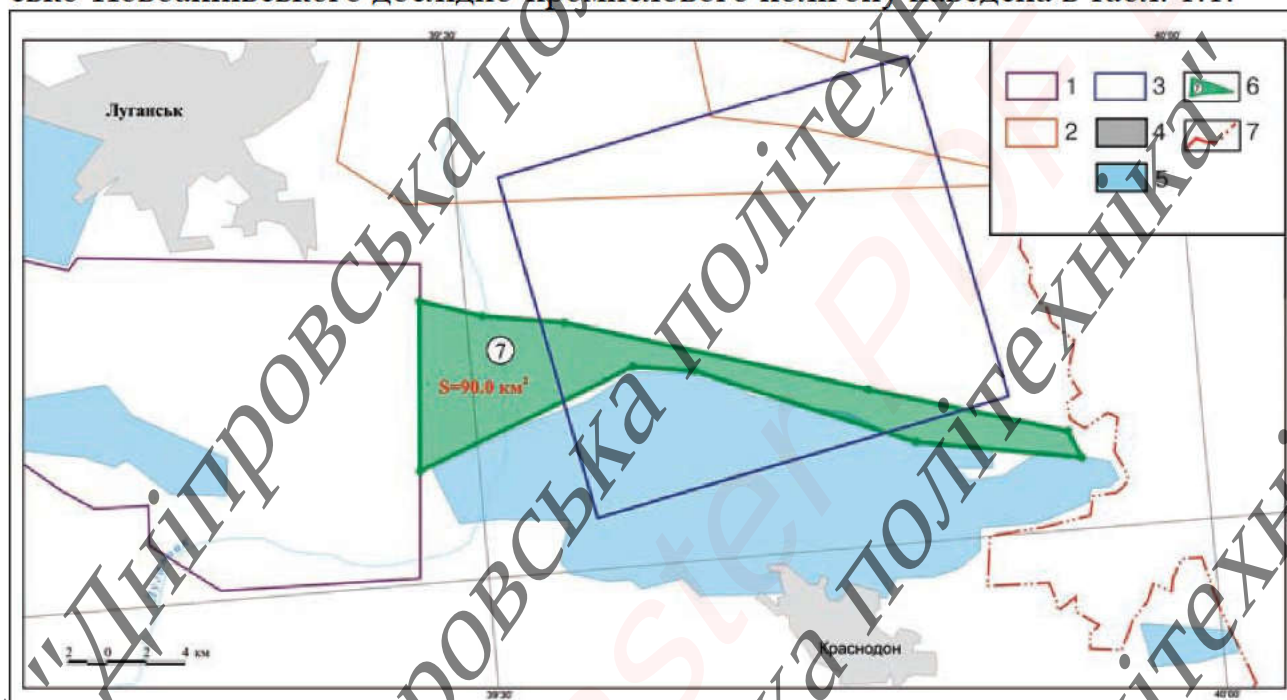
Рис. 1.2. Геологічний розріз по лінії А-Б. Чапаївсько-Новоаннівський ДПТ

Газоносність вмісних пісковиків, аргілітів, алевролітів змінюється від 1,0 до 5,9 м³/м³ (частіше 1,39-3,18 м³/м³) і збільшується в межах флексурних перегинів пластів товщі до 7,0 м³/м³. Вмісні породи з вугіллям марок газових (Г) мають прогнозу газоносність до 1 м³/м³; газових (Г) та жирних (Ж) – до 1,0-2,2 м³/м³; жирних (Ж) – 1,0-5,0 м³/м³; коксівних (К) – 1,7 м³/м³. Пористість пісковиків змінюється від 3,7 до 14,6 %, проникність – 0,009-1,97 мД. Ресурси метану в теригенних відкладах вмісних товщ прогнозуються у вільній фазі близько 3 млрд м³, у зв'язаній – від 1,0 до 10,8 млрд м³.

Водоносні горизонти мезокайнозою поширені плямами на полігоні, в місцях наявності водоупорів. Практичне значення мають водоносні горизонти крейди як надійні постачальники якісної питної води. На обводнення вугільних пластів впливають води карбону. Основними водоносними горизонтами є пісковики та вапняки; аргіліти слугують водоупорами. Водоприпливи у виробки шахт на глибині 790 м прогнозуються з дебітом 150 м³/год, на глибині 990 м – 180 м³/год, максимальний дебіт – 230 м³/год. Води на глибинах 400-500 м сульфатно-хлоридно-гідрокарбонатно-натрієві з мінералізацією 1,6-7,3 г/л; на гли-

бинах 500-800 м – гідрокарбонатно-хлоридно-натрієві з мінералізацією 4,5-6,8 г/л; нижче 800 м – хлоридно-натрієві води з мінералізацією до 5 г/л.

Прогнозні ресурси (геологічні запаси) метану на полігоні оцінюються в 17,7-30,8 млрд м³; щільність видобувних запасів – від 32,3 до 109,7 млн м³/км². Видобувні запаси метану: за песимістичною оцінкою – 3,0 млрд м³ при собівартості \$230 за 1 тис. м³ газу, за оптимістичною оцінкою – 10 млрд м³ при собівартості \$67,5 за 1 тис. м³ (рис. 1.3). Геолого-пошукова характеристика Чапаївсько-Новоаннівського дослідно-промислового полігону наведена в табл. 1.1.



1 – контури ділянок спеціальних дозволів на геологічне вивчення надр, у тому числі ДПР родовищ корисних копалин загальнодержавного значення (газ метан природний вугільних шахт) 2 – контури спеціальних дозволів на нафту, газ та конденсат; 3 – границя площі 3Д сейморозвідки; 4 – населені пункти; 5 – контури шахтних полів; 6 – контур Чапаївсько-Новоаннівського дослідно-промислового полігону; 7 – державний кордон

Рис. 1.3. Карта-схема перспективного полігону на пошуки метану у вугільній товщі Чапаївсько-Новоаннівський ДНП

На Чапаївсько-Новоаннівському ДНП площею 90 км² планується проведення таких досліджень:

- інтерпретація матеріалів буріння з побудовою геологічної моделі вугільної товщі, попередньої оцінки щільності запасів метану та рентабельності проведення подальших робіт;
- проведення гравірознавчих і каротажних робіт в наявних чи пробурених пілотних свердловинах з метою створення геолого-геофізичної моделі вугільної товщі;
- комплексна інтерпретація геофізичних та геологічних матеріалів з метою оптимізації місць закладення та траєкторій свердловин;

– буріння 5 пілотних свердловин для апробації технологій вилучення метану з вугільних пластів і з вмісних товщ, уточнення показників переведення геологічних запасів у видобувні, пробного і промислового видобутку метану з вуглегазових покладів, подальшої його утилізації, в тому числі для оцінки екологічних наслідків.

Таблиця 1.1 – Геолого-пошукова характеристика Чапаївсько-Новоаннівського ДПП

| | | |
|--|---|---|
| Розміри площі, км ² | | 90 |
| Стратиграфічний інтервал | | C ₂ ³ -C ₂ ⁶ , h ₇ -l ₇ |
| Глибина оцінки, м | | 400-1400 |
| Кількість вугільних пластів робочої потужності (0,52-1,14 м) | | до 12 |
| Марки вугілля | | Г, Ж, К |
| Метаноємність вугілля, м ³ /тГ. м. | середня максимальна | 14,0 24,4 |
| Сумарна щільність видобувних запасів ВВ, млн м ³ /км ² | | |
| оптимістичний варіант: | у робочих пластах вугілля у супутніх пластах у вмісних породах та вільний газ Разом: | 29,4 15,3 65,0 109,7 |
| песимістичний варіант | | 32,3 |
| Видобувні запаси ВВ, млрд м ³ : | оптимістичний варіант песимістичний варіант | 10,0 3,0 |
| Собівартість видобутку 1 тис. м ³ газу, \$: | оптимістичний варіант песимістичний варіант | 67,5 230,0 |

1.2 Геологічна характеристика Новоаннівських газоносних флексур

Тектоніка

Складаюча ділянку вугленосна товща має загальне субширотне простягання, ускладнене діагональною гофрованою типу додаткових флексурних складок. У східній частині площі, у зв'язку з замиканням Лутугінської синкліналі, проходить поступовий зворот простягання до півдня, а по нижнім горизонтам пластів світи N_2^3 спостерігається повне центрклинальне зімкнення. Додаткові флексурні складки обумовлюють значну змінність падінь та простягання пластів. У неускладнених флексурами структурно-тектонічних блоках переважаючі кути падіння пластів складають 25° – 30°. У зонах розвитку флексур спостерігаються характерні коліноподібні згини простягань та значна змінність падінь.

У звернених на північ крилах флексур знижується до 15° – 8°, а в південних крилах, навпаки, збільшується до 50 – 60°.

У межах ділянки виражено 6 простягнутих флексурних складок. Усі вони являються діагональними по відношенню до загального субширотного простягання вугленосної товщі і мають однакове орієнтування осей у напрямку з південь – заходу на північ – схід. Максимальні амплітуди флексур спостерігаються у вугленосній товщі, складеної світами N_2^5 та N_2^6 . Угору по повстанню пластів

вони швидко звужуються і майже повністю затухають на верхніх горизонтах світи \tilde{N}_2^3

Флексурні складки розділяють площину ділянки на природні структурно – геологічні блоки.

У заданій частині оцінюваної площі залягання пластів ускладнюється западною і центральною флексурами.

У північній частині блоку до відмітки 1900 м по пластам світи \tilde{N}_2^3 спостерігаються витримані субширотні простягання і перевага падінь під кутом 25 – 30°. Південна частина блоку, у зв'язку з розвитком флексур, характеризується змінністю простягань та значним – від 5° – 10° до 35° – 47° – розмахів коливань кутів падіння.

Центральна флексура є найбільш крупною і яскраво вираженою на ділянці пликативною формою. У плані вона обмальовується досить гострим, під кутом 60°, коліноподібним згином простягання пластів. У повернутому, північно-західному, крилі нахил пластів складає 8° – 10°, у зникаючому крилі кути падіння досягають 50° – 67°.

Перегин простягань по осьовій площині флексури дуже різкий, у зв'язку з цим, і планується перем'ятість порід, наявність дроблених інтервалів, а також підвищена тріщинуватість.

Флексурний згин виявлений геолого-структурними побудовами інтерпретується, як простягаючийся з південь-заходу на північ-схід. Він не зачіпає площі ділянки по верхньому поверху пластів (світи $\tilde{N}_2^4 \pm \tilde{N}_2^6$), а для його площі по пластам світи \tilde{N}_2^3 є фланговим.

Мілкоамплітудний флексурний уступ чітко фіксується у зв'язку з різкою зміною кутів падіння від 50° до 35°, по збільшеній потужності стратиграфічного інтервалу $I_5^1 - I_5^0$, основну частину якого затискає товща пісковика, у якій на глибині 423, 4 м пересічено 2,4 м сильно тріщинуватого (тектонічно роздробленого) пісковика. Це дає можливість заключити, що даний флексурний уступ у своїй привісній частині може супроводжуватися розривом суцільності порід типу розбіжного викиду.

Південно-східна третина площі ускладнена Східною флексурною складкою і відрізняється змінністю простягань та падінь пластів. Повернене на північ-схід полого крило східної флексури ускладнено додатковим жолобоподібним прогином. Глибокими свердловинами виявлена дисгармонія між формою додаткового синклінального прогину на верхніх і нижніх горизонтах вугленосної товщі. Якщо на верхніх горизонтах кути падіння у зоні його розвитку коливаються у межах від 12° до 20°, то на глибоких горизонтах розмах коливань вимірюється від 12° до 50°. У північному борту цього жолобоподібного прогину виявлено малоамплітудне розривне порушення, можна зробити висновок, що з цим структурним елементом можуть бути зв'язані прояви малоамплітудних розривів. У сукупності з одночасно спостерігаємими тут високою тріщинуватістю і перем'ятістю порід і різкими змінами кутів падіння – це дає можли-

вість зробити висновок про присутність розривного порушення, яке інтерпретується як привісьовий викид.

Морфологія флексур невитримана, крім малопотужних зон дроблення або сильно тріщинуватих порід, тут окремими свердловинами зустрінuto декілька таких же зон типової тектонічної брекчії.

Розрив значної амплітуди у межах оцінюваної площі детальною розвідкою не визначено. У межах геологічної карти ділянки проходять два великих регіональних розриви – насув Алмазний і Самсонівський. У висячому боці змішувача Алмазного насуву наявність „оперяючих” розривів – супутників: Центрального, Східного I і Східного II.

Насув Самсонівський проходить в діагональному напрямку з південно-західного на північно-східну по південній периферії східної частини проєктуємої площини.

Амплітуда насуву дорівнює 100-150 метрів у східній границі, поступово збільшується у західному напрямку до 400-500 м.

Площина змішувача насуву супроводжується зоною тектонічної брекчії: інтенсивно роздробленими, прим'ятими породами, зцементованими монолітом. Потужність цієї зони не витримана і коливається від декількох метрів до 30-150 м.

Як видно з указаного описання, ділянка проведення робіт характеризується зміною кутів падіння крил складок, наявністю відносно невеликих тектонічних порушень, а це тягне за собою ускладнення в свердловинах у вигляді, каверноутворення, відвалів стінок свердловини, скривлення свердловин.

Стратиграфія і літологія

В геологічному будівництві ділянки приймають участь відкладення середнього карбону, які усюди перекриті потужним чохлом мезокайнозойських відкладень. Усереднений літологічний склад світ приводиться у табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Усереднений літологічний склад світ

| Вік порід | Породи, % | | | | |
|-----------------|-----------|-----------------------------------|---------------|---------|---------|
| | пісковики | глинисті і піщано-глинисті сланці | піщані сланці | вапняки | вугілля |
| \tilde{N}_2^7 | 25,8 | 46,4 | 24,1 | 2,9 | 0,3 |
| \tilde{N}_2^6 | 23,3 | 43,1 | 24,1 | 2,7 | 1,6 |
| \tilde{N}_2^5 | 36,6 | 34,1 | 25,2 | 2,7 | 1,4 |
| \tilde{N}_2^4 | 25,5 | 25,5 | 46,8 | 1,4 | 0,8 |
| \tilde{N}_2^3 | 30,8 | 20,9 | 46,5 | 0,35 | 1,08 |
| \tilde{N}_2^2 | 31,1 | 52,3 | 16,4 | 0,1 | 0,1 |

Як видно з таблиці у геологічному розрізі відмічається від 25 до 31 % пісковиків у вигляді окремих, різних по розміру, кам'яновугільних відкладень. Особливою витривалістю характеризуються товщі пісковиків: в світі \tilde{N}_2^3 – h_8Sh_9 – «першинський», h_9Sh_{10} – «скляний»; у світі \tilde{N}_2^4 – пісковик у підшві пласта i_3^{11} ; у світі \tilde{N}_2^5 – K_1SK – «кабачковий»; $k_3^1SK_9$ – «межовий». По гранулометричному складу пісковики підрозділяються на мілкозернисті, середньозернисті та крупнозернисті.

Зокрема пісковиків, глинисті та піщано-глинисті сланці в геологічному розрізі займають від 20 до 52 %.

Найбільш розповсюджені види ускладнень, що зустрічаються при бурінні по пісковикам – прихвати бурового інструменту, водогазопроявлення, виходи та поглинання промивної рідини, грифоутворення, обвали порід, складаючих стінки свердловин; при перебурюванні глинистих сланців – збільшують в'язкість розчину, що приводить до утворення глинистої корки на стінках – ускладнення зв'язані з зменшенням (звуженням) ствола свердловини, додаткові витрати реагентів для підтримання заданих параметрів промивної рідини.

Фізико-механічні властивості вміщаючих порід Новоаннівських флексур слід розглянути по ступеням метаморфізму вміщаючих порід і вугільних пластів. На даних ділянках проведення геологорозвідувальних робіт розповсюджені вугілля марки „Д”, частково марки „Г”, можлива наявність вугілля марки „Ж”, які характеризуються слабкою ступеню метаморфізму. Значення фізико-механічних параметрів порід карбону на даних ділянках по ступеню метаморфізму і літологічного складу приведені у табл. 1.3.

Аналіз зміни параметрів з глибиною залягання порід по усіх ділянках показує, що останні майже не зазнають прагнення до збільшення або зменшення у залежності від глибини залягання, хоч в окремих випадках, такі зміни можуть мати місце. Характер поведінки об'ємної ваги і пористості порід з глибиною твердо і однозначно вказує, що ці параметри змін не зазнають і на усіх інтервалах, практично, залишаються постійними, фізико – механічні властивості карбону будуть майже постійними на всьому протязі виконання бурових робіт.

Породи, які відносяться до слабого ступеню метаморфізму, характеризуються: низькою механічною міцністю, високою пористістю, пластичністю, колоїдальністю, нестійкістю порід, схильні до вибучування. Товща пластичних, в основному, представлена у розрізах слями різних сланців і мілкозернистих карбонатних пісковиків.

Бурові роботи, виконувані на вказаних ділянках, супроводжуються ускладненнями: висока пористість порід тягне за собою утворення уплотнення глинистої корки на стінах свердловини, звуження ствола і можливі прихвати бурового інструменту; низька механічна міцність – обвали стінок свердловини і каверноутворення по стволу свердловини, таким чином це усі ускладнення, які зустрічаються при бурінні свердловин.

Таблиця 1.3 – Середні значення фізико-механічних параметрів порід карбону Луганської області по маркам метаморфізма

| Марка вугіль | Кількість проб | Параметри вміщувачих порід | | | | | | | | Коеф. анізотропії | |
|------------------------|----------------|---------------------------------|---------------|--|--|---------------------|--|--|-------------------------------|-------------------|-------------------------|
| | | Об'ємна вага, г/см ³ | Пористість, % | Міцність на стиск | | | Міцність на розрив | | Прибор УМП – 3 | | |
| | | | | $\sigma_{\text{стиску лаборатор.}}$, кг/см ² | $\sigma_{\text{стиску насич.}}$, кг/см ² | % зниження міцності | $\sigma_{\text{в}}^{\parallel}$, кг/см ² | $\sigma_{\text{р}}^{\perp}$, кг/см ² | твердість, кг/мм ² | | Коефіцієнт пластичності |
| Пісковики | | | | | | | | | | | |
| Д | 180 | 2,28 | 12,4 | 271,1 | 182,7 | 38 | 52,2 | 25,3 | 57,8 | 2,13 | 2,1 |
| Г | 1689 | 2,44 | 7,8 | 444,5 | 321,4 | 28 | 52,0 | 30,4 | 82,9 | 1,91 | 1,7 |
| Ж | 892 | 2,57 | 4,7 | 637,7 | 460,6 | 28 | 98,1 | 48,1 | 141,8 | 1,74 | 2,0 |
| Сланці піщані | | | | | | | | | | | |
| Д | 183 | 2,42 | 8,9 | 226,0 | 134,0 | 41 | 48,2 | 19,0 | 35,4 | 1,66 | 2,5 |
| Г | 1483 | 2,61 | 5,8 | 342,2 | 230,2 | 33 | 54,5 | 22,5 | 55,4 | 1,61 | 2,4 |
| Ж | 1262 | 2,61 | 4,3 | 374,8 | 273,0 | 27 | 72,8 | 29,8 | 59,9 | 1,56 | 2,4 |
| Сланці піщано-глинисті | | | | | | | | | | | |
| Д | 96 | 2,45 | 8,7 | 222,9 | 129,1 | 42 | 47,5 | 19,2 | 37,0 | 1,62 | 2,5 |
| Г | 595 | 2,53 | 6,4 | 274,4 | 173,8 | 37 | 51,5 | 21,1 | 43,6 | 1,55 | 2,4 |
| Ж | 155 | 2,61 | 4,6 | 327,7 | 180,6 | 45 | 49 | 19,3 | 50,4 | 1,53 | 2,5 |
| Сланці глинисті | | | | | | | | | | | |
| Д | 215 | 2,43 | 8,8 | 165,0 | 61,6 | 63 | 43,3 | 15,9 | 29,1 | 1,65 | 2,7 |
| Г | 1153 | 2,52 | 6,5 | 212,8 | 153,5 | 28 | 42,2 | 16,3 | 38,0 | 1,6 | 2,6 |
| Ж | 672 | 2,58 | 5,2 | 234,5 | 176,3 | 25 | 60,8 | 22,1 | 43,8 | 1,55 | 2,7 |
| Вапняки | | | | | | | | | | | |
| Д | 50 | 2,61 | 4,4 | 755,3 | 493,8 | 35 | 117,3 | 54,9 | 157,7 | 1,81 | 2,1 |
| Г | 325 | 2,62 | 3,6 | 737,1 | 534,5 | 28 | 96,4 | 47,5 | 134,8 | 1,83 | 2,0 |
| Ж | 164 | 2,65 | 3,2 | 721,4 | 575,3 | 20 | 98,1 | 51,2 | 141,8 | 1,70 | 1,9 |

1.3 Хімічний склад вміщаючих порід на ділянках проведення бурових робіт

Хімічний склад гірських порід розподілений по літологічній належності та марочному складу вугілля (метаморфізму), цьому в табл. 1.4 приводяться ті значення, які необхідні для характеристики ділянок робіт.

По даним хімічного аналізу видно, що у пісковиках вміщує велику кількість кремнезому – більше 70 %, сланці піщані вміщують кремнезому майже 60 % і сланці глинисті трохи більше 50 %. Дані хімічного аналізу добре согласовуються з результатами петрографічного вивчення порід, встановлюючого наявність кварцу у пісковиках зони довгопламенних вугілля у межах 35-55 %, у зоні газових вугілля 40-70 %.

З точки зору буріння свердловин на даній ділянці хімічний аналіз порід характеризує дані відкладення – перше, як абразивні породи, а це значить, що при бурінні свердловин буде спостерігатись збільшений знос ріжучого інструменту, бурового інструменту які використовують при бурінні, збільшені витрати рухомих частин бурових насосів (поршні, штоки, гільзи).

Друге – це наявність окисів CaO , MgO , Na_2O , SO_3 , які можуть виявляти вплив на природний водний баланс вміщаючих порід, звернути особливу увагу на підбор рецептури промивної рідини, щоб виключити коагуляцію (згорнення) промивної рідини під час процесу буріння.

1.4 Газоносність, глибина залягання продуктивних горизонтів, пластивий тиск продуктивних горизонтів

Газонасиченість вугіллявміщаючих порід ділянки вивчена промислово – геофізичними методами, газовим каротажем і з допомогою випробувача пластів КПП – 68.

В цілому на проектуємій площі в інтервалі випробування глибин нараховується до 9 пластів – колекторів. У світі \tilde{N}_2^5 промислово – геофізичними методами і газовим каротажем в якості колекторів виділені такі пісковики: $K_9Sk_7^4$; $K_7^{1B}Sk_7^2$; $K_6^2Sk_5$; $K_2Sk_3^1$; K_1Sk_1 .

В світу C_2^4 підвищеної колекторними властивостями володіють такі пісковики: $i_2^2Si_1^3$, пісковики $iiSi_2^2$, $i_2Si_2^2$ і $I_3Si_2^H$ вони є малопотужними і на частині площі ділянки замінені алевритовими різницями.

Промислово – геофізичними методами і газовим каротажем зроблена оцінка тільки першого з них по 4 свердловинам. Газонасиченість пісковіку складає 1,6 і 3,8 $\text{м}^3/\text{г}/\text{м}^3$ породи.

У світі \tilde{N}_2^5 у якості колекторів виділені такі пісковики: $h_{10}^BSh_{11}^H$. Даний пісковик випробуваний КІІ–65 у 9 свердловинах, отримані притоки води з розчиненим газом дебітом від 0,5 до 1,6 л/хв. Пісковик $H_6^1Sh_{10}^H$ розповсюджений по ділянці усюди. Загальна пористість його дорівнює 8,1 %, газонасиченість 1,5 $\text{м}^3/\text{гагу}/\text{м}^3$ породи.

Таблиця 1.4 – Результати хімічного аналізу вміщуючих порід Луганської області по ділянкам розвідки і ступіню метаморфізму

| Номер свердловини | Лабораторний промір проби | Світа | Марка вулліла | Глибина опробування | п.п.п. | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ , TiO ₂ | Fe ₂ O ₃ , FeO | CaO | MgO | SO ₃ | K ₂ O | Na ₂ O | P ₂ O ₅ | TiO ₂ | MnO |
|------------------------|---------------------------|-----------------------------|---------------|---------------------|--------|------------------|---|--------------------------------------|------|------|-----------------|------------------|-------------------|-------------------------------|------------------|------|
| Пісковики | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Л-1248 | 35485 | C ₂ ⁵ | Д | 569 | 4,03 | 72,11 | 11,52 | 4,6 | 1,05 | 1,10 | 0,10 | 2,90 | 1,40 | 0,22 | 0,52 | 0,06 |
| Е-2914 | 35413 | C ₂ ⁶ | Г | 865 | 3,22 | 74,82 | 10,6 | 3,6 | 1,4 | 0,8 | 0,32 | 1,8 | 1,96 | 0,16 | 0,73 | 0,03 |
| Сланці піщані | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Л-1248 | 35485 | C ₂ ⁵ | Д | 564 | 6,3 | 62,3 | 15,48 | 6,7 | 1,12 | 1,05 | 0,27 | 3,2 | 0,5 | 0,22 | 0,73 | 0,06 |
| Е-2914 | 35413 | C ₂ ⁶ | Г | 978 | 7,14 | 59,17 | 18,44 | 6,0 | 0,7 | 1,9 | 0,82 | 3,16 | 1,27 | 0,18 | 0,83 | 0,07 |
| Сланці глинисті | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Л-1194 | 34430 | C ₂ ⁵ | Д | 539 | 9,09 | 53,79 | 18,52 | 9,8 | 0,98 | 2,55 | 0,14 | 1,65 | 1,82 | 0,16 | 0,71 | 0,09 |
| Г-1268 | 34396 | C ₂ ⁵ | Г | 920 | 8,24 | 34,53 | 21,32 | 7,0 | 0,70 | 1,80 | 3,46 | 1,63 | 1,13 | 0,20 | 0,85 | 0,03 |

Пісковик $H_5^1Sh_9^H$ є відносно витриманим по площині, як по потужності, так і по пористості. Загальна пористість пісковика складає 7,4-10,3 %, відкрита 5,3-6,4 %. Промислово – геофізичними випробуваннями і газовим каротажем у 4-х свердловинах з 6-ти визначений як газонасичений з утриманням газів від 1,8 до 3,5 м³ газу/м³ породи.

Пісковик $H_5^0Sh_8^H$ – визначений по 5-ти свердловинам, потужність пісковика складає 24,0-46,0 м, загальна пористість дорівнює 6,4-10,3 %, відкрита 3,5-5,0 %.

Підвищена газонасиченість порід (приблизно до 5,0 м³/т породи) відмічається у позитивних локальних замкнених підняттях і флексурних складках, зафіксованих у геологічних розрізах.

Наявність мезо-кайнозойського чохла, потужністю до 200 м, забезпечує достатньо високу для накопичування газів ступінь зачиненості, описаних колекторів, що підтверджується переважно вуглеводним складом природних газів у вільному і розчиненому стані, наявність рідких бітумів у кернах свердловин, наявність вод застійного режиму і величиною гелій-аргонового коефіцієнту.

У табл. 1.6 вказані продуктивні горизонти які характеризують типовий геолого-технічний розріз, у табл. 1.5 вказані продуктивні горизонти, які можуть бути приурочені до οποєї з проектуємих точок.

Біля кожного продуктивного горизонту (табл. 1.5 і табл. 1.6) вказані очікувані пластові тиски і глибина залягання продуктивного горизонту. Як видно з наведених таблиць очікувані пластовий тиск близько до гідростатичного тиску, максимальний очікуваний тиск складає 12 МПа.

1.5 Гідрогеологічна характеристика району робіт

Гідрогеологічні умови цієї площини обумовлюються геолого-структурними її особливостями і перекриттям продуктивної кам'яновугільної товщі потужною товщею (до 300 м) мезо-кайнозоя.

У геологічному відношенні площа розташовується у межах єдиного структурного елемента – північного крила Луганської синкліналі. Ця обставина обумовила підвищену тріщинуватість, а відповідно водоносність у окремих частинах флексурних згинів, сантонські глини утруднюють поживність кам'яновугільних водоносних горизонтів атмосферними опадами.

У відповідності з геологічним побудуванням ділянки підземні води утримуються у періодах четвертинного, палеогенового, верхньокрейдового і середньокам'яновугільного віку.

У товщі четвертинних відкладень водоносними є піщано-глинисті алювіальні відкладення річки Луганчик, запаси води незначні. Внаслідок відсутності водоупору води четвертинних відкладень гідравлічно зв'язані з водами нижчезрештованих крейдових відкладень.

Таблиця 1.5 – Очікувані інтервали залягання потенціальних продуктивних горизонтів і пластові тиски

| Номер горизонту | Пісковик | Інтервал залягання, м | Очікуваний пластовий тиск, МПа | Тиск гідророзриву, МПа |
|-----------------|----------------------|-----------------------|--------------------------------|------------------------|
| 6 | $K_6^2 Sk_5$ | 367-380 | 3,8 | 8,17 |
| | $k_2 SK_3^1$ | 485-535 | 5,4 | 11,50 |
| | $K_1 Sk_1$ | 573-617 | 6,2 | 13,26 |
| | $i_2^2 Si_3^1$ | 690-743 | 7,4 | 15,97 |
| | $I_1 SI_2$ | 901-924 | 9,3 | 19,86 |
| | $h_{10}^B Sh_{11}^H$ | 981-1006 | 11,0 | 21,62 |
| | $H_5^1 Sh_9^H$ | 1092-1112 | 11,1 | 23,9 |
| | $H_5^0 Sh_8^B$ | 1142-1240 | 12,4 | 26,66 |
| 7 | $K_6^2 Sk_5$ | 250-278 | 2,8 | 5,97 |
| | $k_2 SK_3^1$ | 371-409 | 4,1 | 8,79 |
| | $K_1 Sk_1$ | 486-512 | 5,1 | 11,00 |
| | $i_2^2 Si_3^1$ | 608-636 | 6,4 | 13,67 |
| | $I_1 SI_2$ | 790-806 | 8,1 | 17,32 |
| | $h_{10}^B SH_1$ | 882-903 | 9,1 | 19,41 |
| | $H_5^1 Sh_9^H$ | 1002-1021 | 10,2 | 21,95 |
| | $H_5^0 Sh_8^B$ | 1051-1168 | 11,7 | 25,11 |
| 8 | $K_6^2 Sk_5$ | 258-285 | 2,9 | 6,12 |
| | $k_2 SK_3^1$ | 410-434 | 4,3 | 9,33 |
| | $i_2^2 Si_3^1$ | 620-653 | 6,5 | 14,03 |
| | $H_5^1 Sh_9^H$ | 1041-1060 | 11,0 | 22,79 |
| | $H_5^0 Sh_8^B$ | 1160-1190 | 12,0 | 25,58 |

Палеогенові відкладення тримають воду у пісках, слабозцементованих пісковиках і мергелях київського і харківського ярусів. Загальна потужність цих відкладень не перевищує 75 м. У розвідувальних на вугілля свердловинах, які викрили палеогенові відкладення, відмічено 70 випадків поглинання промивної рідини у інтервалах 0,3-70 м.

Таблиця 1.8 – Очікувані інтервали залягання потенціальних продуктивних горизонтів і пластових тисків, відображених у типовому геолого-технічному розрізі

| Глибина залягання газоносних горизонтів, (від – до), м | Потужність горизонтів, м | Синоніміка горизонтів | Очікуваний пластовий тиск, МПа | Тиск гідророзриву, МПа |
|--|--------------------------|--|--------------------------------|------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 286-295 | 10 | K ₇ SK ₇ ^{1b} | 2,9 | 6,34 |
| 350,0-378,0 | 28 | K ₆ SK ₅ | 3,8 | 8,12 |
| 470,0-500,0 | 30 | K ₂ SK ₃ | 5,0 | 10,75 |
| 538,0-588,0 | 50 | K ₁ SK ₂ | 5,9 | 12,64 |
| 677,0-715,0 | 38 | i ₂ ² Si ₃ ¹ | 7,2 | 15,37 |
| 730,0-746,0 | 16 | i ₂ ² Si ₃ ¹ | 7,5 | 16,03 |
| 870,0-885,0 | 15 | I ₁ SI ₂ | 8,9 | 19,02 |
| 945,0-970,0 | 23 | H ₁₀ ⁸ Sh ₁₀ ^H | 9,7 | 20,85 |
| 1065,0-1095,0 | 30 | H ₅ ⁸ Sh ₉ ^H | 11,0 | 23,54 |
| 1110,0-1200,0 | 90 | H ₅ ⁰ Sh ₈ ^B | 12,0 | 25,8 |

Води крейдових відкладень, що досягають потужності 300 м, литологічно представлені міцним пісковиком турона (10-15 м), мергелем і крейдою коняка (20-35 м), глинистим мергелем і щільною мергелистою глиною сантона (до 40 м), мергелем та вапняковою крейдою, менше глауконовим піском компана (до 100 м) глауконітовими і пісковитими мергелями маастріхта. У деяких свердловинах поглинання відмічені на значних глибинах 200-250 м. Це зв'язано з наявністю локальних тріщинуватих зон у крейдових відкладеннях. Основними джерелами живлення тріщинуватої зони крейди служать атмосферні опади, короткочасові великі притоки зафіксовані при проходці стволів № 2 шахти Ф.П. Лютикова, поступало 115 м³/ч.

По даним буріння, товща осадочних порід карбону, розкрита свердловинами на оцінюваній площині, представлена світами $\tilde{N}_1^7, \tilde{N}_2^6, \tilde{N}_2^5, \tilde{N}_2^4, \tilde{N}_2^3$.

Кожна світа тримає декілька водоносних горизонтів, приурочена до пластів пісковиків, вапняків і рідко піщано-глинистих сланців. Водоупорами служать глинисті сланці. Водоносність порід зв'язана тріщинуватістю, обумовленою тектонічними особливостями площі. Пошукові свердловини на абсолютних відмітках +60,45 – 77,35 м, давали самовплив, супроводжуваний, як правило, газовиділенням.

Висота напору досягає 605 м, дебіти від 0,003 м³/ч до 32 м³/ч. Найбільш інтенсивна тріщинуватість порід фіксується у інтервалі від підосви крейдових відкладень (200 м) до глибини 400 м. З глибини 400 м поглинання різко зменшується. Поглинання на значних глибинах виникають у локальних тріщинуватих зонах. Води алювіального водоносного горизонту по типу гідрокарбонатно-кальцієві, обгадають луговою реакцією.

Води палеогенових відкладень більшістю гідрокарбонатно-кальцієві, менше хлоридно-кальцієві. Реакція лугова.

Води крейдових відкладень характеризуються слабкою мінералізацією, прісні. По типу, в основному, гідрокарбонатно-кальцієві, реакція лугова, по жорсткості води помірно жорсткі, менш жорсткі і дуже жорсткі.

Води кам'яновугільних відкладень, по типу води – хлоридно-натрієві. Мінералізація коливається у межах від 1,14 г/л до 19,8 г/л, із збільшенням глибини збільшується і мінералізація. У воді, окрім хлоридів, знаходяться сульфати і гідрокарбонати. Жорсткість підземних вод різна і коливається від 1,11 до 24 мг-екв, зустрічаються усі групи жорсткості, від дуже м'яких до дуже жорстких. Має місце сульфатний вид агресії по відношенню до звичайних цементів, так як вміст іона SO_4 в багатьох пробах перевищує 250 мг/л.

Води карбону мають кисневу агресію по відношенню до металевих конструкцій внаслідок наявності у них розчиненого кисню.

1.6 Висновки за розділом

1. Прогнозні ресурси (геологічні запаси) метану на Чапаївсько-Новоаннівському дослідно-промисловому полігоні оцінюються в 17,7-30,8 млрд m^3 ; щільність видобувних запасів – від 32,3 до 109,7 млн m^3/km^2 . Видобувні запаси метану: за песимістичною оцінкою – 3,0 млрд m^3 при собівартості \$230 за 1 тис. m^3 газу, за оптимістичною оцінкою – 10 млрд m^3 при собівартості \$67,5 за 1 тис. m^3 .

2. Бурові роботи, виконувані на вказаних ділянках, супроводжуються ускладненнями: висока пористість порід тягне за собою утворення ущільнення глинистої корки на стінах свердловини, звуження ствола і можливі прихвати бурового інструменту; низька механічна міцність – обвали стінок свердловини і каверноутворення по стволу свердловини, таким чином це усі ускладнення, які зустрічаються при бурінні свердловин.

3. Наявність мезо-кайнозойського чохла, потужністю до 200 м, забезпечує достатньо високу для накопичування газів ступінь зачиненості, описаних колекторів, що підтверджується переважно вуглеводним складом природних газів у вільному і розчиненому стані, наявність рідких бітумів у кернах свердловин, наявність вод застійного режиму і величиною гелій-аргонового коефіцієнту.

4. На передбачених ділянках проведення бурових робіт мають сульфатні і кальцієві типи вод, а це значить, що використання для промивки свердловин рідкого скла, реагентів на вугіллялуговій основі, КМЦ низької марки до 400, не доцільно, так як вони, попадаючи у підземні води, будуть коагулювати (згортатись). На це слід звернути увагу при виборі типу і складу промивної рідини.

2 АНАЛІЗ СТАНУ БУРІННЯ І ЕКСПЛУАТАЦІЇ БАГАТОВИБІЙНИХ СВЕРДЛОВИН

В теперішній час одним з перспективних методів інтенсифікації видобутку нафти і газу та повноти вилучення їх з надр є використання систем розробки родовища горизонтальними (ГС) і розгалужено-горизонтальними свердловинами (РГС). Особливу актуальність це набуває для родовищ представлених малопотужними (5-15 м) пластами з низькою і нерівномірною проникністю і для відновлення продуктивності свердловин родовищ, що знаходяться на пізній стадії розробки [1, 2, 3]. Буріння свердловин з горизонтальним закінченням стовбура і РГС ведеться як при будівництві основного стовбура, так і при бурінні бічних стовбурів з бездіючих експлуатаційних свердловин.

Технології горизонтального буріння свердловин здійснили технічну революцію в теорії і практиці світового нафтовидобутку. Будівництво горизонтальних (ГС) і багатовибійних (БВС) свердловин відкрило третій вимір в розробці родовищ вуглеводнів і стало основою просторової архітектури дренування пласта [1, 4].

Розбурювання нафтових і газових родовищ горизонтальними свердловинами є ефективним методом формування оптимальної системи розробки та відновлення продуктивності родовищ на пізній стадії експлуатації. Розтин продуктивної товщі горизонтальним стовбуром збільшує площу фільтрації, виключає можливість надходження води в процесі експлуатації, що особливо ефективно для низькопроникних колекторів і з вертикальною тріщинуватістю. Дебіт горизонтальних свердловин порівняно з вертикальними збільшується в 2-4 рази на нафтових і в 3-8 разів – на газових свердловинах.

Технології будівництва горизонтальних свердловин на нафту вперше розроблені і реалізовані в світовій практиці в 50-60 рр. минулого століття. У 1953 р під керівництвом А.М. Григоряна успішно пробурили першу багатовибійну горизонтальну свердловину № 66/45 на Карташевському родовищі Башкортостану [5].

Свердловина мала десять різко викривлених стовбурів. При глибині по вертикалі 600 м загальна протяжність стовбурів складала 41993 м, з них 1768 м пройдено безпосередньо в продуктивному пласті. Максимальна відстань між забоями склала 322 м, максимальна довжина горизонтального стовбура – 168 м. Дебіт нафти склав 120 т/добу (середній дебіт вертикальних свердловин родовища – 7 т/добу). При 17-кратному збільшенні дебіту швидкість буріння була нижче в 1,2 рази, а вартість вище в 1,5 рази. У 1954 р досягнення по цій свердловині експонувалися на IV Римському нафтовому конгресі.

З 1959 р. почали розвиватися теоретичні погляди на гідродинамічні процеси, що виникають при бурінні ГС. В інституті ВНДІнафта проведені гідродинамічні дослідження з розробки нафтових родовищ горизонтальними і багатовибійними свердловинами. Теоретичні основи фільтрації та нафтовіддачі пластів викладені в [26].

Другий етап розвитку горизонтального буріння охоплює 1961-1978 рр. Під керівництвом А.М. Григоряна група фахівців ВНДІБТ розробила теорію

буріння таких свердловин і ефективну технологію їх проведення. У ВНДБТ створений цілий ряд технічних засобів, успішно застосовувалися при бурінні БВС і ГС в Куйбишевській області, на Західній Україні, у Східному Сибіру.

У сімдесятих роках почалося буріння ГС за кордоном в промислових масштабах. Лідером буріння ГС став Французький інститут нафти, який взяв за основу дослідження радянських вчених. У зв'язку з техніко-технологічною складністю будівництва ГС зарубіжні фірми різко збільшили асигнування на науково-дослідні роботи з горизонтального буріння. За короткі терміни сконструювали, провели промислові випробування нових, вибієних двигунів, доліт, телеметричних систем і іншого устаткування, що дозволяє досягти високих техніко-економічних показників, і вирішили проблему геофізичних досліджень в ГС і БВС.

До жаль, через різке збільшення видобутку дешевої нафти в Західному Сибіру знизився інтерес до буріння БВС і ГС в СРСР. Російська технологія не впроваджувалася, намітився застій.

У 1978-1979 рр. починається третій етап. Зростає інтерес до буріння ГС в США. Досвід експлуатації ГС на декількох родовищах вже до 1982 р показав найбільш повне витяг з надр вуглеводнів особливо там, де традиційні методи не ефективні.

Розвиток горизонтального буріння у Франції в ці роки стимулюється необхідністю розробки нафтових родовищ Лак-Суперіор і Кастера-Му на глибині 3 км і шельфового родовища Распо-Маре в Італії, де високов'язка нафта знаходиться в карстових пастках. Фірма «Ельф-Акіта» встановила рекорди, пробуривши ГС довжиною горизонтального стовбура 2 км, досягнувши 15-кратного збільшення дебіту на родовищі Распо-Маре.

Четвертий етап почався в 1985-1986 рр. Центр буріння впевнено перемістився в США. Успіхи фірми «Ельф-Акіта» викликали величезну цікавість багатьох американських нафтових фірм. Активно розбурювалось горизонтальними свердловинами родовище Прадхо Бей, складене низькопроникними вапняками. Різко зросли обсяги буріння ГС в шельфовій зоні Північного моря (Данія, Норвегія, Англія). До 1989 р пробурено 51 ГС в США і 30 – в Європі.

У багатьох нафтовидобувних країнах успішно буряться ГС і БВС, наприклад, в США – до 2000 свердловин в рік. Досягнуто високі результати в техніці і технології будівництва, особливо в телеметричній контролі за траєкторією стовбура. максимальна довжина горизонтального стовбура в Каліфорнії досягла 3865 м. У 1990 р в США завдяки ГС видобувалося додатково 16 тис. т нафти в добу. Бурінням ГС займаються понад 100 фірм і компаній більш, ніж в 20 країнах.

У Росії в 1990 р побудовано 12 ГС, в 1991 р – 44 (в Західній Сибіру – 13), в 1992 р – 32 ГС, в 2000 р – 393 ГС і 696 бічних стовбурів.

На 01.2005 р в ВАТ «Сургутнафтогаз» проведено буріння БС в більш 1000 недіючих і малодобітних свердловинах, в тому числі понад 20 з них двостовбурні і чотирьохстовбурні, з яких додатково видобуто понад 6,9 млн. тонн нафти. Очікувана видобуток з них до критичної обводнення 97 % перевищить 17,6 млн. тонн [6].

Аналогічні широкомасштабні роботи з буріння БС ведуться в ВАТ «Татнафта» і «Башнафта», де бічні стовбури побудовані з недіючих свердловин в більш ніж по 100 об'єктах відповідно.

На початок 1994 року в світі було пробурено понад 6500 ГС і БГС (бокових горизонтальних стовбурів) щорічний приріст в останні роки становив понад 2000 ГС, в той час як в Росії за той же період пробурено близько 350 ГС і РГС [1, 7, 8]. При цьому з причини глибокої кризи нафтовидобувної галузі не була реалізована широкомасштабна державна програма «Горизонт» по створенню нових технологій і технічних засобів для будівництва і експлуатації ГС, а також не реалізовано впровадження нових систем розробки нафтових родовищ горизонтальними свердловинами.

Сьогодні лідером в галузі буріння і експлуатації ГС і БГС є США [4, 9]. Тут на більш ніж в 114 покладах пробурено 4620 свердловин або 70 % ГС світу і це незважаючи на те, що США вийшли на промислове впровадження технологій горизонтального буріння (ГБ) пізніше колишнього СРСР і Франції. Темпи буріння ГС в США в даний час складають більше 1000 свердловин в рік. Основні області їх застосування: тріщинуваті низькопроникні пласти (з метою перетину природних тріщин і підвищення продуктивності), крейдяні відкладення Остін в Техасі (79 %), глинисті сланці аккен в Північній Дакоті (5 % ГС) і відкладення ніобрара в Колорадо і Північній Дакоті (5 % ГС). Решта 14 % ГС пробурені в різних формаціях для запобігання утворення конусів води і газу (Аляска, Каліфорнія, Узбережжя мексиканської затоки), для розробки родовищ, приурочених до рифових масивів і інші. Більшість ГС пробурено в карбонатних породах, очікується зростання буріння ГС в теригенних породах в зв'язку з успішним вирішенням питань технології буріння в даних формаціях. На другому місці після США стоїть Канада, де на 220 покладах пробурено понад 2000 ГС (близько 25 % ГС світу).

Більшість ГС в Канаді буриться в умовах утворення конусів води і газу. Близько 45 % ГС пробурені на родовищах важких нафт, в основному з високопроникними теригенними колекторами, де вони застосовуються переважно в поєднанні з вертикальними нагнітальними свердловинами. Решта напрямків горизонтального буріння в Канаді пов'язані з використанням ГС для розробки низькопроникних і малопотужних пластів.

ГС і БГС в теперішній час буряться в більшості нафтовидобувних країн Західної Європи (переважно на морських родовищах), на Близькому і Середньому Сході, в Австралії і Індонезії. Значно зріс обсяг горизонтального буріння в Росії. В останні роки найбільша кількість горизонтальних свердловин пробурено на родовищах Західного Сибіру і досягло більш 200 ГС в рік. Настільки широкий і інтенсивний розвиток ГБ стало можливим завдяки, по-перше – великим капітальним вкладенням в науково-дослідні та дослідно-промислові роботи, по-друге – промислового впровадження ряду ефективних технологій.

До таким технологіям ставляться:

- застосування КНБК з керованими вибійними двигунами;
- застосування доліт з полікристалічним алмазним озброєнням;

- застосування бурових розчинів з поліпшеними реологічними характеристиками і нових екологічно чистих систем (наприклад, біополімерних типу Flo-Pro і ін.);
- керування траєкторією стовбура з допомогою телеметричного і геологічного контролю;
- селективне закінчування свердловин;
- використання сучасних геофізичних коштів;
- широке впровадження тривимірної сейсморозвідки;
- комп'ютерна обробка геофізичних даних;
- провідка свердловин з декількома горизонтальними стовбурами.

Кожна з перерахованих технологій внесла свій вклад в підвищення ефективності використання ГС і ВГС, а практична реалізація досягається тільки за рахунок комплексного технологічного підходу, що об'єднує досвід багатьох фахівців і компаній. Це дозволяє швидко і надійно вирішувати завдання збільшення видобутку нафти і газу і поліпшення охоплення пластів дренажуванням.

Висновки за розділом

1. Реалізованих систем розробки з застосуванням тільки ГС в поєднанні з заводненням поки немає. В даний час ГС використовуються в основному в поєднанні з вертикальним (ВС) і похило спрямованими свердловинами з кутом входу стовбура в продуктивний пласт менш 10° .

2. Мало даних з накопиченого видобутку нафти, кінцевою нафтовіддачею і економічною ефективністю ГС.

3. Вважається, що видобувні ГС майже у всіх випадках дозволяють збільшити темпи відбору нафти і коефіцієнт нафтовилучення.

Продуктивність ГС істотно вище продуктивності ВС перш за все за рахунок збільшення площі дренажування: в тріщинуватих колекторах – в 4-100 разів, в порових – в 2-8 разів. В середньому, відношення продуктивності ГС до продуктивності ВС становить в США – 3,2, в Канаді – 4,1. В середньому накопичений відбір нафти на одну ГС в 2,5 рази перевищує накопичений відбір на одну ВС [3, 4].

Поточний коефіцієнт нафтовіддачі підвищився завдяки ГС в середньому на 30 %. Кінцевий коефіцієнт нафтовилучення на родовищах США і Канади збільшився по відношенню до ресурсів нафти в середньому на 1-2 % [4, 7, 8, 9].

За даними ВНДЦОЕНГ кінцева нафтовіддача покладів за рахунок застосування ГС повинна збільшуватися в середньому, на 10-15 %, за даними БашНД-Шнафти – на 20 % [1, 10].

4. Технологічна ефективність ГС в різних країнах різна. Якщо у США більш 90 % ГС виправдовують очікування і по ним збільшуються дебіти і накопичений видобуток нафти, то в Україні, за наявними даними, успішними є (без урахування свердловин з короткочасним ефектом) близько 50 %.

Однією з основних причин низької ефективності ГС в Україні є незадовільне геолого-геофізичне інформаційне забезпечення проектів розробки родовищ горизонтальними свердловинами, особливо на стадії їх дорозробки, передчасні прориви води і газу, а також недостатня протяжність горизонтальних сто-

вбурів, кольматація привибійної зони через недосконалість технології їх будівництва.

5. ГС можуть значно збільшити обсяг втягуються в розробку геологічних запасів нафти і газу.

Причини можливого збільшення запасів за рахунок застосування ГС такі:

5.1 перетин тріщин, запаси яких не можуть бути ефективно вироблені вертикальними і похило спрямованими свердловинами;

5.2 залучення в розробку тонких і слабопроникних пластів, а так само істотною частини тих запасів нафти і газу, які належать до категорії некондиційних;

5.3 зниження темпів освіти конусів води і газу, за рахунок чого з'являється додаткова можливість отримати більше нафти до їх прориву;

5.4 збільшення можливостей регулювання режимів витіснення нафти водою.

6. Для оцінки економічної ефективності окремих ГС часто використовується показник прибутку – відношення відносної продуктивності по ГС і ЗС до відповідним відносним витратам. Середній показник прибутку від ГС в США становить 1,6, а в Канаді – 1,86 [4].

З точки зору літології в США більш ефективні для використання ГС карбонати (показник прибутку 2,17), а для теригенних порід він складає 1,27. У Канаді самий високий показник прибутку дає застосування ГС в покладах важкої нафти – 2,24.

Стимуляція ГС за рахунок ГРП, кислотних обробок, промивання не чинять помітного впливу на ефективність їх роботи.

7. Значними переваги у порівнянні з одиночними ГС мають багатостовбурні свердловини і РГС, через те, що велика кількість відгалужень дозволяє охопити дренажем всю товщу продуктивного об'єкта. Тому більшість ГС в даний час за кордоном буриться в рамках проектів будівництва багатостовбурних і розгалужено-горизонтальних свердловин.

8. Область застосування ГС, БГС і РГС продовжує розширюватися. Крім використання їх для освоєння тріщинуватих, малопроникних і тонких пластів, при розробці родовищ важких нафт і морських родовищ починається відпрацьовуватися технологія розробки невеликих родовищ однією горизонтальною свердловиною.

Новим актуальним застосуванням ГС стало їх використання в якості нагнітальних [7].

9. Вартість ГС у всьому світі різко зменшується за рахунок удосконалення технології горизонтального буріння та обладнання для їх будівництва. Фактична вартість перших ГС перевищувала вартість ВС в 2-3 рази. У 1992 р середня вартість одного метра вертикальної свердловини в США складала \$ 128,7, а горизонтальної \$ 291,9.

10. Аналіз промислового досвіду застосування ГС в різних геологічних умовах дозволяє виділяти три основні групи параметрів, що визначають успішну їх роботу ГС [1, 3, 11].

10.1 Параметри, що характеризують властивості продуктивного пласта і пластових рідин. Сюди відносяться абсолютна проникність, анізотропія, товщина, тріщинуватість (інтенсивність і орієнтація тріщин), характеристики пласта (в'язкість нафти, пластовий тиск). Зокрема встановлено, що:

- низька вертикальна проникність знижує продуктивність ГС, її вплив може бути зменшено бурінням довгих горизонтальних стовбурів. У пластах з високою ступенем розчленованості, при наявності витриманих низькопроникних прошарків, краще бурити похилі свердловини, що перетинають продуктивні пропластки;

- ГС найбільш ефективні в тонких пластах, при відсутності міжфазних контактів вони економічно ефективні навіть в пластах товщиною 3 м;

- напрямок тріщин і їх щільність, – надзвичайно важливі характеристики для успішної роботи ГС, пробурених в тріщинуватих колекторі, при цьому тріщини зазвичай утворюються майже перпендикулярно напрямку на і меншою горизонтальній навантаженню;

- колектори з високов'язкої нафтою дуже перспективні для буріння ГС, особливо якщо товщина шару обмежена і свердловина схильна до утворення в них водяного або газового конуса;

- якщо пластовий тиск дуже низький (поклад виснажений), то буріння ГС не призведе до значного підвищення дебітів.

10.2 Друга група параметрів визначає розташування осі ГС в плані поклади і в обсязі пласта. Це глибина межфлюїдних контактів (ВНК, ГНК), розподіл непроникних і низькопроникних порід по розрізу і ділянці, напрямок тріщинуватості тощо.

Промисловий досвід [4, 12] показує, що:

- на покладах з газової шапкою або підшовної водою бажана присутність великої вертикальної дистанції між горизонтальним стовбуром і ВНК (ГНК); на сьогоднішній день у більшості успішних ГС ця відстань складає близько 4 м;

- при розробці тріщинуватих пластів на природному режимі ГС необхідно бурити перпендикулярно тріщинам, тоді вони будуть підвищувати продуктивність, збільшувати площу дренування що, в кінцевому підсумку призведе до збільшення обсягу видобутих запасів. В умовах штучного заводнення ГС, пробурені перпендикулярно тріщинам, не можуть охопити розробкою низькопроникну матрицю. Тобто, при заводненні видобувні і нагнітальні свердловини необхідно розташовувати паралельно тріщинам. Слід зазначити, що в режимі витіснення нафти водою США застосовують тільки 9 % ГС, Канада – 5 % [9];

- розміщення ГС в плані визначається витратами і потребами експлуатації.

10.3 Геометричні параметри свердловин (довжина, діаметр), що характеризують стан стовбура [13, 14].

Основна перевага ГС перед ВС – це велика площа контакту з пластом. Більшість горизонтальних свердловин мають довжини від 500 до 1000 м, в окремих випадках до кількох кілометрів, пробурені вони в зонах 5-20-ти метрової товщини. Чим більше довжина ГС, тим вище продуктивність і, можливо, площа

дренування. Таким чином, довгі ГС бажані (в залежності від витрат). Може трапитись, що продуктивна довжина ГС менше пробуреної. Причиною цього може слугувати руйнування навколосвердловинного простору в процесі буріння і зміни його природного стану через застосування недостатньо якісного бурового розчину, неоднорідності пласта тощо.

11. Істотним обмеженням різкого збільшення видобутку нафти є дуже низька проникність пластів. Правильний вибір об'єкту для розтину його ГС і складання уточненої моделі повинні базуватися на комплексному використанні геологічних, геофізичних і петрофізичних даних, а також інформації отриманої в процесі випробування і експлуатації ВС. Для реалізації цих завдань необхідно створити комплексні групи спеціалістів, здатних практично реалізувати так звані мультидисциплінарний підхід до вирішення проблем розробки нафтових і газових місць про народження ГС [3, 15, 16].

Технологія розробки нафтових родовищ з застосуванням горизонтальних свердловин (ГС) широко впроваджується в практику освоєння нафтових родовищ в світі. В Україні початок активного освоєння технологій будівництва ГС і БГС доводиться на першу половину 90-х років [13, 17, 18, 19].

Досвід буріння перших горизонтальних свердловин виявив ряд проблем, з яких головною була проблема відсутності надійних сучасних засобів контролю за траєкторією свердловин і проведення ГС в горизонтальному ділянці стовбура свердловини.

Широке впровадження горизонтального і похило спрямованого буріння з великими відхиленнями вибоїв стало можливо завдяки ряду досягнень в техніці і технології, найважливішим з яких є:

- поява надійних систем вимірювання параметрів в процесі буріння в реальному масштабі часу (MWD, LWD);
- розробка і впровадження широкої гами гвинтових вибійних двигунів;
- освоєння високопродуктивних доліт, що дозволяють пробурити значні ділянки стовбура свердловини (в тому числі горизонтальні) за один-два рейси;
- перехід на високоякісні полімерні, біополімерні розчини та розчини на нафтовій основі;
- використання верхнього приводу на бурових установках [23, 24].

В кінці 80-х років склалася тенденція до подальшого погіршення якості запасів нафти, в наростаючих обсягах стали вводиться в розробку родовища с, так звані, важковидобуваними запасами, що характеризуються низькопроникними колекторами, складно побудованими докладами тощо. Очевидно, що в такій ситуації ефективність розробки необхідно було підвищувати тільки за рахунок освоєння принципово нових, нетрадиційних технологій.

Одним з таких напрямків в розвитку техніки і технології видобутку нафти стало освоєння технології будівництва горизонтальних свердловин.

3 ТЕХНОЛОГІЯ БУДІВНИЦТВА БАГАТОВИБІЙНИХ СВЕРДЛОВИН

3.1 Вимоги до технології будівництва багатовибійних свердловин

Нові стовбури з раніше пробурених свердловин повинні буритися на гарно вивчених ділянках нафтових родовищ.

При розтині проектних об'єктів необхідно прагнути до того, щоб новий стовбур свердловини проходив на ділянках пласта з максимальною нафти а насичення або, в разі буріння горизонтального стовбура, траєкторія стовбура визначається товщиною пласта і наявністю коштів контролю і вимірювання параметрів стовбура.

Після проведення геофізичних досліджень визначається економічна доцільність методу відновлення індивідуально для кожної конкретної свердловини.

Технологія буріння додаткових стовбурів (ДС) з усім операціям, за винятком вирізання «вікна» в обсадній колоні, збігається з технологією буріння БС. Тому все представлені техніко-технологічні рішення, крім вирізання «вікна» в обсадній колоні, в рівній мірі відносяться як до буріння БС, так і ДС.

Техніко-технологічні рішення враховують вітчизняну і закордонну практику буріння БС з експлуатаційних колон нафтових і газових свердловин.

Справжніми техніко-технологічними рішеннями встановлюються:

- вибір технологічної схеми забурювання БС;
- заходи по підготовці свердловини до забурювання і проведення робіт по вирізання «вікна» в експлуатаційній колоні;
- технологія забурювання і буріння БС;
- технологія закінчення БС (способи кріплення бічних і додаткових стовбурів);
- методи вторинного розтину і освоєння БС свердловини;
- перелік технічних засобів для буріння і кріплення БС, контролю траєкторії буріння.

Техніко-технологічні рішення включають такі технологічні схеми забурювання і буріння БС:

- вирізання ділянки експлуатаційної колоні і буріння БС з горизонтального цементного моста;
- вирізання бічного «вікна» в експлуатаційній колоні і буріння БС з клина-відхищувача;
- буріння БС з черевика експлуатаційної колоні.

Область застосування техніко-технологічних рішень:

- діаметр експлуатаційної обсадної колоні, – 140, 146, 168 мм;
- мінімальний радіус викривлення стовбура свердловини, – 60 м.

Максимальна глибина, максимальна вибійна температура і максимальна довжина горизонтального ділянки визначається виходячи з геологічних умов і техніко-технологічних можливостей застосовуваного обладнання для буріння БС.

Максимально можливе зміщення БС визначається в залежності від радіуса кривизни, глибини забурювання БС, а також техніко-технологічними можливостями бурового обладнання та інструменту.

Мінімально можливе відхилення горизонтальної частини БС по вертикалі при використанні існуючих технічних засобів ± 1 м.

У техніко-технологічних рішеннях розглядаються три основних варіанти способів кріплення БС хвостовиком:

- без цементування;
- з манжетним цементуванням;
- з прямим цементуванням.

Варіанти буріння бокових стовбурів з існуючих свердловин

Існує чотири головних системи буріння бічного стовбура горизонтально-розгалужених свердловин:

1. Технологія буріння свердловин по надмалому радіусу за допомогою струменя високого тиску.

2. Система буріння свердловин з малими радіусами викривлення, основана на застосуванні роторної компоновки.

3. Система буріння свердловин з малими радіусами викривлення, основана на використанні вибієвних двигунів.

4. Буріння свердловин по середньому радіусу викривлення.

Всі чотири системи придатні або будуть придатними для буріння бічного стовбура. Перші три системи вимагають застосування спеціального бурильного інструменту і спеціальних методів досліджень в свердловинах. Малі радіуси викривлення свердловин накладають також обмеження на можливість оцінки продуктивного пласта і методи закінчення свердловин.

На відміну від них при середніх радіусах викривлення застосовується звичайний бурильний інструмент, включаючи систему вимірювань в процесі буріння для інклінометрії і орієнтування відхилювача. Єдиним виключенням є обмеження оцінки продуктивного пласта і закінчення свердловини по радіальному зазору, пов'язані з обмеженнями по діаметру свердловини. З цієї причини очікується, що на ринку технологій для буріння бокових стовбурів пріоритет за обладнанням для проведення свердловин за середніми радіусами викривлення.

Ринок технологій для буріння бічного стовбура буде розвиватися, якщо тільки свердловини з бічними стовбурами забезпечать економічно вигідне добування вуглеводнів. Свердловини з бічними стовбурами представляють інтерес, так як вони дозволяють знизити вартість проектів розробки. Трубопроводи і обладнання для видобутку вже змонтовано, дозвіл на проведення додаткових стовбурів і передачу в експлуатацію може бути отримано в коротші терміни. Є також можливість зниження витрат на буріння. Це станеться по мірі освоєння промисловістю технології викривлення свердловин, і тоді в багатьох випадках витрати на проходку горизонтальних свердловин знизяться на 25-50%. Удосконалення характеристик обладнання і заохочення бурових контрактів на такі види робіт призведе до ще більшого зниження загальних витрат на буріння.

З іншого боку, ці свердловини повинні збільшити дебіт свердловин, запаси нафти або коефіцієнт вилучення нафти (EOR). Ці переваги повинні підтвердитися.

Таблиця 2.1 – Системи буріння свердловин з бічними стовбурами

| | | З ультра малим радіусом викривлення | З малим радіусом викривлення і роторним компонуванням | З малим радіусом викривлення і вибієним двигуном | З середнім радіусом викривлення |
|--|--------|-------------------------------------|---|--|---------------------------------|
| Діаметр обсадної колони | 114 мм | так | ні | так | так |
| | 140 мм | так | так | так | так |
| | 178 мм | так | так | так | так |
| Радіус викривлення | | 1м < 3фут | 7-12м 20-40 фут | 12-20 м 40-55 фут | 50-290 м 160-1000 фут |
| Компонування з регульованим кутом перекосу і телеметричної системою, кабельним каналом зв'язку | | немає | немає | да | да |
| Компонування з системою вимірювань в процесі буріння* | | немає | немає | немає | так |
| Спеціальний буровий інструмент | | так | так | так | немає |

* Можливо також проведення гамма-каротажу

Наведені нижче рисунки ілюструють схеми, придатні при проектуванні горизонтальних бічних стовбурів. На них представлені типові експлуатаційні свердловини з проміжною колоною, встановленою над продуктивним пластом і експлуатаційної колоною-хвостовиком, встановленою в похилій ділянці, що розкрила продуктивну зону.

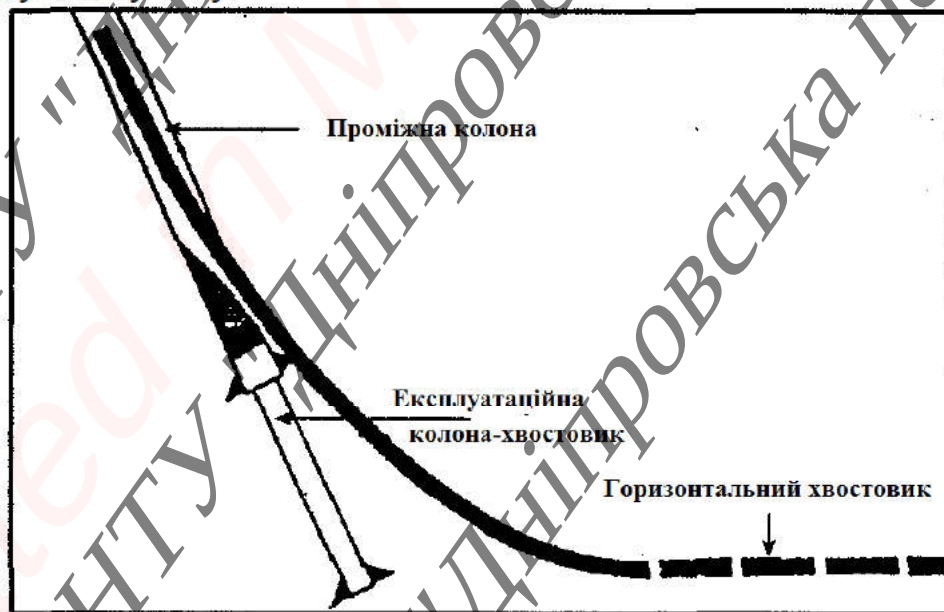


Рисунок 3.1 – Схема 1

За схемою 1 в проміжній колоні вирізається вікно і проектується профіль із середнім радіусом викривлення, щоб отримати горизонтальну ділянку в про-

дуктивному пласті. Перевагою цієї схеми є те, що вона може бути реалізована відносно легко, взаємодія гірських порід з буровим розчином повинно бути добре відома і можна вибрати максимальний розмір експлуатаційної колони-хвостовика.

До недоліків схеми 1 відноситься те, що початок горизонтальної ділянки буде перебувати на деякій відстані від старої свердловини і орієнтування горизонтальної ділянки буде обмежено азимутом старої свердловини. Якщо проміжна колона сильно зношена, може знадобитися ремонтна обсадна колона-надставка. Це може обмежити розмір бурильних і насосно-компресорних труб і негативно позначитися на економічних показниках проекту.



Рисунок 3.2 – Схема 2

За схемою 2 вікно вирізається в проміжній колоні вище, ніж передбачено в схемі 1, свердловина забурюється в нижній стінці старої свердловини і новий стовбур буриться в формі букви «S».

Перевагою схеми 2 перед схемою 1 є те, що вона дає більшу свободу в наближенні горизонтальної ділянки до старої експлуатаційної ділянки під більш суворим геологічним контролем.

Основним недоліком схеми 2 є те, що буріння «S»-подібної криволінійної ділянки пов'язане з великим ризиком. Це призводить до подовження і подорожчання свердловини, збільшує крутний момент і навантаження на гаку при підйомі і веде до більшого зносу проміжної колони.

Схема 3 передбачає вирізання вікна в експлуатаційній колоні-хвостовику, буріння нового стовбура і буріння горизонтальної ділянки меншим діаметром.

Перевагою тут є те, що довжина нового стовбура і його закріпити п'ятого ділянки може бути зведена до мінімуму і початок горизонтальної ділянки буде ближче до старої свердловини, ніж в схемі 1.

До недоліків відноситься те, що в свердловинах малого діаметра можна проводити тільки гамма-каротаж, а не повний обсяг вимірювань в процесі буріння. До того ж орієнтація горизонтальної ділянки буде обмежена напрямком старої свердловини, а експлуатаційна колона-хвостовик повинна мати малий діаметр.

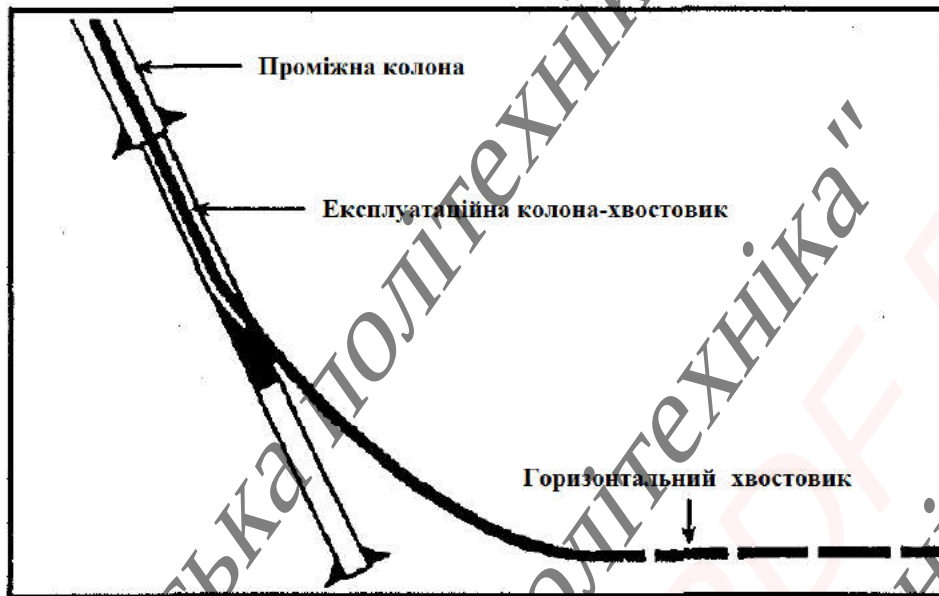


Рисунок 3.3 – Схема 3

У схемі 4 проміжна колона зрізається і витягується. Новий стовбур буриться з точки нижче черевика попередньої обсадної колони. Вище продуктивного пласта встановлюється нова проміжна колона. Очевидно, що це дає більшу свободу дії при проведенні горизонтальної ділянки і робіт по закінченні свердловини, але ця схема є найдорожчою з чотирьох.

Головна проблема буріння бокових стовбурів в даний час пов'язана з великими витратами часу на буріння нового стовбура. Вдосконалення конструкцій райберів дозволило вирізати вікно за один рейс. Проблеми з неякісними цементними мостами в свердловині були вирішені попереднім розширенням ділянки установки моста-пробки і установкою упстока в обсадній колоні без його цементування.



Рисунок 3.4 – Схема 4

3.2 Вибір технологічної схеми буріння бічного стовбура

Існують три технологічні схеми забурювання БС з експлуатаційної колони свердловини:

1. Через бічне «вікно» в обсадній колоні.
2. У вирізаному по всьому перетину інтервалі обсадної колони.
3. Нижче башмака обсадної колони.

За схемою 1 в обсадній експлуатаційній колоні з клина-відхилювача вирізається бічне вікно і здійснюється буріння БС.

Перевагами схеми 1 є:

- висока точність забурювання БС;
- можливість використання роторного способу буріння;
- невеликий обсяг фрезеруємого металу;
- висока швидкість формування «вікна» в обсадній колоні;
- можливість багатостовбурного буріння з забезпеченням проходження в кожен стовбур свердловинного обладнання.

До недоліків схеми 1 відносяться:

- високі вимоги до стану обсадної колони;
- складна підготовка обсадної колони до спуску клина-відхилювача;
- висока ймовірність ускладнень при спуску клина-відхилювача і в ін про процесі вирізання «вікна», забурювання і буріння БС;
- значна металоємність і складність конструкції клина-відхилювача;
- необхідність вирізання нового бокового «вікна» в обсадній колоні в разі повторного забурювання БС;
- складність фіксування клина-відхилювача в обсадній колоні в разі забурювання БС в сторону нижньої стінки свердловини;
- висока інтенсивність викривлення БС в місці забурювання.

Область застосування технологічної схеми 1:

- свердловини з задовільним станом експлуатаційної колони;
- при забурювання БС в сторону викривлення старого стовбура;
- при великій глибині розташування точки забурювання БС.

Переваги технологічної схеми 2 полягає в наступному:

- з вирізаного інтервалу можна пробурити кілька бічних стовбурів в різних напрямках;
- не потрібно спеціальне внутрішньосвердловинне технологічне обладнання (клин-відхилювач, якір, пакер і т.п.);
- виключаються ускладнення в інтервалі «вікна» при спуско-підйомних операціях;
- можливо здійснювати буріння БС в будь-якому напрямку, в тому числі і в сторону нижньої стінки старого стовбура свердловини;
- відсутність уступів і різких перегинів БС в інтервалі забурювання.

Недоліками технологічної схеми 2 забурювання БС є:

- великі витрати часу на вирізання «вікна», довжина якого може перевищувати 7 метрів;

- складність в управлінні двигуном-відхилювачем на великій глибині;
- додаткові витрати часу і матеріалів (цемент, хімічні реагенти) для установки зарізного цементного моста.

Використання технологічної схеми 2 за бурювання БС дозволить розширити область застосування схеми 1:

- свердловини з дефектами (овальність обсадних труб, звуження) обсадної експлуатаційної колони;
- в випадках за бурювання БС в сторону нижньої стінки старого стовбура свердловини;
- при манжета і суцільному цементування хвостової частини, коли пред'являють високі вимоги до якості кріплення в інтервалі за бурювання БС;
- при високій ймовірності повторного буріння БС внаслідок недостатньої інформації про пласти.

Технологічна схема 3 за бурювання БС (ДС) реалізується після розбурювання внутрішньокolonної технологічної оснастки обсадної експлуатаційної колони.

Буріння БС (ДС) здійснюють з забою старої свердловини по звичайній технології доломом меншого діаметру. Технологічна схема 3 застосовується для розтину розташованих нижче черевика обсадної колони продуктивних пластів.

Вибір схеми за бурювання БС визначається геологічними умовами родовища і техніко-технологічними можливостями підприємства по д підрядником, який здійснює буріння бічного стовбура.

Технологія будівництва БС і відгалужень передбачає:

- вибір наземного обладнання;
- визначення оптимальної глибини інтервалу за бурювання стовбура;
- попередній розрахунок довжини ділянки обсадної колони, що підлягає розтину;
- вибір режимних параметрів розтину обсадної колони;
- розрахунок установки цементного мосту;
- розрахунок проектного профілю та конструкції стовбура і відгалужень;
- розрахунок відхиляють і неорієнтуємих компоновок бурильного інструменту для за бурювання стовбура;
- вибір способу і технічних засобів орієнтування відхиляє компонування і контролю параметрів стовбура свердловини;
- вибір режимних параметрів за бурювання і буріння нового додаткового стовбура і відгалуження;
- гідравлічну програму промивання БС;
- закінчування свердловини;
- кріплення БС і відгалужень;
- виклик припливу пластового флюїду і освоєння свердловини.

3.3 Вибір профілю свердловини

Профіль стовбура свердловини повинен задовольняти наступним основним вимогам:

- можливість виконання його наявними стандартним обладнанням.
- можливість закінчення БС по різним схемам;
- проведення навігаційних вимірювань в процесі буріння з допомогою телесистеми;
- геофізичні дослідження гірських порід;
- задані відхилення від вертикалі при мінімальній довжині БС;
- мінімальний інтервал спрямованого буріння двигуном-відхилювачем;
- вільне проходження КНБК і бурових навігаційних систем через інтервал забурювання;
- розтин продуктивного пласта з заданими значеннями зенітного кута і азимута;
- попередження перетину БС з сусідніми свердловинами;
- ділянка забурювання знаходиться в стійкій частині геологічного розрізу. Буріння бічного стовбура має здійснюватися на 30-50 м вище покрівлі або на 10-20 м нижче підшви нестійких порід;
- інтенсивність викривлення стовбура свердловини вибирається такою, при якій забезпечуються мінімально можливі опору при спуск про підйомних операціях в процесі буріння, і виключається ймовірність жолобоутворень і ускладнень;
- можливість обертання бурильної колони в процесі буріння з збереженням її міцностних характеристик.
- спуск колони-хвостовика за один прийом, і цементування його в один або кілька прийомів.
- збереження герметичності різбових з'єднань обсадних колони в процесі спуску і тривалої експлуатації свердловин;
- досягнення проектного зміщення точки входу в продуктивний пласт і проходження стовбура свердловини під заданим кутом в продуктивному пласті.
- можливість проведення виправних і ремонтних робіт в БС.

Вибір інтервалу забурювання БС проводиться на основі аналізу геологічних, технічних і технологічних даних, отриманих в процесі буріння старого стовбура свердловини. У разі необхідності здійснюються додаткові інклінометричні вимірювання і геофізичні дослідження.

Інтервал забурювання БС розташовують в пластах, складених монолітними стійкими гірськими породами великої потужності. В перемежовуваних за твердістю розрізах інтервал забурювання БС вибирають таким чином, щоб забурювання відбулося не менше ніж на 2 м від покрівлі або підшви обраного стійкого пласта, що забезпечить збереження БС. При цьому точка забурювання БС повинна розташовуватися нижче статичного рівня продуктивного пласту.

При бурінні з зарізного цементного моста інтервал фрезерування обсадної колони по всьому перетину повинен бути менше відстані між торцями

муфт. При використанні клина-відхиловача довжина інтервалу забурювання коливається в межах 3,0-4,5 м в залежності від довжини направляючої п про поверхні клина-відхиловача.

Проектування профілів бічних стовбурів свердловин – одна з складових частин технічного проекту реконструкції малодобітних і бездіяльних свердловин. Метою проектування профілю стовбура відновлюваної свердловини є вибір його типу, розрахунок і побудова траєкторії осі стовбура.

Типи профілів БС можна розділити на дві групи: площинні та просторові. Найбільш поширеними типами профілів БС є профілі площинного типу (рис. 3.5).

Вибір типу профілю стовбура для відновлення конкретної свердловини залежить від геолого-технічних умов буріння, способу розтину продуктивної продуктивного горизонту (горизонтальним, похилим або вертикальним стовбуром), від розташування точки входу в продуктивний пласт щодо реконструйованої свердловини тощо.

Основна відмінність профілів БС від профілів похило спрямованих або горизонтальних свердловин складається в тому, що БС зазвичай починається з ділянки зарізання з деяким початковим zenітним кутом α_1 . У частому випадку $\alpha_1 = 0$. Величина zenітного кута α_1 залежить від параметрів кривизни відновлюючи е мій свердловини на глибині зарізання і від азимута напрямку БС. Схема розрахунку БС відрізняється від розрахунку профілів похилих і горизонтальних свердловин.

Рекомендується застосовувати, в основному, п'ять типів профілів БС, кожному з яких присвоєно умовний номер. Передбачається, що зарізання стовбура починається з набору zenітного кута α_1 .

Профіль додаткового стовбура 1 типу (рис. 3.5) складається з двох ділянок: набору zenітного кута від заданого значення α_1 до значення α_2 з постійним радіусом кривизни R_2 , і ділянки S_n в продуктивному пласті.

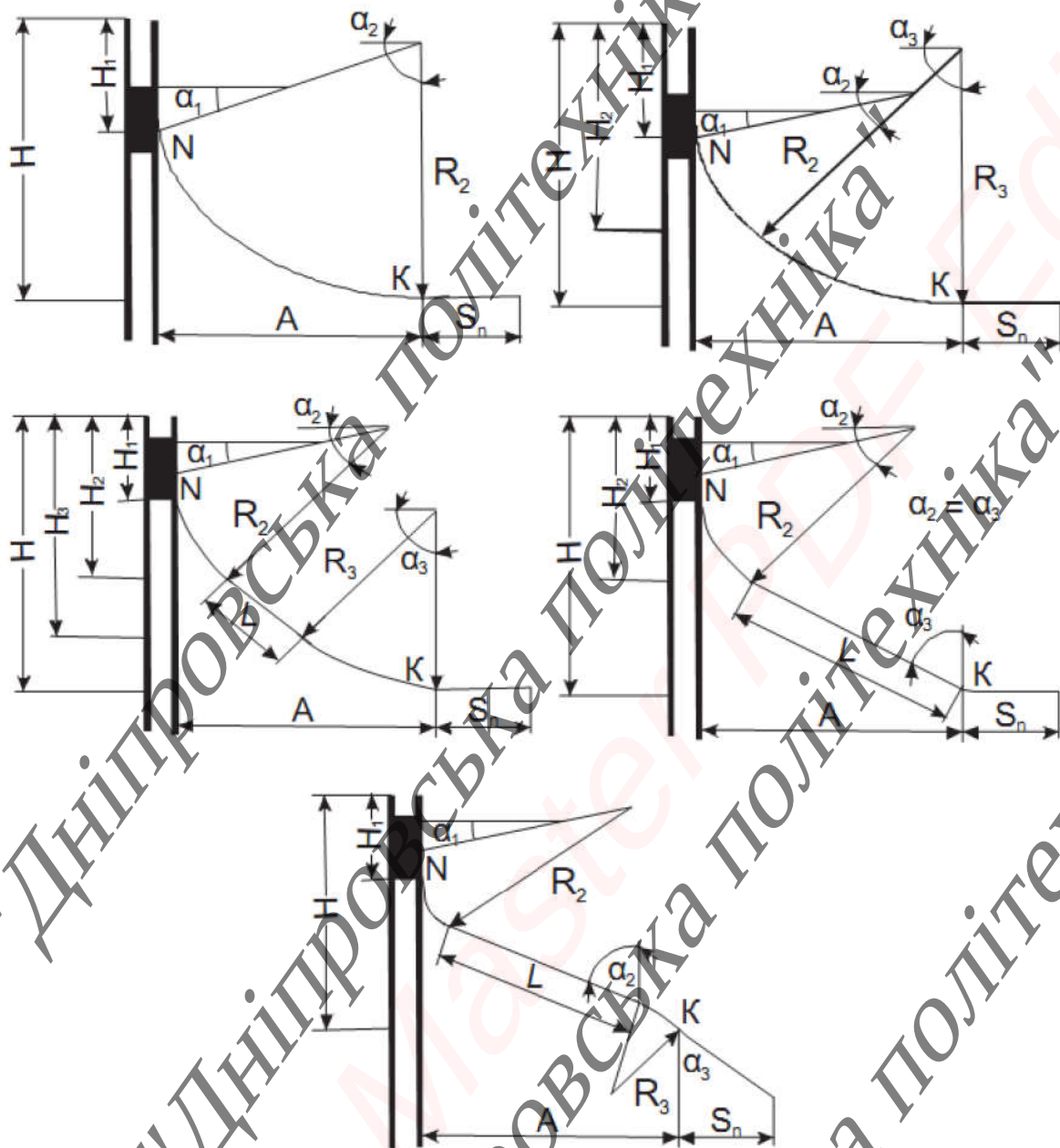
Профіль стовбура 2 типу (рис. 3.5) складається з трьох ділянок: набору zenітного кута від заданого значення α_1 до значення α_2 з постійним радіусом кривизни R_2 , набором zenітного кута до значення α_3 з постійним радіусом кривизни R_3 і ділянки S_n .

Профіль додаткового стовбура 3 типу (рис. 3.5) складається з чотирьох ділянок: набору zenітного кута від заданого значення α_1 до значення α_2 з постійним радіусом кривизни R_2 , прямолінійно-похилої ділянки L , набору zenітного кута до значення α_3 з постійним радіусом кривизни R_3 і ділянки S_n .

Профіль бічного стовбура 4 типу (рис. 3.5) складається з чотирьох ділянок: набору zenітного кута від заданого значення α_1 до значення α_2 з постійним радіусом кривизни R_2 , прямолінійно-похилої ділянки L і ділянки S_n .

Профіль бічного стовбура 5 типу (рис. 3.5) складається з чотирьох ділянок: набору zenітного кута від заданого значення α_1 до значення α_2 з постійним радіусом кривизни R_2 , прямолінійно-похилої ділянки L , зменшення zenітного кута до значення α_3 з постійним радіусом кривизни R_3 і ділянки S_n .

Передбачається, що ділянка S_n , яка присутня в кожному з пропонуєваних типів профілів додаткових стовбурів, розташовується в продуктивному пласті. Форма ділянки S_n може бути криволінійною або прямолінійною, в залежності від розв'язуваної задачі.



H – глибина додаткового стовбура свердловини по вертикалі від гирла до точки K в продуктивному пласті, м; H_1 – глибина свердловини по вертикалі від гирла до точки зарізання BC свердловини, м; α_1 – zenітний кут свердловини в точці зарізання в площині BC , град.; α_2 – zenітний кут свердловини в кінці ділянки зарізання BC , град.; α_3 – zenітний кут свердловини в точці K , град.; R_2, R_3 – радіуси кривизни ділянки зарізання і ділянки зміни zenітного кута, відповідно; L – довжина прямолінійно-похилого ділянки, м; A – зміщення додаткового стовбура свердловини (горизонтальна проекція від точки зарізання до точки K), м; S_n – ділянка стовбура свердловини в продуктивному пласті (інтенсивність викривлення I даного ділянки з a дається виходячи з геологічних умов залягання продуктивного пласта).

Рисунок 3.5 – Схема типових профілів BC свердловини

3.4 Висновки за розділом

1. Розглянуті вимоги до технології будівництва багатовибійних свердловин.
2. Обґрунтовані принципи вибору технологічної схеми буріння бічних стовбурів.
3. Проаналізовані критерію вибору профілю свердловини.

4 ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ З БУРІННЯ БІЧНИХ СТОВБУРІВ

4.1 Вибір наземного обладнання

Відновлення свердловин шляхом буріння БС може здійснюватися в залежності від конструкції і проектної глибини свердловини з допомогою мобільних агрегатів (далі по тексту бурових установок) і підйомних агрегатів, оснащених додатковим обладнанням, що дозволяє виробляти все технологічні операції, пов'язані з бурінням і кріпленням свердловини (далі підйомних агрегатів).

Критеріями вибору бурових установок і підйомних агрегатів є:

- вантажопідйомність;
- гідравлічна потужність насосної групи;
- система очищення бурових розчинів.

Бурові установки і підйомні агрегати, що застосовуються для будівництва БС повинні комплектуватися механічним ротором.

4.1.1 Вибір бурової установки за вантажопідйомністю

Довговічність і надійність бурової установки (підйомного агрегату) є важливими експлуатаційними характеристиками.

Розрахунковий коефіцієнт надійності n_m забезпечується при спуску обсадних колон (перший вид навантаження) і при ліквідації різного роду прихватів обсадних і бурильних колон (другий вид навантаження), коли в спуско-підйомному механізмі діють максимальні навантаження з незначним числом циклів навантаження, а тому в цих випадках силові елементи сушу з ко-підйомного механізму розраховуються на статичну міцність.

При проведенні спуско-підйомних операцій з бурильними колонами діють в спуско-підйомному механізмі навантаження значно нижче н а грузок перших двох видів, але число їх циклів велими значна, а тому в цьому випадку силові елементи механізму підлягають розрахунку на циклічну міцність.

Вибір бурового обладнання здійснюється по найбільшому ближче й місцевого торгового значенням допустимої навантаження на гаку в відповідно з навантаженням, зазначеної в технічній характеристиці.

У тому випадку, якщо для вирізання «вікна» в обсадній колоні і буріння БС використовується різне бурове обладнання, то розрахунок по допустимої навантаженні на гаку для кожної технологічної операції проводиться окремо.

4.1.2 Вибір бурового насосного комплексу

Бурової насосний комплекс включає бурової насос з приводом, компенсатори на вході і виході, всмоктувальну і нагнітальну системи, які приймають участь в процесах всмоктування і нагнітання бурового розчину, а також при виконанні допоміжних робіт, пов'язаних з функціонуванням бурового насосу. Таким чином, будучи з певною мірою незалежними, системи всмоктування і нагнітання замикаються на буровому насосі, що визначає необхідність їх спільного вибору.

Широке застосування бурових трьохциліндрових насосів односторонньої дії («триплекс») забезпечується в силу стійких гідравлічних характеристик і експлуатаційних переваг по порівнянні з двоциліндровими насосами подвійного дії («дуплекс»). Одночасно з цим застосовано впровадження терристорного електроприводу, що забезпечує регулювання подачі насосів. Зниження частоти ходу поршня по порівнянні з номінальним значенням призводить до зниження витрати змінних деталей і вузлів і к збільшенню довговічності насоса. Така можливість забезпечується за рахунок регульованого приводу і не може бути реалізована при синхронному електроприводі. Дизельний привід також володіє невисокими регульовальними властивостями, а дизель-гідравлічний привід має високі регулюють властивості, але при цьому має місце недовикористання встановленої потужності приводу.

Вибір насосної системи визначається наступними факторами:

- технологічними режимами роботи вибійного двигуна і телеметричної системи з гідравлічним каналом зв'язку;
- втратами тиску в нагнітальному колекторі насосу і тертям в механічних елементах;
- втратами тиску у всмоктуючому тракці насоса;
- видом приводу, що визначає регулюють властивості, тобто можливістю зміни і вибору подачі бурового розчину.

Зазначені фактори є вихідними для:

- вибору типорозміру бурового насоса і виду його приводу;
- визначення раціональних параметрів і режимів експлуатації всмоктуючих систем бурових насосів.

Втрати тиску у всмоктувальній і нагнітальній системах бурового насоса визначаються:

- втратами тиску на подолання інерції прокачується розчину – інерційні втрати тиску;
- втратами тиску на подолання тертя і різного роду опорів в гідравлічному тракці;
- втратами тиску на подолання пружності парів прокачується рідини.

Вибір раціональних режимів навантаження бурового насоса в комплекті бурової установки (підйомного агрегату) в залежності від параметрів всмоктуючої системи визначається:

- тиском і подачею бурових насосів;
- густиною і температурою бурового розчину.

Раціональні режими навантаження бурових насосів встановлюються на основі порівняльного аналізу системи таким чином, щоб виключити відставання бурового розчину що надходить в циліндри від поршня при його руху в циклі всмоктування. При русі розчину із забірної ємності до поверхні поршня діють постійно чинники, що заважають цьому процесу: швидкість потоку, сили тертя і опору, пружність парів прокачувати е мій рідини і її інерція.

Швидкості поршня, що впливають на гідравлічні втрати тиску, також досить високі. Значення швидкості і прискорення поршня і розчину досягають ви-

соких значень в насосах «триплекс», що мають підвищену частоту ходу поршня порівняно з насосами «дуплекс» (в 2-2,5 рази вище).

Паспортна потужність бурових трьохциліндрових насосів односторонньої дії реалізується на високих швидкостях, що призводить до суттєвих втрат тиску на подолання інерції прокачується розчину і до підвищених витрат змінних деталей і ущільнювачів пристроїв гідравлічної частини насосу.

Насосна система повинна мати резервний буровий насос для проведення промивки БС з підвищеним витратою промивної рідини.

Рекомендації для вибору режиму завантаження бурових насосів. Для обидві з печива заданої виробником довговічності силових моментів насоса до про коефіцієнт завантаження по тиску рекомендується приймати: для насосів «дуплекс» – 0,64-0,70; для насосів «триплекс» – 0,81.

Швидкісний режим бурового насоса визначається в основному вимогами раціональної довговічності змінних деталей (вузлів) гідравлічної частини насоса, а також параметрами і режимами навантаження всмоктуючої системи насоса.

4.2 Оснащеність бурових установок (підйомних агрегатів)

Бурова установка (підйомний агрегат) повинна бути укомплектована:

- обмежувачем висоти підйому талевого блоку;
- обмежувачем допустимої навантаження на гаку;
- блокуючими пристроями по відключенню приводу бурових насосів при перевищенні тиску в нагнітальному трубопроводі на 10-15 % вище максимального робочого тиску насосів для відповідної циліндричної втулки;
- станцією (приладами) контролю параметрів буріння;
- прийомним мостом з горизонтальним ділянкою довжиною не менше 10 м, шириною – не менш 2 м і стелажам;
- механізмами для приготування обробки, обважнення, очищення, дегазації і перемішування бурового розчину, збору шламу та відпрацьованої промивальної рідини при безамбарному бурінні;
- пристроєм для осушення повітря, що подається в пневмосистему керування бурової установки (підйомним агрегатом);
- заспокоювачем холодового кінця талевого каната;
- пристосуванням (појасом) для А-образних шогл і веж з відкритою передньою гранню, що запобігає падіння встановлених за палець свічок;
- прийомними ємностями з загальним обсягом не менш 40 м³;
- градуйованою мірною ємністю з рівнеміром для контрольованого доливання свердловини.

Резервний запас бурового розчину повинен знаходитися на свердловині або на розчинному вузлі.

Бурові установки (підйомні агрегати), в т.ч. імпорتنі, повинні бути виконані у вибухозахищеному варіанті.

Бурові установки (підйомні агрегати) повинні оснащуватися верхнім приводом при бурінні горизонтальної ділянки бічного стовбура свердловини довжиною понад 300 м в свердловинах глибиною по вертикалі більш 3000 м.

Верхній силовий привід повинен бути сумісний з засобами механізації спуско-підйомних операцій.

Елементи верхнього приводу (напрямні балки, модуль виконавчих механізмів тощо) не повинні створювати перешкод для ведення інших технологічних операцій.

Вантажопідйомність верхнього приводу повинна відповідати вантажопідйомності бурової установки.

Конструкція верхнього приводу повинна передбачати наявність системи протифонтанної арматури, датчиків положення виконавчих механізмів, швидкості обертання стовбурової частини і моменту обертання.

В склад наземного обладнання бурових установок повинні входити блоки очищення і приготування бурового розчину вітчизняного або імпортного виробництва.

Блок очищення і приготування бурового розчину комплектується:

- лінійним вібростомом;
- пісковідділювачем;
- іловідділювачем;
- центрифугою в разі застосування телесистеми з гідравлічним каналом зв'язку;
- приймальні лійкою.

Пропускна здатність блоку – 22 л/с. Обсяг ємностей – 22-35 м³. Висота гирла свердловини – 1,8-2,0 м.

Блок очищення і приготування бурового розчину може оснащуватися додатковою приймальною ємністю об'ємом до 6 м³ і висотою 0,8-1,5 м з безсальниковим насосом.

Можливо застосування автономних мобільних насосних установок з системою очищення бурового розчину, яка призначена для подачі бурового розчину під тиском в свердловину з метою приводу вибійного двигуна і забезпечення циркуляції, а також для очищення розчину від вибуреної породи в процесі буріння.

Дана установка може бути застосована для роботи телесистем з кабельним каналом зв'язку і з електромагнітним каналом зв'язку.

Для роботи телесистем з гідравлічним каналом зв'язку бурові насоси повинні мати компенсатори, ефективно знижують рівень насосних перешкод.

4.3 Обладнання гирла свердловини

При проведенні робіт з реконструкції свердловини, а при необхідності і дослідницьких робіт, гирло свердловини повинно бути обладнане противикидним обладнанням. Гирло свердловини разом з ПВО повинно бути обпресувати на тиск, що перевищує на 10 % максимально можливого пластового тиск у розкритому стратиграфічному розрізі.

Вибір обладнання встановлюється проектом стосовно до характеру і видам запланованих робіт по реконструкції свердловини з урахуванням забезпечення безпеки в процесі проходки нового стовбура.

При проведенні робіт з ремонту свердловини шляхом буріння БС для запобігання можливим газонафтопроявам гирлі на період ремонту повинно бути оснащено противикидним обладнанням. Після установки противикидного обладнання свердловина опресовується на максимально очікуваний тиск, але не вище тиску опресовки експлуатаційної колони.

Ремонт свердловини шляхом буріння БС, де виключена можливість газ про нафтопроявлення (родовище на пізньої стадії розробки, аномально низькі пластові тиску на нафтових родовищах з незначним, газовим фактором і ін.), дозволяється проводити без превенторної установки.

4.4 Схема розміщення наземного обладнання

Будівництво БС починається з підготовки робочої площадки і фундаментів для розстановки бурової установки (підйомного агрегату). Майданчик підсипається піском і вирівнюється. Сусідні свердловини зупиняються і накриваються спеціальними захисними екранами (від попадання бруду і падіння в них дрібних предметів). Якщо роботам заважають верстати-качалки або кабельна естакада, то вони демонтуються.

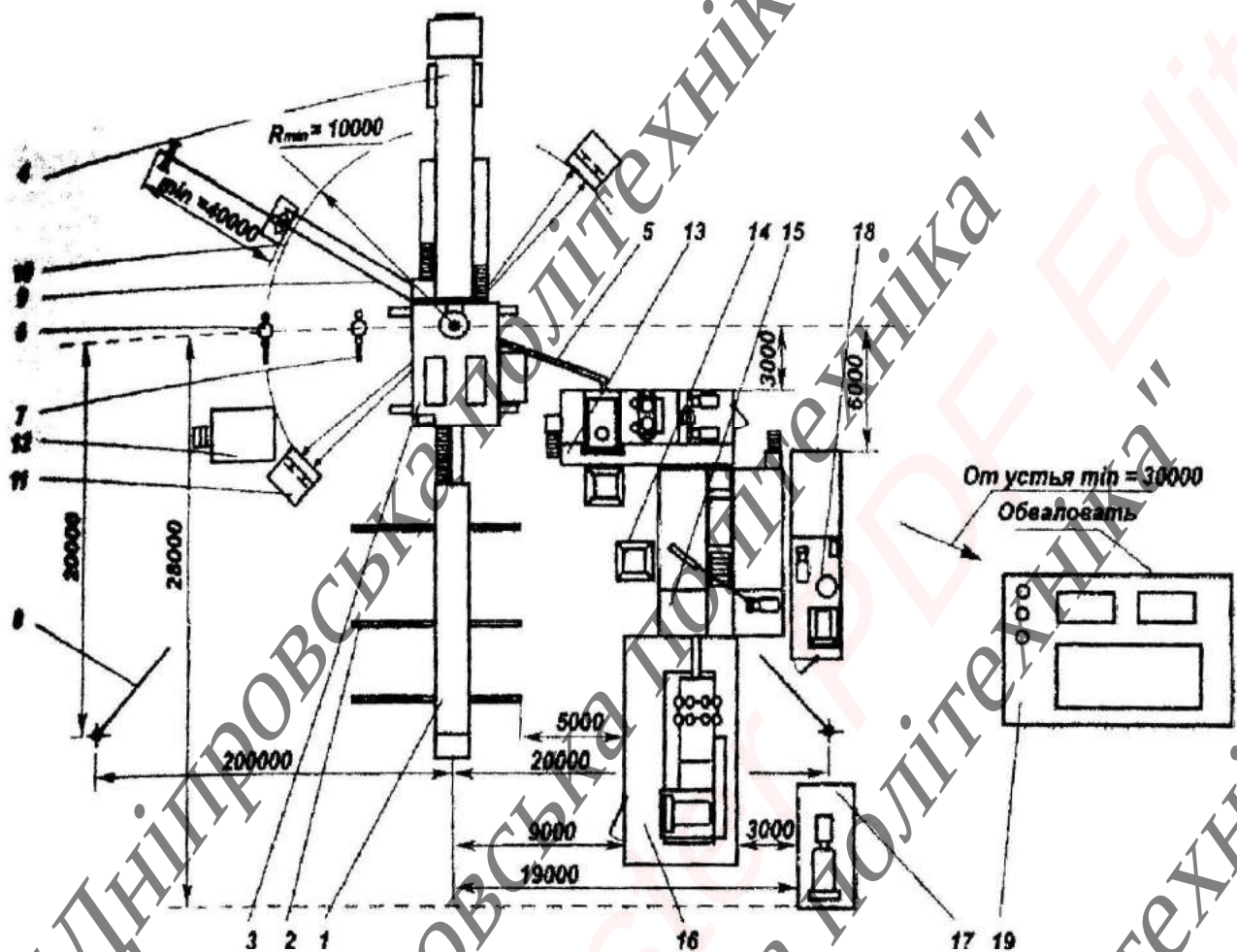
Орієнтовна схема розташування комплекту обладнання стотонною підйомного агрегату і елементів очищення бурового розчину наведена на рис. 5.1.

Конкретне розташування комплекту обладнання залежить від розміщення на території кущового майданчика обладнаного для видобутку нафти, ЛЕП і інших комунікацій.

Основні вимоги, що пред'являються до комплекту бурового обладнання:

- вантажопідйомність підйомника не менш 100 т, висота шогли 34 м;
- бурової насос продуктивністю не менш 18 л/с при тиску 10,0-12,0 МПа;
- система очищення не менш трьох ступенів, що дозволяє видаляти частини вибуреної породи діаметром до 20 мкм (в циркуляційній системі необхідна установка магнітних уловлювачів стружки);
- блок зберігання бурового розчину ємністю не менш 40 м³, дегазатор;
- комплект противикидного обладнання, що дозволяє герметизувати гирло свердловини як на будь-якому з елементів бурильної і обсадної колонни, так і при відсутності в свердловині цих елементів.

Силовий привід для підйомного агрегату і насосів може бути як електричний, так і дизельний або змішаний.



1 – приймальний міст; 2 – стелажі для труб; 3 – робоча площадка; 4 – мобільний підйомник; 5 – жолоб зливний; 6,7 – раніше пробурені свердловини; 8 – відтягнення вітрові; 9 – викидні лінії ПВО; 10 – блок дроселювання ПВО; 11 – пост фіксації плашок ППГ; 12 – пульт гідрокерування ПВО; 13 – блок очищення і дегазації; 14 – бункер-шламоприймник; 15 – блок ємнісний; 16 – насосний блок; 17 – дизельенергоблок; 18 – вод про компресорний блок; 19 – майданчик ПММ

Рисунок 5.1 – Приблизна схема розташування комплекту обладнання 100-тонного підйомного агрегату при бурінні бічних стовбурів

4.5 Висновки за розділом

1. Розглянуті принципи вибору обладнання для проведення робіт для буріння додаткових стовбурів.
2. Наведений склад бурових установок для буріння додаткових стовбурів.
3. Проаналізовані вимоги, що пред'являються обладнання гирла свердловини і до комплекту бурового обладнання для буріння додаткових стовбурів.

5 ВИРІЗАННЯ ОБСАДНИХ КОЛОН

Визначення глибини і методу вирізання колон для забурювання бічного відгалуження або стовбура – створення «щільних вікон» або видалення ділянки обсадної колони обумовлюється наступним:

- свердловина в інтервалі забурювання закріплена однією або декількома обсадними колонами;
- наявність або відсутність цементного кільця за обсадної колоною;
- необхідність і можливість затрубного цементування;
- стійкість стінок свердловини, мінімальна твердість гірських порід в інтервалі забурювання;
- максимальний zenітний кут і інтенсивність викривлення осі свердловини в зоні вище інтервалу забурювання (для методу вирізання з допомогою УВП – zenітний кут не повинен перевищувати 45-50°);
- можливість реалізації проектного профілю відновлюваної свердловини;
- найменша ймовірність викидів нафти і газу при забурюванні.

Буріння бічного стовбура або декількох стовбурів з обсадної колони в даний час проводиться по трьом схемам з допомогою:

1. Стационарного клинового відхилювача через щільне вікно в обсадній колоні.
2. Стационарного або знімного клинового відхилювача в інтервалі вирізаної ділянки обсадної колони.
3. Турбінних відхилювачів в інтервалі вирізаного ділянки обсадної колони.

З появою сучасних універсальних вирізують пристроїв (УВ і УВП) і відхилювачів, найбільше поширення на родовищах України отримали схеми 2 і 3, на родовищах Західної Сибіру (ВАТ «Сургутнафтогаз» і ін.) – по схемі 1 з застосуванням технічних засобів і технологій фірм (Бейкер Хьюз і ін.).

Буріння БС по схемі 1 відбувається по наступним етапам: встановлюють клиновий відхилювач, вирізають вікно в обсадної колоні, фрезерують виріз в колоні і забурюють БС.

Буріння БС по схемі 2 і 3 відбувається по наступним етапам: утворення суцільного вирізу в обсадної колоні при допомозі вирізуючи пристроїв (УВ і УВП), установка цементного моста, орієнтування турбінного відхилювача на штучному забої, буріння додаткового стовбура при допомозі турбінного відхилювача. Вибір схеми забурювання другого стовбура визначається виходячи з призначення свердловини, її технічного стану, відмінності необхідних технічних засобів, кінцевого очікуваного результату і т.ін. і в цілому для кожної свердловини повинен розглядатися індивідуально.

5.1 Видалення ділянки обсадної колони по периметру

При виборі інтервалу забурювання бічного стовбура з обсадженої свердловини необхідно керуватися такими міркуваннями:

– вікно повинне знаходитися на достатній висоті від продуктивного г про горизонтів для забезпечення набору необхідних параметрів кривизни.

– вибрати ділянку вирізання колони необхідно в інтервалі якісного цементного кільця за обсадної колоною і навпаки стійких порід, які не схильні до поглинань промивної рідини і обвалювання. При рівних умовах перевагу слід віддавати породам з меншою абразивністю в уникненні передчасного зносу ріжучих елементів вирізаючих пристроїв.

– при наявності в свердловині двох або декількох колон місце для розтину «вікна» за допомогою клинових відхилювачів вибирають на такій глибині, щоб роботи проводилися в одній колоні.

– розтин «вікна» проти міцних і часто перемежуються м'яких і міцних порід призводить до того, що другий стовбур часто не відходить від основного стовбура і буриться поруч з ним, особливо коли буріння ведеться при повному поглинанні промивної рідини.

Технологія вирізки ділянки обсадної колони

Технологія вирізки ділянки обсадної колони включає кілька етапів:

1. Визначення місця вирізки.

Обсадна колона в зоні фрезерування повинна мати гарний цементний камінь. За каротажними діаграмами вибирається інтервал з не менше 70% заповненням і хорошим зчепленням цементу, бажано в піщаному шарі, щоб забезпечити плавне відхилення бічного стовбура.

2. Установка цементного мосту.

Встановлюється нижче обраного інтервалу вирізу колони на 40-50 метрів з метою створення зупинки для важкої металевої стружки і перекриття зашпається нижче частини експлуатаційної колони.

3. Проведення ГДС (МЛМ, інклінометр).

Проводиться з метою визначення місцезнаходження муфт і точного просторового положення свердловини

4. Шаблонування експлуатаційної колони.

Проводиться за допомогою скребка-шаблону відповідного діаметру і довжиною не менше 18 метрів для визначення можливості проходження компоновки з вирізаними пристроєм.

5. Збірка і спуск компоновання з вирізальним пристроєм (рис. 5.2) до розрахункової глибини. Довжина ОБТ або бурильної труби, використовуваної замість ОБТ повинна бути не менше 12 м. Всі перевідники, що застосовуються в компонованні повинні мати на торцях фаску під кутом 45°. Компоновання повинно бути зібрано таким чином, щоб над столом ротора було не менше 2/3 довжини ведучої труби. Спуск компоновання здійснювати зі швидкістю не більше 0,5 м/с. Якщо в компонованні є зворотний клапан, то при спуску кожні 500 м здійснювати доливу інструменту, при цьому не перевищувати витрату вище 4 л/с і не обертати колону.

6. Відрізання експлуатаційної колони.

– почати обертання бурильної колони без працюючих насосів (рекомендується починати з 60 об/хв).

– обертаючи бурильну колону, включити насос (рекомендована подача $Q = 10-16$ л/с, $P = 10,0-15,0$ МПа), заміряти крутний момент і тиск на стояку

– залишити в такому режимі на 5-10 хвилин, спостерігати за тиском і крутним моментом. Якщо падіння тиску не спостерігається, то необхідно додати обертів ротора до 80-90 об/хв. Через 10-15 хв має відбутися падіння тиску на 0,30-3,0 МПа. Якщо падіння тиску не спостерігається, але обертальний момент зменшився, то різання колони закінчено. Про це також говорить наявність в промивній рідині шламу заколонного цементу або стружки (ширина стружки приблизно дорівнює товщині стінки відрізаної труби).

7. Перевірка розрізання експлуатаційної колони.

– зупинити бурові насоси і обертання ротора;

– припідняти бурильний інструмент;

– при вході вирізального пристрою у верхню частину відрізаною колони можливі затяжки. Перевищення ваги при натягу не повинно перевищувати більше 4,5 тонн над власною вагою бурильної колони ;

– включити бурової насос (не обертаючи ротор). Тиск на стояку повинен бути більше ніж при розрізанні колони;

– вимкнути бурової насос і опустити бурильну колону до точки різання колони.

– почати обертання бурильної колони з початковим режимом різання ($N = 60$ об/хв, $Q = 10-16$ л/с). Поступово збільшуючи число обертів до 80-90 об/хв спостерігати за моментом. Якщо збільшення моменту немає, то процес різання колони закінчений. Якщо спостерігається зростання моменту, то повторити процедуру розрізання експлуатаційної колони.

8. Фрезерування експлуатаційної колони.

– фрезерування ведуть з $P = 0,5-2,5$ т, продуктивністю $Q = 12-16$ л/с і $N = 60-100$ об/хв, при цьому крутний момент не повинен перевищувати максимально допустимого на бурильні труби.

– після 1 метру проходки зупинити обертання і не вимикаючи насоса розвантажити бурильний інструмент не більше 2 тонн. У разі позитивного результату (зниження ваги на гаку) продовжити фрезерування до проектної глибини, не перевищуючи механічну швидкість 0,5-1,5 м/год.

– якщо при фрезеруванні крутний момент різко зростає, слід зупинити обертання і промивку. Підняти інструмент на 1 метр. Потім відновити обертання до 60 об/хв, включити насос і повільно опускати інструмент до появи крутного моменту, доводячи параметри до режиму фрезерування.

– після закінчення фрезерування розрахункової довжини підняти інструмент на 1 метр і промити свердловину протягом 1,5–2 циклів. Після закінчення промивання зупинити обертання і циркуляцію. Підняти інструмент до точки початку різання колони. У момент входу вирізує пристрою у верхню частину колони може бути затягування. Перевищення ваги при натягу не повинно перевищувати більше 4,5 тонн над власною вагою бурильної колони. Якщо виріза-

льний пристрій не входить в колону, то необхідно опустити інструмент на 1 м і обертати зі швидкістю 60 об/хв без циркуляції, після чого підняти інструмент в обсадних колон.

9. Контроль за стружкою що виноситься.

Постійно повинен здійснюватися контроль за стружкою що виноситься. За розміром, формою і кількістю стружки можна судити про якість фрезерування колони. Хороша стружка повинна бути злегка загнута, довжиною до 35 мм, 1 мм на товщину і шириною приблизно рівній товщині стінки труби, що відрізають. При недостатньому навантаженні стружка довга, волокниста. При занадто великому навантаженні стружка довга, закручена і товста. У масі що виноситься може бути порода і цемент. Для вловлювання металевої стружки з промивної рідини, на віброситах необхідно розташувати магніти.

10. Перевірка наявності вирізаного «вікна».

За допомогою ГДС (МЛМ або індукційний каротаж) перевіряється наявність вирізаної ділянки.

11. Установка цементного мосту в інтервалі фрезерування експлуатаційної колони.

Встановлюється з метою зміцнення стінок свердловини в інтервалі вирізаної колони. Верхня межа моста повинна бути не менше 10 метрів вище інтервалу фрезерування.

12. Визначення «голови» цементного мосту і його забурка на 0,5 метра нижче початку інтервалу вирізу колони.

13. Збірка відхилювача і телесистеми

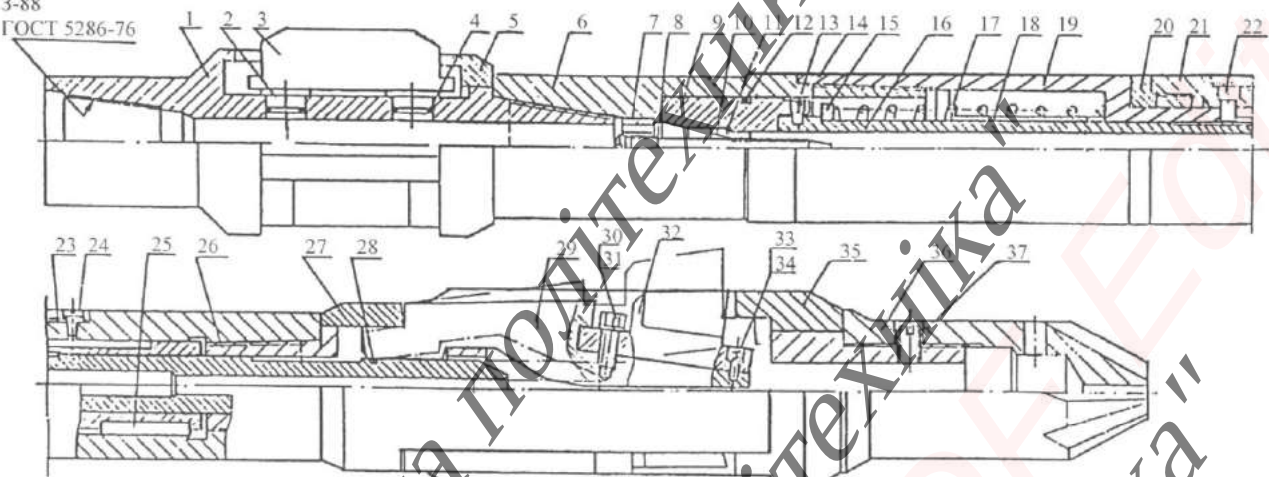
14. Спуск відхиляючого компонування, її орієнтування та забурка другого стовбура.

Видалення ділянки обсадної колони виробляється з допомогою універсальних вирізаючих пристроїв (УВП), наведених на рис. 5.1.

Пристрої вирізаючі гідравлічні.

Пристрої вирізаючі гідравлічні (ПВГ) виробництва ВАТ НВП «Бурсервіс» призначені для вирізання ділянки обсадної колони по всьому перетину для подальшого забурювання бічних стовбурів (рис. 5.2). Являють собою гідравлічний пристрій, в якому ріжучі лопаті висувуються в робочий стан за рахунок тиску промивальної рідини, а повне розкриття лопатей фіксується падінням тиску на манометрі напірної лінії маніфольда. Пристрій поставляється зі зворотним клапаном для запобігання зашламування механізму при зупинці циркуляції і комплекту центраторів для різної товщини стінок обсадних труб. Ріжучі лопаті легко замінюються в умовах бурової.

3-88
ГОСТ 5286-76



1, 6 – корпус; 2 – поршни; 3 – напрямні; 4 – ущільнювальні кільця; 5 – стоїрне кільце; 7 – втулка; 8 – голка; 9 – поршень; 10 – насадка; 11 – ущільнювальне кільце; 12 – ущільнювальне кільце поршня; 13 – кільце штовхача; 14 – корпус; 15 – розпірна втулка; 16 – штовхач; 17 – поворотна пружина; 18 – напрямна пружина; 19 – корпус; 20 – гайка; 21 – вставка; 22 – фіксатор; 23 – пружина; 24 – гвинт; 25 – шпонки; 26 – патрон; 27 – кільцева опора; 28 – кільце пружинне; 29 – важелі; 30, 31, 33, 34 – гвинти; 32 – різці; 35 – обмежувач; 36 – наконечник; 37 – гвинт

Рисунок 5.1 – Універсальний вирізальний пристрій УВП-168

Фрезер розсувні гідравлічні (ФР).

Фрезер розсувні гідравлічні виробництва НВП «Азимут» призначені для вирізання ділянки обсадної колони по всьому перетину в будь-якому інтервалі стовбура свердловини для подальшого забурювання бічних стовбурів (рис. 5.3). Фрезер поставляється з зворотним клапаном і комплектом центраторів. Являє собою гідравлічне пристрій, в якому за рахунок перепаду тиску промивної рідини ріжучі лопаті висувуються в робоче положення. Повний розкриття лопатей фіксується падінням тиску на манометрі напірної лінії маніфольда. Ріжучі лопаті замінюються в умовах бурової.



1 – центратор; 2 – поршень; 3 – штовхач; 4 – різець
Рисунок 6 . 2 – вирізати пристрої:

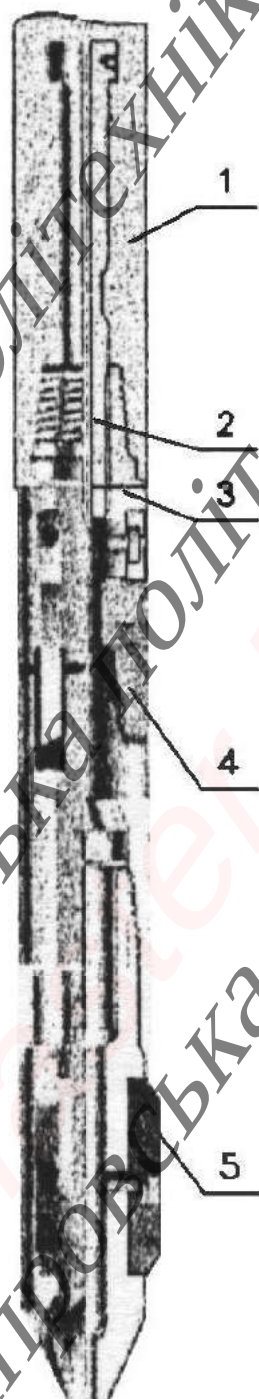


Рисунок 5.3 – Фрезер ФР

Розширювачі розсувні типу РР.

Розширювачі розсувні виробництва ВАТ НВО «Бурова техніка» використовуються для розширення окремих інтервалів свердловини після вирізання ділянки обсадної колони вирізати пристроєм з метою поліпшення умов забурювання і кріплення БС, а також ізоляції пластів (рис. 5.4).

Розсувні розширювачі збираються спільно з деталями вирізального пристрою шляхом заміни корпусу з різцями для різання металу, на корпус з лопатками для розбурювання гірських порід.



1 – корпус вирізує пристрої; 2 – штовхач;
3 – корпус розширювача; 4 – л про пашу, 5 – центратор
Рисунок 5.4 – Розширювач РР

Розширювачі розсувні гідравлічні (РРГ).

Розширювачі розсувні гідравлічні виробництва НВП «Азимут» призначені для збільшення діаметра стовбура свердловини в необсадженої частини в будь-якому інтервалі (рис. 5.5). Застосовуються для розширення бічних стовбурів з раніше пробурених обсаджених свердловин, а так само для розширення в продуктивному інтервалі з метою збільшення дебіту свердловини.

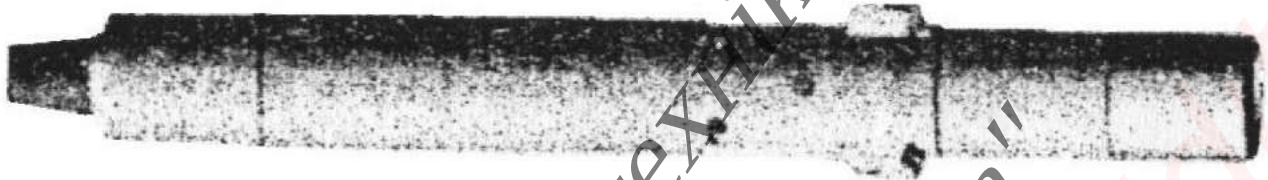


Рисунок 5.5 – Розширювач РРГ

УВП представляє собою пристрій з розсувними різцями, що працює юний за рахунок перепаду тиску бурового розчину або технічної води, що прокачують через нього і обертання бурильної колони або гвинтового вибійного двигуна:

- УВП (рис. 5.1) складається з циліндричного корпусу 6, в якому на втулці 7 укріплена голка 8, оснащена насадкою 10, необхідної для проходу рідини, і ущільнювача кільцем 11 і пов'язана з поршнем 9, штовхачем 16 і поворотній пружиною 17, службовців в свою чергу для висунення трьох важелів 29 з різцями 32 з пазів патрона 26.
- Різці 32 кріпляться до важелів 29 гвинтами 30, 31 і 33, 34.
- Висування важелів обмежується кільцевої опорою 27 і обмежувачем 35.
- Поршень 9 забезпечений ущільнювача кільцем 12.
- У верхній частині штовхача 16 встановлені кільце 13, розпірна втулка 15 і поворотна пружина 17.
- На рівні важелів в штовхачі встановлено пружинне кільце 28 для фіксації важелів 29 в транспортному положенні.
- У корпусі 19 розташовані шпонки 25, взаємодіючі зі вставкою 21, яка закріплена щодо корпусу 19 фіксатором 22, пружиною 23, гайкою 20 і гвинтом 24.
- Вставка 21 з'єднана з патроном 26 метричної кінцевої різьбою МК90х6х1:16.
- На патрон 26 знизу нагвинчений і зафіксований гвинтом 37 наконечник 36 з лопатями для розбурювання цементних пробок.
- Центрування УВУ здійснюється трьома напрямними 3, розташованими в пазах корпусу 1 і застопореними кільцем 5.

При прокачуванні бурового розчину під дією перепаду тиску за допомогою поршнів 2 з встановленими на них ущільнювачів кільцями 4 направляючі висуваються, і досягається посилення центрування УВУ.

Принцип дії пристрою

- УВП опускають на бурильних трубах в свердловину до інтервалу вирізання обсадної колони. Після цього включають ротор, а потім буровий насос.
- При проходженні бурового розчину через кільцевої зазор між голкою 8 і насадкою 10 виникає перепад тиску, під дією якого поршень 9 переміщує вниз штовхач 16, стискаючи пружину 17.
- Штовхач в свою чергу висуває з пазів патрона 26 важелі 29 до зіткнення різців 32 зі стінками обсадної колони.

- Різці прорізають стінку колони, після чого важелі висувуються до наполегливої кільця 27 і обмежувача 35.
- При цьому насадка 10 разом з поршнем 9 опускається вниз, збільшуючи про т верст для проходу бурового розчину між голкою 8 і насадкою 10.
- Про вихід важелів в робоче положення сигналізує зниження тиску в нагнітальній лінії.
- При рівномірній подачі вниз інструмент продовжує різання колони до заданої глибини, перетворюючи в металеву стружку обсадних колону.
- При відриві різців від забоя і припинення подачі бурового розчину поршень 9 з штовхачем 16 повертається під дією пружини 17 в вихідну позицію.
- Штовхач 16, переміщаючись вгору, при допомозі пружинного кільця 28 повертає важелі 29 в транспортний стан.
- У разі незакриття важелів, вони при підйомі інструменту впираються в торець колони, а при створенні тягового зусилля в 22–40 кН фіксатор 22 виходить з зачеплення з корпусом 19, в результаті чого штовхач 16 пересувається щодо патрона 26 вгору, звільняючи пази патрона для заходу важелів з різцями.
- При цьому важелі займають транспортний положення і не можуть висунутись навіть при прокачуванні бурового розчину, що дозволяє здійснювати циркуляцію в разі прихвату пристрою у відкритому стовбурі або всередині обсадної колони.

Компонування бурильної колони повинна складатися з труб діаметром меншу 89 мм і обов'язково включати ОБТ вагою не менш 50 кН.

Вирізальний пристрій перед спуском в свердловину перевіряється на ведучій трубі прокачуванням бурового розчину з продуктивністю 10-12 $\text{дм}^3/\text{с}$. При цьому різці повинні повністю висуватися з корпусу, а після припинення циркуляції – утоплюється.

Після спуску в свердловину УВП встановлюється нижче муфтового з'єднання не менш ніж на 0,5 м.

Видалення обсадної колони здійснюється в наступній послідовності:

1. Спочатку включають ротор і обертають інструмент з частотою $50-70 \text{ хв}^{-1}$, потім пускають насос, доводячи його подачу до $14 \text{ дм}^3/\text{с}$.
2. Впродовж 10-15 хв обертають інструмент на одному місці, потім починають подачу інструменту, створюючи осьову навантаження до 1,0 кН, прорізання стінок обсадної колони фіксується по різкого зниження тиску на 1,0-1,5 МПа, що характеризує повне розкриття різців УВП.
3. Подальше видалення колони виробляється з поступово збільшеним осьовим навантаженням до 40 кН, при рівномірній подачі інструменту, через кожні 0,5 м фрезерування рекомендується проводити профілактичні промивки.
4. Після зносу різців або видалення запроектованого ділянки колони включають ротор, промивають свердловину в протягом 1,5 циклу і потім припиняють промивку і повільно піднімають інструмент в обсаджений частині стовбура для перевірки утоплювання різців в корпусі.

5. Якщо за один рейс запроєктований інтервал видалити не вдалося, то замінюють різці і продовжують роботи з видалення необхідної ділянки колони. Середні показники фрезерування обсадних труб діаметром 168 мм становлять: проходка за рейс – 4,5 м; швидкість фрезерування – 0,4 м/год (за технічною характеристикою середня проходка на комплект різців по трубі групи міцності Д становить 18 м, швидкість фрезерування – 0,3-1,0 м/год).

6. Після закінчення робіт проводиться повна ревізія пристрою.

З метою попередження протипаня обсадної колони допускається проводити роботи з УВП і райбером з застосуванням гвинтових вибійних двигунів, причому рекомендується використовувати двигуни Д-127 зі спареними робочими органами.

Цементний міст розбурюється до позначки, що відповідає верхній частині вирізаної ділянки обсадної колони, роторним компонованням на технічній воді, свердловину ретельно промивають, замінюють воду на буровій розчин.

Вирізаючі пристрої призначені для вирізання ділянок обсадних колон з метою забурювання нового стовбура, розкриття вищого пласта, обрізки труб, виконання ізоляційних робіт тощо.

Пристрої представляють собою вироби з розсувними різцями, працюють при прокачуванні бурового розчину і обертанні в обсадній колоні.

Вирізують пристрої випускаються для колон діаметром 140, 146, 168, 178, 219, 245, 273, 299, 324 мм.

5.2 Вирізання бокового (щілиноподібного) «вікна» в обсадній колоні

Прорізання і створення щілиноподібного «вікна» в обсадній колоні здійснюється за допомогою фрез-райберів різної конструкції в поєднанні з клиновим відхиляючим пристроєм (виробники, Baker Oil Tools, Schlumberger, Eastman Christensen, НВО «Бурова техніка», Буртехмаш, Біттехніка і ін.).

Фрез-райбер

Фрез-райбер – ріжучий інструмент, призначений для формування бічного «вікна» в обсадній колоні з застосуванням клина-відхилювача.

В залежності від призначення, фрез-райбер може бути виконаний в вигляді усіченого конуса, циліндра, бути кавуноподібним або мати різні сполучення зазначених робочих поверхонь.

Ріжучу частину фрез-райбера армують твердим сплавом.

Фрез-райбери бувають профільні, які призначені для реалізації поетапної технології формування «вікна» в обсадній колоні і універсальні, за допомогою яких утворення «вікна» повного профілю відбувається в один рейс.

Повний комплект фрез-райберів для виконання поетапного прорізання обсадної колони включає наступні профільні фрезери:

- стартовий або зарізний (віконна фреза) – призначений для початкового прорізання обсадної колони;
- віконний або прохідний (колонний фрез) – призначений для вирізання «вікна» повного профілю;

– кавуноподібний або калібруючий (верхній райбер) – призначений для розширення і калібрування «вікна».

Клин-відхилювач

Клин-відхилювач призначений для забезпечення необхідного відхилення фрез-райбера від осі основного стовбура свердловини при прорізуванні «вікна» в експлуатаційній колоні і забезпечення проходження з основного стовбура в БС різних компоновок нижньої частини бурильної колоні, приладів і пристроїв, а також хвостовика. Для виконання зазначених функцій клин-відхилювач повинен бути зафіксований в обсадній колоні в осьовому і коловому напрямку.

Клин-відхилювач складається з двох основних вузлів: клина з похилою робочою поверхнею (клиновою частиною) і фіксуючого вузла.

За типом фіксуючого вузла клин-відхилювач може бути вилученими і стаціонарним.

Витягуваний клин-відхилювач використовується переважно при будівництві багатовибійних свердловин.

Фіксуючий вузол виконується з гідравлічним і механічним приводом.

Вузол опори і закріплення дозволяє посадити відхилювач на вибій і закріпити його в експлуатаційній колоні при допомозі трьохплашкової системи, яка виключає можливість провертання його при зарізанні вікна і бурінні бокового стовбура.

Клин-відхилювач має похилу поверхню в вигляді площини жолоба, задає напрям і збільшує площу опори ріжучого інструменту (рис. 5.6). Спускний клин слугує для спуску відхилювача в свердловину.

Фіксація плашок 6 в втопленому транспортному положенні забезпечується плашкоотримачем 7, сполученим з корпусом 4 за допомогою двох спеціальних гвинтів 9; вузол опори і закріплення з'єднаний з клином-відхилювачем опорними поверхнями, скошеними під кутом 30° і які мають профіль поперечного перерізу типу «пастивчин хвіст». Взаємною вільному пересуванню клина-відхилювача і вузла опори перешкоджає спеціальний гвинт 8. Клин-відхилювач з'єднаний зі спусковим клином за допомогою двох болтів 5.

До спусковому клину на різьбі прикріплений переводник 1 для з'єднання з колоною бурильних труб. Відхилювача на колоні бурильних труб спускають в свердловину і різко садять на вибій. При посадці відбувається зрізання спец і альних гвинтів 5, 7 і болтів 8, в результаті чого клин-відхилювача разом з опорою залишається в свердловині, а звільнений спускний клин піднімають на поверхню.

Перед спуском клин-відхилювача встановлюють цементний міст до 10–15 м вище інтервалу установки відхилювача. Доцільно цю операцію суміщати з ізоляцією нижчої ділянки обсадної колоні.

Для отримання якісного цементування рекомендується в нижній частині мосту встановлювати пробки (гумові, гумометалеві, пакери вибухової дії та ін.).



1 – сполучна муфта; 2 – спускний клин; 3 – клин-відхилювач;
 4 – опора клина; 5 – сполучні болти (зрізані); 6 – плашки;
 7 – гвинти кріплення плашок; 8 – опорні поверхні з гвинтом
 Рисунок 5.6 – Відхилювач типу ОЗС

Розвантаженням ваги бурильного інструменту перевіряється міцність цементного моста. Величина розвантаження в колонах діаметром 146 мм – 60-80 кН; 168 мм – 100-120 кН.

Піднімають бурильний інструмент. Відбивають штучний вибій свердловини за допомогою геофізичних приладів.

Зібраний клин-відхилювач орієнтується в потрібному напрямку і плавно ставиться на вибій. Створюється осове навантаження, зрізуються гвинти кріп-

лення плашок, клин переміщається вниз, розводяться плашки і клин-відхилювач закріплюється в обсадній колоні. Подальшим підвищенням осьового навантаження зрізують гвинти кріплення спускного клина з клином-відхилювачем, і інструмент піднімається зі свердловини. Особливу увагу слід звертати на точне визначення місця посадки клина на «вибій».

Технологія розкриття вікна в обсадній колоні

Перед спуском клина-відхилювача проводиться підготовка стовбура до його спуску, яка включає наступні операції:

Перевірка можливості вільного спуску клина-відхилювача до місця його установки здійснюється з допомогою друку, а потім напрямком (шаблоном).

Визначення глибини знаходження двох-трьох муфтових з'єднань обсадної колони за допомогою локатора муфт, спеціального гідророзширювача або інших пристроїв з метою створення моста і установки клина-відхилювача між муфтами.

Установка цементного моста на 10-15 м вище установки клина-відхилювача. Допільно цю операцію поєднувати з ізоляцією нижчезалягаючої ділянки обсадної колони. Для отримання якісного цементування рекомендується в нижній частині мосту встановлювати пробки (гумові, резино-металеві, пакера вибухового дії та ін.).

Після ОЗЦ цементний міст і вищерозміщену ділянку обсадної колони опресовують. Параметри опресування визначаються призначенням колони, яку в залежності від способу закінчення слід розглядати як технічну або експлуатаційну в відповідно з вимогами. У разі негерметичності зробити повторні ізоляційні роботи.

Розбурювання цементного моста до розрахункової глибини установки відхилювача і промивка свердловини впродовж 1,5 циклу.

Спуск відхилювача проводиться на бурильних трубах з наступним його орієнтуванням в колоні по заданому азимуту. У свердловинах з zenітним кутом до 5° орієнтування проводиться гіроскопічним інклінометром. При zenітних кутах стовбура свердловини більше 5° після проведення інклінометрії і порівнянні її з даними з справи свердловини орієнтування відхилювача може здійснюватися з допомогою електромагнітного інклінометра.

Для розкриття вікна в обсадній колоні і відхилення стовбура свердловини використовуються клини-відхилювача. Основними елементами клина-відхилювача є три вузла: опора, клин-відхилювач і спускний клин. Опора має плашечні захватні пристрої для закріплення її з клином в обсадній колоні. Спускний клин з'єднується з клином-відхилювачем двома болтами і слугує для спуску відхилювача в свердловину (рис. 5.6).

Перед спуском клина-відхилювача в свердловину перевіряється:

- стан зубів плашок, які повинні зберігати повний профіль і не мати викривлених ниток;
- напрямок осей симетрії клина-відхилювача і спускного клина повинні збігатися;

– торець відхилювача повинен упиратися у внутрішній торець наставки, а зазор не перевищувати 1 мм;

– переміщення плашок до установки спеціальних гвинтів повинно бути вільним, без заїдань, на всю довжину і в крайньому нижньому положенні утоплюється щодо утворюючій поверхні клина на 1,5-2 мм.

Зібраний клин-відхилювач спускається в свердловину, орієнтується в потрібному напрямку і плавно ставиться на вибій. Створюється осьове навантаження (≈ 40 кН), зрізаються гвинти кріплення плашок, клин переміщається вниз, розводяться плашки і клин-відхилювач закріплюється в обсадній колоні. Подальшим підвищенням осьового навантаження (≈ 80 кН) зрізують гвинти кріплення спускового клину з клином-відхилювачем, і інструмент піднімається з свердловини. Особливу увагу слід звертати на точне визначення місця посадки клина на «справжній вибій».

В процесі робіт допускається використання клинів-відхилювачів інших конструкцій, в тому числі імпортних і власного виготовлення, по технічним умовам, затвердженим керівництвом підприємства.

Допускається проводити закріплення трубного клина-відхилювача в колонне цементування, при цьому цементний розчин піднімається на висоту, що перевищує довжину клина на 20-30 м. Після ОЗЦ цементну пробку розбурюють пікоподібним долотом.

При застосуванні клинів-відхилювачів з постійним кутом скоса слід враховувати, що:

– при використанні плоского клина, по порівнянні з жолобоподібними, найбільша можлива довжина вікна збільшена на 380 мм, а найменша – зменшена на 60 мм;

– при розбурюванні вікна з жолобоподібним клином моменти на розворот його в свердловині збільшені, збільшені також і енергетичні витрати на стирання;

– при зменшенні кута скоса клина з $2,5^\circ$ до $1,5^\circ$ мінімальна довжина вікна збільшується з 1200 до 1950 мм, а найбільша – з 2880 до 4380 мм.

Для зниження витрат на розкриття вікна практичним досвідом рекомендується застосовувати плоский клин-відхилювач з перемінним кутом скоса (МОД): на початковій довжині 2250 мм кут скоса становить $1,5^\circ$, а далі, до 2500 мм, кут скоса збільшений до 10° . Це дозволяє розкривати вікно однакового діаметру по всій довжині і забезпечує отримання мінімальної його довжини 1950 мм, а максимальної – 2840 мм, що задовольняє нормальним умовам буріння і кріплення свердловин. Кут нахилу обсадної труби на цьому ділянці становить $3,3^\circ$.

Прорізання обсадної колони виробляється з допомогою фрезеров-райберів різної конструкції.

Фрезер-райбер (ФРС) виготовляється комплектно, в який входять три райбери для послідовного збільшення вікна. Спочатку працюють ФРС-1, з тим наступними спусками ФРС-2 і ФРС-3 вікно збільшується до необхідного розміру.

Розкриття вікна райбером типу ФРС здійснюється двома способами:

1. Райбер № 1 при осьовому навантаженні 20-25 кН колона протирається на 1-1,2 м. Потім пройдений інтервал розробляється райбером № 2 при навантаженні 10-12 кН. Після цього знову працюють райбером № 1 при осьовому навантаженні 20-25 кН і колона протирається на повну довжину скоса відхилювача з виходом райбера на 0,4-0,5 м нижче скоса відхилювача. Райбер № 2 пророблює цей інтервал при навантаженні 10-12 кН. Остання операція (розширення вікна райбером № 3) проводиться при навантаженні 5-6 кН. Найбільш оптимальна частота обертання ротора становить 90 хв⁻¹.

2. Райбер № 1 при навантаженні 20-25 кН протирають колону по довжині конічної частини відхилювача. Після цього послідовним спуском райберів № 2 і № 3 розширюють вікно при навантаженні 5-12 кН. При роботі райбером № 3 не слід збільшувати механічну швидкість більше 0,5-0,6 м/год, так як при більшій швидкості вікно може вийти не повнорозмірним.

Комбінований райбер складається з трьох основних секцій, призначений чинних для одночасного протирання, розширення і калібрування вікна. Однак практикою встановлено, що через нерівномірної спрацювання елементів, відбувається його заклинювання і злам окремих секцій. Тому комбінований райбер застосовується як розширювач, замість райбера № 3.

Фрезер-райбер прогресивного різання (РПМ) і універсальний райбер (РУ) також призначені для розкриття вікна за один прохід. При застосуванні цих райберів рекомендується підтримувати осьове навантаження при проходженні першого метра 10 кН, потім збільшувати її до 20 кН при частоті обертання ротора 60-100 хв⁻¹.

Поєднання відхилювача МОД і райбера РУ забезпечує найкращі умови розкриття вікна в колоні.

Фрезер-райбер ФРЛ-143 призначений також для прорізання вікна за один прохід і має ресурс – два вікна при навантаженні 30 кН і частоті обертання 100 хв⁻¹.

Комплект ріжучого інструменту КРИЗ включає фрезер-райбер і фрезер-долото. З допомогою першого, має направляючий шток, досягається плавний вихід з колоні. Фрезер-долото калібрує вікно і частина стовбура за ним, що гарантує проходження долота будь-якого типу відповідного ра з міра. При проведенні робіт підтримують осьове навантаження 10-20 кН і частоту обертання 60-80 хв⁻¹.

Для підвищення надійності прорізання вікна в колоні на всю довжину доцільно дотримуватися наступного:

- незалежно від використовуваного фрезера-райбера початкове прорізання вікна здійснювати райбером ФРС-168-Г на всю довжину вікна. Якщо ж райбер передчасно зносився до повного проходження вікна, замінити його аналогічної і продовжити роботи;

- розширення і калібрування вікна здійснювати одним з комбінованих райберів (РКК, РУ, ФР1);

- режим промивки повинен забезпечувати швидкість висхідного потоку в кільцевому просторі не менш 0,8-1 м/с. При менших швидкостях на вибої нако-

пичується металева стружка, яка веде до передчасного зносу райбера і виходу з колони з утворенням «кишені»;

- при фрезеруванні не можна перевищувати рекомендовані осьові навантаження, що може призвести до передчасним виходом райберу з колони, а також небезпеки зсуву клина як в вертикальному, так і в радіальному напрямку, що призведе до втрати вікна.

- для уникнення отримання укороченого вікна над райбером необхідно встановлювати ОБТ з більш високою жорсткістю, ніж у елементів КНБК, призначеної для подальшого використання, а також планованої до спуску обсадної колони;

- роботу можна вважати закінченою, якщо після калібрування останній райбер без промивання і обертання вільно без посадок проходить через вікно;

- спустити в свердловину компонентування для роторного буріння з трьохшаровим долотом, дотримуючись особливої обережності при підході до вирізаного вікна. За 5-10 м до вікна включити циркуляцію і з обертанням ротора зі швидкістю подачі інструменту не більше 0,1 м/с прошаблонувати вікно. У разі підклинок долота витягти інструмент з свердловини і пропрацювати вікно райбером діаметром 143 мм. У разі вільного проходження долота в колоні поглибити новий стовбур свердловини на 20-25 м. Промити свердловину протягом 1,5 циклу циркуляції і витягти інструмент з свердловини.

5.3 Характеристика сучасних зарубіжних клин-відхилювачів

За кордоном роботами по зарізанню бічного стовбура займається цілий ряд компаній, які використовують обладнання і технологію кількох фірм, провідними з яких є компанія «Хомко», що входить в корпорацію «Везерфорд» (Weatherford), «Шлумберже» (Schlumberger), «Бейкер» (Baker Hughes) і ін.

Компанії є великими міжнародними виробниками обладнання і надають різноманітні види послуг, включаючи постачання і прокат бурильних труб і різного спеціального устаткування і інструменту, виконання складних ловильних робіт і інших операцій при капітальному ремонті свердловин, а також керівництво та інженерне супроводження спільних проектів.

Компанії мають у своєму розпорядженні необхідним набором технічних засобів для забурювання бічного стовбура, що включають спеціальні відхилювачі і фрезери різного призначення.

Поряд з фрезеруванням вікна в обсадної колоні фірмою «Хомко» застосовується також і метод фрезерування колони обсадних труб з подальшим зарізанням нового стовбура з вирізаної ділянки.

Секційний фрез діаметром до 8 дюймів має 3 ножа. Фрези великих діаметрів мають чотири ножа. Кожен ніж має три ріжучих леза, покритих карбідом вольфраму.

Частинки карбїду вольфраму вплавлені в пластини ножів. У процесі різання частинки карбїду вольфраму стираються, однак сталева пластинка ножа також стирається, все більше відкриваючи інші частинки карбїду вольфрама,

тому ріжучі властивості фреза процесі роботи не змінюються. Ножі кріпляться гвинтами і при необхідності можуть бути легко замінні.

З огляду, що при зміні напрямку буріння бурильна колона відчуває значні напрути, особливо в критичній зоні між ОБТ і бурильними трубами, фірма «Хомко» широко використовує спеціальні ОБТ типу SPIRAL-WATE, що мають на поверхні безперервні спіральні канавки.

Такі канавки дозволяють уникнути ефекту заклинювання за рахунок забезпечення нормальної циркуляції бурового розчину. Крім того, канавки забезпечують рівномірний вигин по всій довжині труби. При застосуванні зазначених труб немає необхідності застосовувати протизносні накладки, що в свою чергу зменшує знос обсадної колони в процесі буріння викривленої ділянки свердловини.

Замкове з'єднання труб SPIRAL-WATE виконано з високолегованої сталі по більш високим стандартам, ніж у звичайних ОБТ, за рахунок більш жорстких допусків по центріці замку і труби як по зовнішньому, так і по внутрішньому діаметрам. Зона 18-ти градусного ухилу замку покривається карбідом вольфраму.

Вищевказаний набір обладнання дозволяє проводити зарізання другого стовбура і процес буріння з використанням стандартних доліт і інших технічних засобів, в тому числі і для контролю за орієнтацією нового стовбура.

Обертання бурильної колони при цьому виробляється ротором бурової установки.

Все відхилювачі «Боуен» (рис. 5.7) складаються з двох секцій. Нижня – якірна або установча секція. Верхня – конусна увігнута секція, поєднана з якірною секцією шарніром. Конструкція цієї секції за допомогою вогнутої поверхні і довгого конуса дозволяє направляти фрезу або долото для вирізки вікна або зміни напрямку буріння.

Якірна секція разом з механізмом відділення за допомогою колодок щільно сідає на внутрішню поверхню обсадної колони, що виключає можливість переміщення відхилювача. Шарнір дозволяє увігнутий поверхні верхньої частини щільно прилягати до поверхні обсадної труби і направляти інструмент в необхідному напрямку.

Типи відхилювачей: WHIPBACK – що виймається або невиймається механічний нешарнірний відхилювач для обсаженого стовбура. Він може бути орієнтований, ідеально підходить для буріння багаточисленних стовбурів з однієї свердловини. Унікальність його полягає в тому, що його можна встановити в будь-якому напрямку, включаючи також і верхню стінку стовбура, що дозволяє бурити по низхідній. Верхня частина відхилювача увігнута і закріплена щодо корпусу незалежно від його орієнтації.

Існує відхилювач WHIPBACK з циркуляційною зоною для видобутку нафти у час зарізання. У нього є отвори по колу і прохідні отвори уздовж нього для забезпечення циркуляції продукції пласта.

WHIPBACK – клин-відхилювач для обсаженого стовбура витягнутої, і невитягнутої нешарнірної конструкції. Обидва створені для установки на фіксований пакер. Якщо потрібна його орієнтація, то може використовуватись па-

керний відхилювач і наконечник з орієнтованою системою. Цей тип відхилювача легко встановлюється і ідеально підходить для зарізу вікон в глибоких свердловинах.



Рисунок 5.7 – Відхилювач фірми «Боуен» США, заводу «Удол», фірми «Боуен» США відповідно

Донний (BOTTOM TRIP) – шарнірний механічний відхилювач для обсадженого стовбура, незнімний, протистоїть великим крутним моментам при зарізанні вікон в колонії. Був розроблений для установки на тверде дно, включаючи пробкові та цементні мости, на пакери, металеві уламки або інші перешкоди в свердловині. Він працює аналогічно відхилювачу WHIPBACK, незнімний.

Цементного типу (CEMENT TYPE) – призначений для установки у відкритому стовбурі. Це найпростіший тип, створений для прокачування через ньо-

го цементного розчину. У нього є стандартне різьбове з'єднання на нижній частині для під'єднання секцій хвостовика. Після його установки КНБК з долотом розбурюється цементний міст до увігнутої поверхні відхилювача.

Спуск відхилювача проводиться на бурильних трубах з наступним його орієнтуванням в колоні по заданому азимуту. У свердловинах з zenітним кутом до 5° після проведення інклінометрії в порівнянні її з даними з справи свердловини орієнтування відхилювача може здійснюватися з допомогою пристрою в комплексі з електромагнітним інклінометром.

Перед спуском клина-відхилювача в свердловину перевіряється:

- стан зубів плашок, які повинні зберігати повний профіль і не мати викрєених ниток;
- напрямок осей симетрії клин-відхилювача і спускається клина повинні збігатися;
- торець відхилювача повинен упиратися у внутрішній торець надставки, а зазор не перевищувати 1 мм.

При застосуванні клинів-відхилювачів з однаковим кутом перекосу слід враховувати, що:

- при використанні плоского клина по порівнянні з жолобоподібних найбільша можлива довжина «вікна» збільшена на 380 мм, а найменша зменшена на 60 мм;
- при розбурюванні вікна з жолобоподібних клином момент на розворот його в свердловині збільшений, збільшуються також і енергетичні витрати на стирання;
- при зменшенні кута скоса клина з $2,5$ до $1,5^\circ$ мінімальна довжина вікна збільшується з 1200 до 1950 мм, а найбільша – з 2880 до 4380 мм.

Для зниження витрат на розтин «вікна» практичним досвідом рекомендується застосовувати плоский клин-відхилювач з перемінним кутом скоса (МОД): на початковій довжині 2250 мм кут скоса його становить $1,5^\circ$, а далі, до 2500 мм, кут скоса збільшений до 10° . Це дозволяє розкривати вікно однакового діаметру по всій довжині і забезпечується отримання мінімальної його довжини 1950 мм, а максимальної – 2840 мм, що задовольняє нормальним умовам буріння і кріплення свердловин. Кут нахилу обсадної колони-хвостовика на цьому ділянці складе $3,3^\circ$.

Прорізання обсадної колони виробляється з допомогою фрезерів-райберів (фрез) різної конструкції.

Кожен типорозмір фрезера-райбера випускається під номерами 1, 2, 3, що обумовлено послідовністю процесу розкриття вікна.

У корпусі фрезера-райбера є пази, в які вставлені пластини твердого сплаву. На торцевій частині розташовані зуби, облицювання твердим сплавом, всередині корпусу є канали для промивання.

Вікно в колоні прорізають комплектом фрезерів-райберів послідовно, починаючи з першого і закінчуючи третім.

Нормальний режим фрезера-райбера визначається його роботою по незагартованому матеріалу обсадних труб, твердість якого не вище твердості незагартованої сталі 45, при цьому навантаження на фрезер-райбер при частоті

обертання ротора $60-80 \text{ хв}^{-1}$ не повинна перевищувати $10-50 \text{ кН}$ в залежності від розміру інструменту.



Стартова фреза



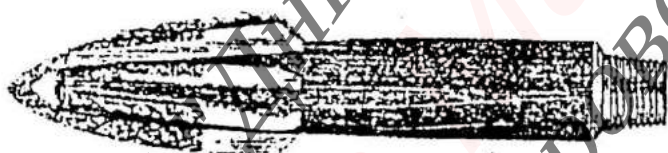
Розточна (арбузоподібна) фреза



Віконна фреза



Колонна фреза



Конусна фреза

Рисунок 5.8 – Конструкції фрез-райберів в породі.

Розточувальні фрези – використовуються при подальшому спуску вище віконної фрези на бурильній трубі. Фреза має циліндричну форму і використовується для випрямлення вікна.

Колонні фрези – використовуються при останньому спуску вище віконної фрези на бурильній трубі. Фреза має циліндричну форму і використовується для випрямлення вікна.

Конусні фрези – ця фреза використовується при ліквідації таких ускладнень, як сплюснення, розщеплення або викривлення колони, ці фрези не використовуються для входження в продуктивний пласт.

Система для фрезерування вікна за один рейс Windows Master.

Розточувальні фрези (рис. 5.8).

Все розточувальні фрези Weatherford створені для зарізання з обсаджених свердловин і використовують стандартні з'єднання і стартовий шриффт. Фрези армовані частинками карбиду вольфраму, для швидкого розрізування будь-яких типів сталі обсаджених труб. Вставка початкової і віконної фрез також можлива. Існують наступні фрези:

Початкові фрези – використовуються для спуску відхилювача в установочну позицію і вирізки початкового вікна після того, як відхилювач встановлений і установочний штифт зрізаний. Фреза ковзає по конусоподібній напрямній, яка активізує роботу ножів, що прорізають обсадку і вриваються в породу.

Віконні фрези – віконна фреза використовується для зарізання вікон після може використовуватися окремо або в поєднанні з розточною фрезою на бурильній трубі. Фреза може прорізати максимум 10 футів в

Вона служить засобом для ефективного виходу з обсадної колони і пристрої вікна, придатного для спуску через нього в свердловину КНБК, хвостовиків і обладнання для закінчення свердловини. За один рейс виконується початковий розріз, фрезерується вікно і буриться напрямна свердловина для подальшого розбурювання за допомогою КНБК.

При спуску разом з якорем, відчіплюватися знизу, потрібно тільки один рейс на електрокабелі. Для цього використовується інструмент, що спускається на електрокабелі через бурильну трубу і в універсальний внутрішньо свердловинний орієнтуєчий переводник, розташований вище внутрішньо свердловинного фрезеровочного блоку, причому внутрішня циліндрка попередньо вирівнюється з передньою поверхнею відхилювача. У такому випадку необхідна орієнтація передній поверхні відхилювача забезпечується маніпуляціями бурильної труби.

В відміну від звичайних систем ця система може почати, профрезерувати і розширити вікно, не вимагаючи внесення змін в КНБК. При цьому не вимагається попередній спуск в свердловину фрезера для початкового етапу прорізання вікон. В результаті забезпечується повномасштабне вікно за один рейс фрезерного інструменту. Систему можна застосовувати разом з будь-якими системами якорного кріплення, а та до ж з іншими для стаціонарних або видобутих компоновок (рис. 5.9).

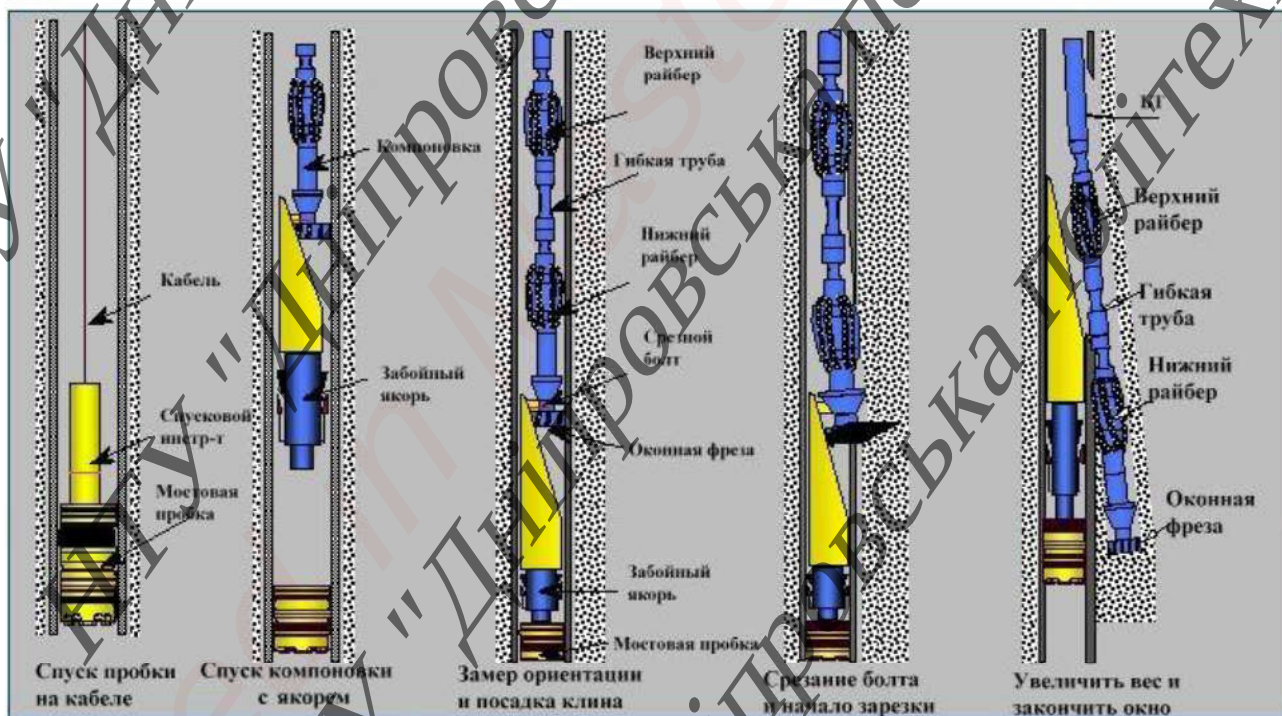


Рисунок 5.9 Система вирізання за 1 СПО з якорем

Система складається з відхилювача, верхнього райбера, гнучкого зчленування, нижнього райбера і фрезера для прорізання вікон. Крім того, новий фрезер для прорізання вікон і відповідний виступ відхилювача для кріплення/зарізання бічного стовбура свердловини дозволяють оператору встановити

якір, потім прорізати, подовжити і розширити вікно до повного розміру за один рейс.

Переваги системи:

- для виконання виходу з обсадної колони потрібно тільки один рейс бурильної труби;
- система є висувною, що дозволяє застосовувати в кількох інтервалах;
- забезпечує пропускання через пакер блоку вимірювань в процесі буріння, універсального внутрішньо свердловинного орієнтуючого переводника або приладу, орієнтацію відхилювача;
- можна використовувати якір, відчіплюватися знизу, якщо стовбур свердловини має відоме дно (цемент, бруківка пробка і т.д.) і буде сприяти усуненню спусків на електрокабелі в певних сферах застосування;
- використання в такому випадку витягнутого якоря робить систему ідеальною для використання в багатостовбурних свердловинах, так як дозволяє розташовувати точку зарізання бічного стовбура свердловини дуже близько до верхньої частини хвостовика;
- зміщення верхньої частини відхилювача полегшує доступ в інтервал з необсадженим стовбуром для доліт нормального діаметра.

5.4 Висновки за розділом

1. Розглянуті проблемні питання, які виникають в процесі видалення ділянки обсадної колони по периметру.
2. Наведена технологія вирізання бокового (щілиноподібного) «вікна» в обсадній колоні.
3. Охарактеризовані конструкції сучасних зарубіжних клин-відхилювачів та системи вирізання.

6 ПРОЕКТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЗАБУРЮВАННЯ ДОДАТКОВИХ СТОВБУРІВ В УМОВАХ НОВОАННІВСЬКИХ ГАЗОНОСНИХ ФЛЕКСУР

Для умов Новоаннівських газоносних флексур проектуємо будівництво радіально-розгалуженої горизонтальної свердловини (РРГС) з чотирма відгалуженнями (рис. 6.1), з яких ствол № 1 є основним і прокладається в середині продуктивного пласта (ПП) на глибині 1005 м по вертикалі в азимуті $\varphi_1 = 0^\circ$. Решта відгалуження № 2, 3, 4 буряться з основного стовбура шляхом вирізання «вікна» в експлуатаційній колоні і продовження буріння в шарі до проектної глибини (довжини). Азимути викривлення відгалужень рівні, відповідно: $\varphi_2 = 90^\circ$, $\varphi_3 = 180^\circ$, $\varphi_4 = 270^\circ$ (рис. 6.1). Радіальні стовбури прокладаються на відстані одного метра по висоті, рахуючи від лінії середини пласта до його покрівлі.

Глибина покрівлі продуктивного пласта $H_{кр} = 1000$ м; товщина пласта $h_{пл} = 10$ м. Загальна протяжність стовбура кожного відгалуження окремо в межах пласта $A_{гор} = 150$ м. Проектне відхилення стовбура свердловини від вертикалі на глибині покрівлі ПП $A_{кр} = 500$ м.

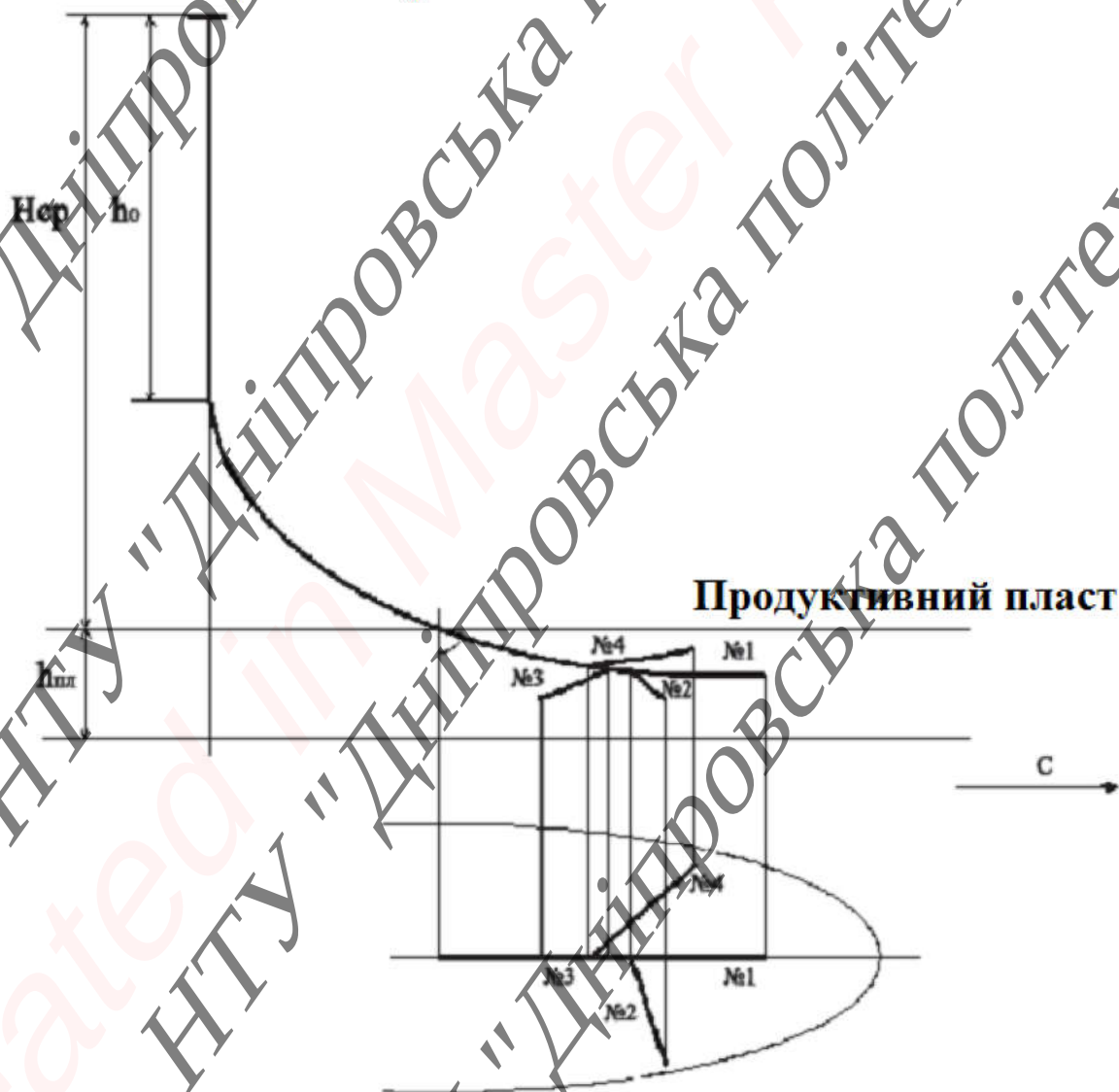


Рис. 6.1. Схема розгалуження радіально-горизонтальної свердловини 1. Першим буриться основний стовбур № 1 РРГС (рис. 6.1).

Параметри профілю і конструкція ствола представлені в табл. 6.1, 6.2 і на рис. 6.1-6.4. Будівництво цього відгалуження здійснюється за запропонованою технологією буріння горизонтальних свердловин. На глибині $H_{кр} = 1000$ м зенітний кут стовбура дорівнює $\alpha_{кр} = 79,33^\circ$. Далі в інтервалі від 1000 м до 1005 м по вертикалі, що відповідає глибині середини ПП, стовбур свердловини викривляється до $\alpha_T = 90^\circ$, інтервал викривлення по стовбуру – 1246-1300 м і буріння свердловини триває до глибини 1450 м зі стабільною кривизною $\alpha_T = 90^\circ$ долотом $\varnothing 215,9$ мм. Таким чином, основний стовбур № 1 має протяжність стовбура в ПП 204 м, з якої 150 м горизонтального стовбура. Загальна відхилення стовбура від вертикалі становить $A_{скв} = 703$ м. На глибину 1300 м по стовбуру в свердловину спускається і цементується експлуатаційна колона $\varnothing 177,8$ мм. Потім гирло свердловини обладнується превентором і в колону спускається інструмент для розбурювання цементного стакана і проходження до забою.

Після відповідної підготовки стовбура в інтервалі від 1300 м до 1450 м в свердловину спускаються фільтрові труби (НКТ) $\varnothing 101,6$ мм. Верхня частина фільтрових труб обладнується прохідним пакером, а також пристроєм для підвіски НКТ всередині обсадної колони $\varnothing 177,8$ мм.

Таблиця 6.1 – Параметри проектного профілю стовбура РГС

| Інтервал стовбура по вертикалі | Довжина інтервалу по вертикалі h_i , м | Зенітний кут α , град. | | Горизонтальне відхилення стовбура від вертикалі a , м | | Довжина свердловини по стовбуру l_i , м профілю | | Найменування інтервалу |
|--------------------------------|--|-------------------------------|-------|---|-----|---|------|---|
| 0-397 | 397 | 0 | 0 | 0 | 0 | 397 | 397 | вертикальна ділянка |
| 397-1000 | 603 | 0 | 79,33 | 500 | 500 | 849 | 1246 | 1-й ділянка набору кривизни |
| 1000-1005 | 5 | 79,33 | 90 | 53 | 553 | 54 | 1300 | 2-й ділянка набору кривизни |
| 1005-1005 | 0 | 90,0 | 90,0 | 150 | 703 | 150 | 1450 | Інтервал стабілізації кривизни (горизонтальний стовбур) |

Примітка: 1. На першій ділянці набору кривизни радіус викривлення $R_1 = 613,5$ м (інтенсивність набору кривизни $i_{a1} = 0/934^\circ/10$ м); 2. На другому місці набору кривизни $R_2 = 286,5$ м ($i_{a2} = 2^\circ/10$ м); 3. Радіально-горизонтальні стовбури прокладаються в інтервалі стовбура по вертикалі від покрівлі $H_{кр} = 1000$ м до середини пласта $H_c = 1005$ м; 4. Експлуатаційна колона $d = 177,8$ мм спускається на глибину по вертикалі – 1005 м, а по стовбуру – 1300 м.

Слід зазначити, що основний стовбур №1 може бути продовжений практично на будь-якій глибині в межах ПП в залежності від глибини ефективної вуглеводненасиченості пласта. Крім цього можливі різні варіанти конструкції привибійної частини стовбура свердловини (обсаджений стовбур, відкритий стовбур, фільтрові труби і т.д.).

2. Будівництво радіального стовбура № 2 (рис. 6.1, 6.2, 6.4) проводиться шляхом вирізування «вікна» в експлуатаційній колоні $\varnothing 177,8$ мм і буріння стовбура розрахункової протяжністю від 1282,5 м до 1432 м. Параметри профілю

відгалуження № 2 наведені в табл. 6.2 і на рис. 6.4. Для вирізання «вікна» в колоні використовується уїпсток, площину викривлення якого орієнтується в заданому азимут. Уїпсток забезпечений в нижній частині якорем для надійної його фіксації. Глибина уїпстока – 1004,5 м по вертикалі, тобто на 0,5 м вище, ніж рівень горизонтального стовбура № 1, що відповідає глибині 1282,5 м по довжині стовбура.

В інтервалі від 1282,5 м до 1300 м zenітний кут з $86,5^\circ$ збільшується до $\alpha = 90^\circ$. Потім на інтервалі від 1300 м до 1432,5 м стовбур свердловини буриться горизонтально долотом $\varnothing 155,6$ мм.

У пробурених ствол на глибину 1432,5 м по стовбуру спускають фільтрові труби – НКТ $\varnothing 88,9$ мм, верхня частина яких у відкритому стовбурі обладнується затрубних прохідним пакером (рис. 6.3).

3. Буріння радіально-розгалуженого ствола № 3 (рис. 6.1, 6.2, 6.4). Попередньо проводиться вирізання «вікна» в експлуатаційній колоні. Уїпсток встановлюється на глибині 1004 м по вертикалі, що на 0,5 м вище глибини зарізання відгалуження № 2 і відповідає глибині свердловини по стовбуру – 1275,8 м, на відстані 6,7 м від першого «вікна». В інтервалі стовбура від 1275,8 м до 1300,0 м в межах ППІ zenітний кут з $85,16^\circ$ збільшується до $\alpha_r = 90^\circ$. Далі зі стабільним кутом свердловина поглиблюється на 125,8 м (рис. 6.4). На глибину 1425,9 м спускаються фільтрові труби $\varnothing 88,9$ мм, і також як в відгалуженні № 2 верхня частина НКТ обладнується прохідним пакером.

4. Буріння четвертого радіально-розгалуженого стовбура свердловини № 4 (рис. 6.1, 6.2, 6.4). Параметри профілю представлені в табл. 6.2 і на рис. 6.4. Глибина точки зарізання по стовбуру – 1266,6 м, по вертикалі – 1300,0 м. Відстань між «вікнами» стовбурів № 3 і № 4 становить 9,2 м. Технологічний процес вирізання «вікна» в обсадної колоні, буріння і закінчування відгалуження № 4 такі ж, як і в відгалуженнях № 2 і № 3.

В цілому, проєктована РРГС з чотирма радіально-розгалуженими стовбурами має загальну протяжність в продуктивному пласті, рівну $\Sigma A_{\text{гор}} = 600$ м. Так як відстань межу гирлами стовбурів становить всього 2 м (по вертикалі), то фактично експлуатація пласта буде здійснюватися в однаковому режимі, що має забезпечити значне зростання видобутку нафти (газу).

Таблиця 6.2 – Конструкція основного стовбура радіально-горизонтальної свердловини

| Назва обсадної колони | Діаметр обсадної колони, мм | Діаметр долота при бурінні інтервалу під спуск колони, мм | Інтервал установки колони, м | | | | Номер в порядку спуску колони | Глибина установки колони, яка спускається окремо, м | Тип з'єднання труби | Максимальний зовнішній діаметр з'єднання, мм |
|-----------------------|-----------------------------|---|------------------------------|----------|------------|----------|-------------------------------|---|---------------------|--|
| | | | по вертикалі | | по стволу | | | | | |
| | | | від (верх) | до (низ) | від (верх) | до (низ) | | | | |
| Напрямок | 323,9 | 393,7 | 0 | 30 | 0 | 30 | 1 | 0 | Норб. КБ | 351,0 |
| Кондуктор | 244,5 | 295,3 | 0 | 300 | 0 | 300 | 2 | 0 | ОТТМ Б | 269,9 |
| Експлуатаційна колона | 177,8 | 215,0 | 0 | 1005 | 0 | 1300 | 3 | 0 | ОТТМ А | 198,0 |
| «Хвостовик» – фільтр | 101,6 | 215,9/155,6 | 1005 | 1005 | 1292 | 1450 | 4 | 1292 | НКТ гладкі | 120,6 |

Примітка: глибина покрівлі продуктивного пласта по вертикалі – 1000 м, по стовбуру – 1246 м.



Рис. 6.2. Схема закінчення РГС і об'язки внутрішньо-свердловинного обладнання

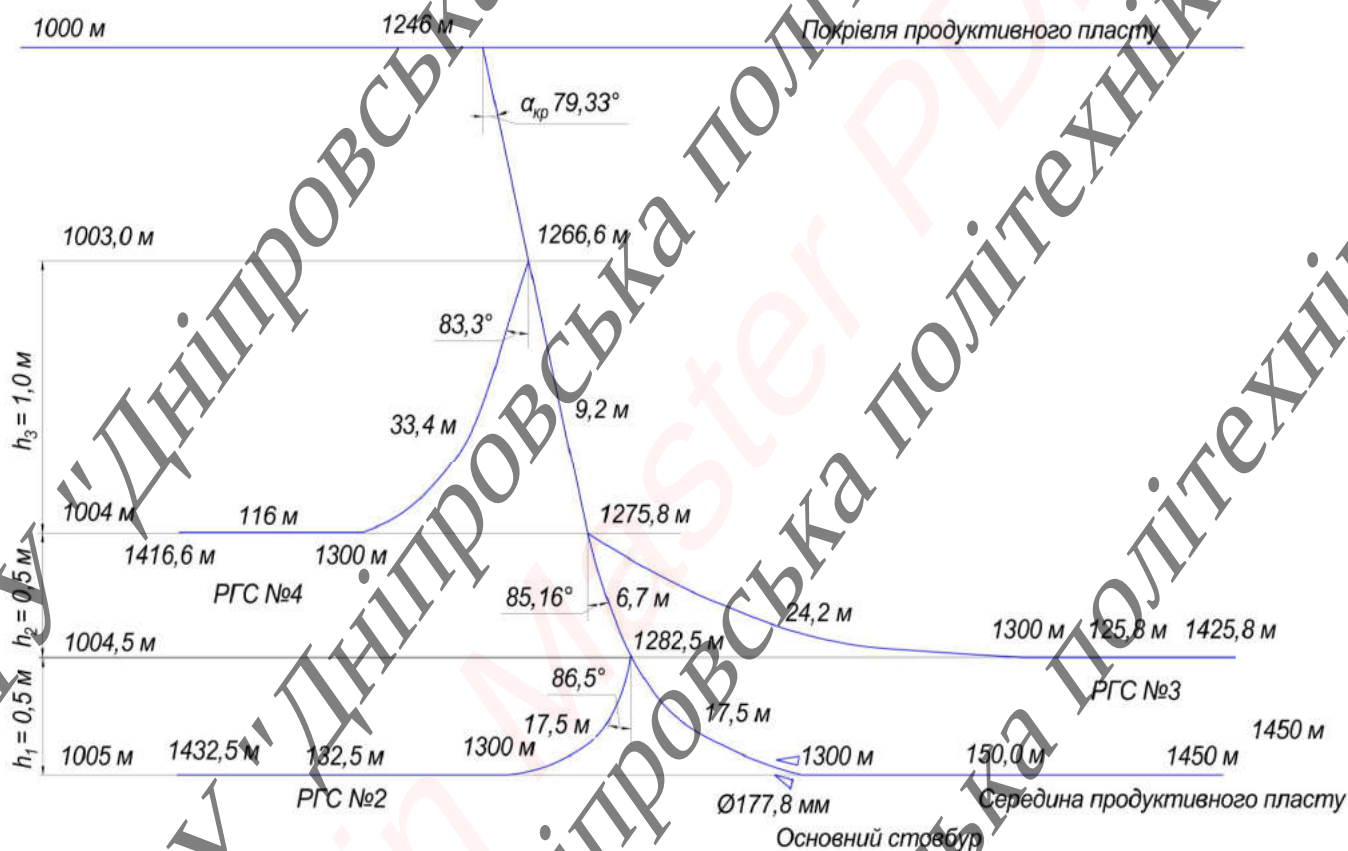


Рис. 6.4. Схема розгалуження стовбурів радіально-горизонтальної свердловини в межах продуктивного пласта

Розрахунок параметрів проектного профілю радіально-розгалужених горизонтальних стовбурів свердловини в межах продуктивного пласта. Вихідні дані для розрахунку (відгалуження № 2).

Відстань від основного горизонтального стовбура до точки зарізання відгалуження № 2 по висоті пласта $h_1 = 0,5$ м (від 1004,5 м до 1005,0 м).

Радіус викривлення стовбура свердловини на інтервалі набору кривизни становить $R_1 = 286,5$ м ($i_{\alpha_1} = 2^\circ/10$ м) при зміні в точці зарізання до $\alpha_2 = 90^\circ$ після виходу стовбура на горизонталь.

Прийняте значення R залишається постійним для набору кривизни у всіх інших радіально-відгалужених стовбурах, що відповідає радіусу викривлення основного стовбура від зенітного кута на глибині покрівлі продуктивного пласта $\alpha_{кр} = 79,33^\circ$ до $\alpha_r = 90^\circ$.

Послідовність розрахунку:

1. Визначається значення зенітного кута α_1 в точці зарізання другого відгалуження ствола з умови

$$h_1 = R(\sin 90^\circ - \sin \alpha_1). \quad (6.1)$$

Вирішуючи щодо α_1 , маємо:

$$\arcsin \alpha_1 = \frac{R - h_1}{R} \quad (6.2)$$

Підставляючи в формулу (6.1) відомі значення R і h_1 , отримуємо:

$$\arcsin \alpha_1 = \frac{286,5 - 0,5}{286,5} = 0,9982$$

звідки

$$\alpha_1 = 86^\circ 30'.$$

2. Визначається відстань l_1 від глибини точки зарізання по дузі викривлення до виходу стовбура на горизонтальну лінію:

$$l_1 = 0,01745 \cdot R \cdot (90^\circ - \alpha_1) = 0,01745 \cdot 286,5 \cdot (90 - 86,5) = 17,5 \text{ м.}$$

3. Визначається глибина точки зарізання $L_{m/3}$ по стовбуру відгалуження №2 з умови

$$L_{m/3(l)} = L_{э/к} - l_1 = 1300 - 17,5 = 1282,5 \text{ м.}$$

4. Довжина горизонтального стовбура відгалуження № 2 складе:

$$a_r = A_r - a_1 = 150 - 17,5 = 132,5 \text{ м.}$$

Приймаємо, що $l_1 = a_1$ зважаючи на велике значення $\alpha \approx 90^\circ$.

5. Для визначення глибини точки зарізання $L_{m/3(2)}$ і параметрів профілю відгалуження ствола № 3 визначається зенітний кут α_2 на глибині $L_{m/3(2)}$ за формулою

$$\alpha_2 = \frac{\arcsin(R \sin \alpha_1 - h_2)}{R} \quad (6.3)$$

де при відомих $R = 286,5$ м, $\alpha_1 = 86,5^\circ$, $h_2 = 0,5$ м маємо: $\alpha_2 = 85,16^\circ$.

6. Знаходиться l_2 – відстань між першим і другим «вікном» в експлуатаційній колоні за формулою

$$l_2 = 0,01745 \cdot R \cdot (\alpha_1 - \alpha_2) = 0,01745 \cdot 286,5 \cdot (86,5 - 85,16) = 6,7 \text{ м.}$$

7. Шукане значення $L_{m/3(2)} = L_{m/3(1)} - l_2 = 1282,5 - 6,7 = 1275,8$ м.

Після вирізання «вікна» на глибині 1275,8 м в подальшому зенітний кут збільшується з $\alpha_2 = 90^\circ$ і буріння відгалуження № 3 триває горизонтальним стволом до глибини 1425,8 м. Відомості про параметри профілю відгалужень стовбура № 2 і № 3 наводяться в табл. 6.3 і графічно на рис. 6.3.

За наведеною методикою розраховані параметри профілю і для відгалуження № 4.

Компонування низу бурильної колоні і режим буріння при будівництві радіально-розгалужених свердловин. Вирізання «вікна» в експлуатаційній колоні діаметром $\varnothing 177,8$ мм. Перед вирізанням «вікна» проводиться обстеження технічного стану колоні. У свердловину спускається «друк», потім локатор, визначення глибини знаходження муфт обсадних труб на інтервалах розтину «вікна» в колоні. Важливе значення має наявність цементного кільця за колоною. Для перевірки наявності цементного каменю за колоною спускають акустичний цементмер.

Після вибору точки зарізання проводиться спуск відхилювача.

Типова конструкція КНБК (по зарубіжній технології) наступна: відхилювач-уісток з якорем; стартовий фрезер ($\varnothing 149,2$ мм); діамагнітні ОБТ $\varnothing 120,6$ мм в поєднанні з MWD-телесистеми; діамагнітне ОБТ (одна труба ≈ 10 м) $\varnothing 120,6$ мм; ОБТС (сталеві) $\varnothing 120,6$ мм розрахункової довжини, що забезпечує необхідну осьову навантаження на долото ($\approx 100-150$ м); інші до гирла свердловини – СБТ $\varnothing 127 \times 9,19$ мм; уісток встановлюється (орієнтується) в заданому азимут.

Усереднені значення параметрів режиму фрезерування (роторне буріння): осьова навантаження $G_d = 0,3-0,7$ т (3-5 кН); число оборотів обертання $n = 40$ об/хв ($0,666 \text{ с}^{-1}$); продуктивність бурового насоса $Q = 16-18$ л/с ($0,016-0,017 \text{ м}^3/\text{с}$).

Розширення вікна в обсадній колоні. Склад КНБК : фрезер колонний $\varnothing 149,3$ мм; ОБТС $\varnothing 120,6$ мм (одна труба ≈ 10 м); фрезер колонний бочкоподібний $\varnothing 156,0$ мм; ОБТС $\varnothing 120,6$ мм розрахункової довжини (100-150 м); інше до гирла свердловини СБТ $\varnothing 127 \times 9,19$ мм.

Таблиця 6.3 – Параметри проектного профілю радіально-горизонтальних свердловин в межах продуктивного пласта

| Глибина знаходження вирізаного «вікна» в колоні, м | | Зенітний кут на глибині вирізаного «вікна» в колоні α_0 , град. | Відстань між «вікнами» в колоні, м | | Довжина інтервалу стовбура при наборі кривизни від α_0 до $\alpha_r = 90^\circ$ | Довжина горизонтального стовбура в пласті, м | Загальна протяжність відгалуження в межах продуктивного пласта, м | Глибина свердловини по довжині стовбура, м |
|--|-------------|--|------------------------------------|-------------|--|--|---|--|
| по вертикалі | по стовбуру | | по вертикалі | по стовбуру | | | | |
| РГС №2 | | | | | | | | |
| 1004,5 | 1282,5 | 86,50 | 0,5 | - | 17,5 | 132,5 | 1004,5 | 1282,5 |
| РГС №3 | | | | | | | | |
| 1004,0 | 1275,8 | 85,16 | 0,5 | 6,7 | 24,2 | 125,8 | 1004,0 | 1275,8 |
| РГС №3 | | | | | | | | |
| 1003,0 | 1366,6 | 82,30 | 1,0 | 9,2 | 33,4 | 116,6 | 1003,0 | 1366,6 |

Примітка: радіус викривлення свердловини при наборі кривизни від значення кута α_0 на глибині вирізаного «вікна» в обсадній колоні до виходу на горизонтальний ствол $\alpha_r = 90^\circ$ в кожній свердловині прийнятий рівним $R = 286,5$ м ($i = 2^\circ/10$ м).

Розширення «вікна» до нормального діаметра свердловини 155,6 мм виробляється за допомогою бочкоподібного фрезера. Вирізання «вікна» вважається закінченим тоді, коли останній фрезер і спущене потім трьохшарошкове долото вільно проходять через «вікно» при підйомі і спуску інструменту. Параметри режиму розширення «вікна» практично мало відрізняються від режиму при первісному зарізання, за винятком деякого збільшення числа оборотів обертання до 50-70 об/хв ($83-116$ с⁻¹).

Набір кривизни у відкритому стовбурі свердловини. Зенітний кут зі значення α_0 – на глибині вирізаного «вікна» збільшується до $\alpha_r = 90^\circ$ (табл. 6.3 і рис. 6.3).

Склад КНБК: трьохшарошкове долото $\varnothing 155,6$ мм; гвинтовий забійний двигун (ВЗД) – відхилювач з регульованим кривим переводником з кутом вигину $\gamma_{к/п} = 1,5-1,8^\circ$ (відхилювач орієнтується в заданому азимуті); перепускний клапан; немагнітні (діамагнітні) ОБТ $\varnothing 120,6$ мм з телесистеми MWD ; немагнітні ОБТ $\varnothing 120,6$ мм (одна труба ≈ 10 м); Ясс $\varnothing 120,6$ мм; сталеві ОБТ $\varnothing 120,6$ мм довжиною 40-50 м; інше до гирла свердловини – СБТ $\varnothing 127 \times 9,19$ мм.

Стабілізація кривизни в відкритому стовбурі свердловини. Склад КНБК : трьохшарошкове долото $\varnothing 155,6$ мм; ВЗД $\varnothing 120,6$ мм, центратор $\varnothing 149,2$ мм, регульований кривої переводник $\gamma_{к/п} = 1^\circ$; перепускний клапан $\varnothing 120,6$ мм; спіральний лопатевої центратор на валу ВЗД, над долотом $\varnothing 152$ мм; система вимірювань кривизни і азимута – MWD/LWD, нейтронний каротаж, резистівметрія $\varnothing 120,6$ мм; діамагнітні ОБТ $\varnothing 120,6 \times 57,1$ мм (одна труба ≈ 10 м); СБТ $\varnothing 88,9 \times 11,4$ мм; яс $\varnothing 120,6$ мм; СБТ $\varnothing 88,9 \times 11,4$ мм (працюють у відкритому стовбурі від забою до глибини знаходження вирізаного «вікна» в обсадній колоні довжиною 70-80 м для забезпечення навантаження на долото при бурінні горизонтального стовбура); інше до гирла свердловини – СБТ $\varnothing 127 \times 9,19$ мм.

Параметри режиму буріння свердловини на інтервалах набору і стабілізації кривизни приблизно однакові: осьова навантаження на долото $G_d = 7-8$ т (70-80 кН); продуктивність бурового насоса $Q = 14-16$ л / с (0,014-0,016 м³/с).

Параметри бурового розчину вибираються в залежності від величини пластового тиску, допустимої репресії на пласт з урахуванням характеристики ВЗД.

Наявна в складі КНБК телесистема MWD призначена для орієнтування відхилювача і контролю за траєкторією стовбура. Крім цього в КНБК встановлюються системи вимірювання фірми «Schlumberger», що виробляють резистивіметрію, акустичний каротаж і нейтронний каротаж, які здійснюють контроль та реєстрацію процесу буріння і параметрів розкриваються гірських порід, включаючи температуру і тиск в пласті.

Безпечний переводник і ясс в складі КНБК призначені для ліквідації прихвату інструменту.

Описана вище технологія будівництва РРГС, заснована на накопиченому позитивному досвіді, передбачає вирізання «вікна» в експлуатаційній колоні Ø177,8 мм і продовження буріння відгалужених стовбурів діаметром Ø155,6 мм. Відпрацьована технологія передбачає оснащення свердловини комплексом внутрішньо-свердловинного обладнання для освоєння, експлуатації та ремонту свердловини. Однак вона не виключає використання в якості експлуатаційної колони обсадних труб Ø168,3 (146,0) мм, тим більше, що у вітчизняній практиці відновлення свердловин з недіючого фонду подібні завдання успішно вирішуються. Накопичений досвід по застосуванню в вітчизняній практиці капітального ремонту свердловин техніки і технології забурювання нового стовбура з обсадної колони дозволяє успішно застосовувати роторний спосіб. Відомі також інші оригінальні рішення по вдосконаленню технології будівництва багатозабійного свердловин (МЗС).

Наприклад, застосовували метод спуску обсадної колони Ø168,3 мм із задалегідь підготовленим «вікном» в колоні, через яке після цементування здійснювався вихід у відкритий стовбур і буріння свердловини.

Накопичений досвід і сучасний стан техніки і технології буріння похилих свердловин дозволяє перейти на масове впровадження методу будівництва багатозабійного свердловин (МЗС) і радіально-розгалужених горизонтальних свердловин (РРГС) і на цій основі різко збільшити дебіти свердловин і вуглеводневіддача пластів.

Висновки за розділом

На підставі проведеного аналізу була спроектована технологія забурювання додаткових стовбурів в умовах Новоаннівських газоносних флексур, що дозволяє суттєво підвищити ефективність буріння додаткових стовбурів.

7 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ УДОСКОНАЛЕНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ

Розрахунок економічної ефективності проведено за методикою, викладеною в [13]. Для розрахунку прийняті наступні ціни за станом на 01.01.18 відповідно до нормативної документації НАК «Укргазвидобування».

Результати розрахунку кошторисної вартості інструмента для проведення вус про удосконалювати технології наведено в табл. 7.1.

Таблиця 8.1 – Розрахунок кошторисної вартості інструмента

| Статті витрат | Одиниця виміру | Інструмент |
|--|----------------|------------|
| Матеріали | грн | 10000 |
| Матеріали з урахуванням ТЗВ | 1,1366 | 11366 |
| Зарплата основна | грн | 250 |
| Премії і доплати | 2% | 5 |
| резерв | 4% | 10 |
| Разом зарплата | грн | 265 |
| Відрахування в пенсійний фонд | 32% | 84,80 |
| Відрахування на соцстрах | 4% | 10,60 |
| Відрахування в фонд зайнятості | 1,5% | 4 |
| Цехові і загальнозаводські витрати від основної зарплати | 305% | 762,50 |
| планова вартість | грн | 12492,90 |
| рентабельність | 30% | 3748 |
| Разом | грн | 16240,70 |
| ПДВ | 20% | 3248,30 |
| Вартість одиниці продукції | грн | 19489 |

Визначимо економічну ефективність удосконаленої технології.

Розрахунок проведемо для наступних умов (табл. 7.2):

Таблиця 8.2 – Вихідні дані для розрахунку економічної ефективності

| параметр | Од. виміру | Величина |
|---|------------|----------|
| тривалість рейсу | ч | 10 |
| Середня тривалість спуско-підйомних операцій | ч | 24 |
| Середня тривалість допоміжних операцій | ч | 6 |
| Необхідна кількість рейсів при стандартній технології | шт. | 3 |
| Необхідна кількість рейсів при удосконаленій технології | шт. | 1 |
| Середня вартість роботи 1 ч бурової установки | грн | 500 |

1. Економічна ефективність удосконаленої технології застосуванні її на одній свердловині

$$E_{\text{екв}} = E_c - E_y, \quad (7.1)$$

де E_c – вартість забурювання бічного стовбура при стандартній технології;

E_y – вартість забурювання бічного стовбура при вдосконаленій технології.
В свою чергу

$$E_c = D_{\text{БУ}} * (T_p + T_{\text{СПО}} + T_{\text{всп.о.}}) * N_p + C_{\text{ст.ин.}}, \quad (7.2)$$

де $D_{\text{БУ}}$ – середня вартість роботи однієї години бурової установки,
 $D_{\text{БУ}} = 500$ грн;

T_p – тривалість рейсу, $T_p = 10$ год;

$T_{\text{СПО}}$ – середня тривалість СПО, $T_{\text{СПО}} = 24$ год;

$T_{\text{всп.о.}}$ – середня тривалість допоміжних операцій $T_{\text{всп.о.}} = 6$ год;

N_p – кількість рейсів для забурювання бічного стовбура;

$C_{\text{ст.ин.}}$ – вартість інструменту при стандартній технології,
 $C_{\text{ст.ин.}} = 15000$ грн.

тоді

$$E_c = 500 * (10 + 6 + 24) * 3 + 15000 = 75000 \text{ грн}$$

Вартість забурювання бічного стовбура при вдосконаленій технології

$$E_y = D_{\text{БУ}} (T_p + T_{\text{СПО}} + T_{\text{всп.о.}}) * N_p + C_{\text{у.ин.}}, \quad (7.3)$$

де $C_{\text{у.ин.}}$ – вартість інструменту при вдосконаленій технології, $C_{\text{у.ин.}} = 19489$ грн.

Підставимо чисельні значення в (8.3) отримаємо

$$E_y = 500 * (10 + 24 + 6) * 1 + 19489 = 39489 \text{ грн.}$$

Тоді економічна ефективність удосконаленої технології при застосуванні її на одній свердловині

$$E_{1\text{скв.}} = 75000 - 39489 = 35511 \text{ грн.}$$

2. Визначаємо економічну ефективність на одну вкладену в інструмент для удосконаленої технології гривню

$$E_{1\text{грн.}} = \frac{E_{1\text{скв.}}}{C_{\text{у.ин.}}}, \quad (7.4)$$

тоді

$$E_{1\text{грн.}} = \frac{35511}{19489} = 1,82 \text{ грн/грн}$$

Висновки за розділом

Таким чином видно, що застосування удосконаленої технології приносить велику економічну ефективність в розмір ϵ : тридцять п'ять тисяч п'ятсот одинадцять гривень (35511) на одну свердловину. Особливо добре показує ефективність такий показник як ефективність на 1 вкладену гривню.

8 ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

8.1 Безпека праці при будівництві свердловини

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

У процесі буріння згідно з нормативно-технічними документами контролюються такі параметри:

- а) вага на гаку з реєстрацією на діаграмі;
- б) якісна характеристика бурового розчину з реєстрацією в журналі;
- в) тиск у маніфольді бурових насосів з реєстрацією на діаграмі чи в журналі;
- г) рівень розчину в приймальних ємностях під час буріння.

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

У процесі буріння необхідно контролювати траєкторію стовбура свердловини. Обсяг та періодичність вимірів визначаються проектом. На буровій установці повинна бути схема фактичної траєкторії стовбура в просторі. На буровій установці необхідно щозміни заповнювати вахтовий журнал установленної форми. У процесі буріння після завершення додання ведучу трубу та першу свічу необхідно підіймати на першій швидкості.

Начальник бурової установки або буровий майстер надає керівництву бурового підприємства добовий рапорт про роботи, що проведені на буровій. До добового рапорту додаються діаграми реєструвальних контрольно-вимірювальних приладів. Організація і порядок зміни вахти встановлюються положенням, розробленим буровим підприємством.

Відповідно до вимог системи стандартів безпеки праці, ДСТУ15–001–88 (п.4.2), ДСТУ 12.2.003–91 перед початком монтажних і бурових робіт передбачається вхідний контроль обладнання, приладів і інструменту на відповідність їх ДСТУ і ТУ, а також наявність паспортів на все обладнання, прилади і інструмент.

До проведення робіт по бурінню свердловини допускаються фахівці, які мають спеціальну освіту і практичний досвід роботи, а при бурінні похило направлених свердловин бурова бригада повинна бути навчена згідно діючих інструкцій і регламентів буріння похило направлених свердловин.

Згідно п. 6.3.29 Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України та ДСТУ 320.02829777.014–99, з метою запобігання безпечної експлуатації бурова вежа, крон блок, рама кронблока, підкронблочні балки піддаються не рідше одного разу в два місяці механіком і буровим майстром, а також не рідше одного разу на рік – ретельному огляду спеціальною бригадою по огляду бурових веж в порядку, визначеному підприємством. Результати огляду за їх

підписами заносяться в журнал перевірки технічного стану обладнання. Результати перевірки технічного стану бурової вежі оформлюється актом за підписом спеціалістів, що проводили огляд.

8.2 Пожежна безпека

Організація і порядок навчання, проведення інструктажів, перевірки знань з питань охорони праці та пожежної безпеки й допуску персоналу до самостійної роботи здійснюється відповідно до вимог Типового положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці, затвердженого наказом Держнаглядохоронпраці України від 26.01.2005 N 15, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 15.02.2005 за N 231/10511 (НПАОП 0.00-4.12-05); Переліку робіт з підвищеною небезпекою, затвердженого наказом Держнаглядохоронпраці України від 26.01.2005 N 15, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 15.02.2005 за N 232/10512 (НПАОП 0.00-8.24-05); Типового положення про інструктажі, спеціальне навчання та перевірку знань з питань пожежної безпеки на підприємствах, в установах та організаціях України, затвердженого наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 29.09.2003 N 368, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 11.12.2003 за N 1148/8469 (НАПБ Б.02.005-2003); Переліку посад, при призначенні на які особи зобов'язані проходити навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки, та порядку їх організації, затвердженого наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 29.09.2003 N 368, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 11.12.2003 за N 1147/8468 (НАПБ Б.06.001-2003). Не дозволяється допуск до роботи осіб, які не пройшли навчання, інструктаж і перевірку знань з охорони праці і пожежної безпеки.

До керівництва роботами з буріння, освоєння і ремонту свердловин, ведення геофізичних робіт у свердловинах, а також з видобування та підготовки нафти і газу допускаються особи, що мають освіту за фахом, пройшли навчання та перевірку знань з охорони праці відповідно до НПАОП 0.00-4.12-05 та пожежної безпеки відповідно до НАПБ Б.02.005-2003.

На площадці бурової необхідно передбачити зовнішнє водозабезпечення для пожежогасіння згідно «Протоколу технічної наради з питань зовнішнього водозабезпечення площадок бурових БУ «Укрбургаз» для пожежогасіння» від 06.07.2000р. і типової схеми «Зовнішнього водозабезпечення бурових БУ «Укрбургаз» для пожежогасіння». Транспорт при в'їзді на територію вибухопожежонебезпечних об'єктів повинен бути обладнаний іскрогасником.

Улаштування виробничих будівель і споруд повинно відповідати вимогам проекту, державних будівельних норм «Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва» (ДБН В.1.1-7-2002), будівельних норм і правил «Производственные здания» (СНиП 2.09.02-85*), «Сооружения промышленных предприятий» (СНиП 2.09.03-85), «Административные и бытовые здания» (СНиП 2.09.04-87) і Правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості України N 497/15188.

Підприємство (підрозділ, служба тощо) зобов'язане мати масштабні плани своїх комунікацій з точними прив'язками і надійними реперами.

Відстань між спорудами повинна відповідати вимогам будівельних норм і правил «Генеральные планы промышленных предприятий» (СНиП П-89-80).

Виробничі будівлі і споруди закріплюються за виробничими підрозділами підприємства. Начальники підрозділів є особами, що відповідають за експлуатацію, протипожежний стан, збереження і ремонт закріплених за ними споруд, будівель або окремих приміщень.

Виробничі приміщення повинні мати не менше двох входів (виходів), розташованих з протилежних боків приміщення. Вікна і двері приміщення повинні відкриватися назовні. Підлога повинна бути з вогнестійких матеріалів.

На вході до приміщень повинні бути вивішені таблички з позначенням категорії приміщення щодо вибухопожежної і пожежної небезпеки згідно з «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. ОНТП 24-86», затвердженим Міністерством внутрішніх справ СРСР від 27.02.86 (НАПБ Б.07.005-86), і класом зони.

Входи до приміщень повинні бути улаштовані тамбур-шлюзами або повітряно-тепловими завісами в холодну пору року. Кожне виробниче приміщення повинне мати не менше одного основного проходу шириною не менше 1,5 м.

Автоматичне пожежогасіння і пожежну сигналізацію в будівлях необхідно передбачати згідно з Переліком однотипних за призначенням об'єктів, які підлягають обладнанню автоматичними установками пожежогасіння та пожежної сигналізації, затвердженим наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 22.08.2005 N 161, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 05.09.2005 за N 990/11270 (НАПБ Б.06.004-2005).

Усі приміщення повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння відповідно до Типових норм надійності вогнегасників, затверджених наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 02.04.2004 N 151, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 29.04.2004 за N 554/9153 (НАПБ Б.03.001-2004).

Куріння на підприємстві дозволяється лише в спеціально відведених місцях за погодженням з органами державного пожежного нагляду України. Ці місця повинні бути обладнані урнами і ємностями з водою, а також написами «Місце для куріння».

Обладнання на об'єкті повинно розташовуватися так, щоб була можливість зручного і безпечного його обслуговування і ремонту. Відстань між обладнанням та відстань від обладнання до стін будівлі повинна бути не менше ніж 1 м, а ширина робочого проходу не менше ніж 0,75 м.

Робочі місця, об'єкти, джерела протипожежного водопостачання та місця розташування первинних засобів пожежогасіння, проїзди та підходи до них, проходи і переходи в темний час доби повинні бути освітлені. Залежно від кількості робочих змін зовнішнє освітлення території і окремих об'єктів допускається вмикати лише під час огляду або ремонту обладнання.

8.3 Вимоги до техніки безпеки при забурюванні додаткових стовбурів

Робочі проекти на будівництво направлених свердловин повинні містити наступні положення і рішення:

- обґрунтування профілю і інтенсивності викривлення (радіусу викривлення) ствола свердловини;
- розрахунки додаткових навантажень, що вигинають, на колони обсадних, бурильних і НКТ в інтервалах різкого викривлення ствола;
- заходи щодо забезпечення безвідмовної і безаварійної роботи колон обсадних, бурильних і насосно-компресорних труб в умовах інтенсивного викривлення ствола свердловини в зенітному і азимутному напрямках;
- коефіцієнти запасу міцності для розрахунку обсадних колон і умови забезпечення герметичності їх різьбових з'єднань;
- технічні умови по забезпеченню прохідності усередині колон труб інструменту і пристосувань для проведення технологічних операцій, приладів ловильного інструменту і внутрішньосвердловинного устаткування;
- заходи щодо мінімізації зносу обсадних колон при спуско-підйомних і інших операціях, запобіганню жолобоутворень в інтервалах викривлення і горизонтальній ділянці;
- криплення свердловини в інтервалах інтенсивного викривлення (при необхідності);
- допустимі навантаження на стінки свердловини від сили притиснення колони бурильних труб в місцях інтенсивного набору кривизни.

Для видалення газових скупчень у місцях розширення ствола, перегибах і тому подібне інтенсивність промивання на початку кожного добування повинна забезпечувати утворення турбулентного потоку в кільцевому просторі горизонтальної частини ствола. Вихід розгазованої пачки розчину на поверхню повинен фіксуватися і при необхідності регулюватися.

Розрахунок обсадних колон здійснюється з урахуванням таких умов:

- коефіцієнти запасу міцності на надлишковий тиск для секцій тих, що знаходяться в межах горизонтальної ділянки складають 1,3-1,5, для секцій тих, що знаходяться в інтервалах викривлення від 3,0 до 5,0 град/10м – 1,05, для секцій в інтервалах викривлення понад 5 град/10м – 1,10;
- коефіцієнт запасу міцності на внутрішній тиск – 1,15;
- розрахунок обсадних колон на розтягування повинен вироблятися в установленому порядку.

При проведенні розрахунків для інтервалів інтенсивного викривлення – слід вибирати труби високих груп міцності.

Вибір різьбових з'єднань і герметизуючих засобів в інтервалах інтенсивного викривлення ствола повинен робитися на підставі табл. 8.1.

Компонування бурильних труб, розрахунки її на міцність повинні виходити з наступних положень:

- в інтервалі викривлення і вище встановлюються товстостінні бурильні труби;
- ОБТ розташовується вище за інтервал інтенсивного викривлення ствола свердловини.

Таблиця 8.1 Різбові з'єднання і герметизуючі засоби в інтервалах інтенсивного викривлення ствола свердловини

| Інтенсивність викривлення, град/10м | Надлишковий внутрішній тиск, МПа | Поєднання різбових з'єднань і герметизуючих засобів | |
|-------------------------------------|----------------------------------|---|---------------------------|
| | | оптимальне | що допускається |
| Рідке середовище | | | |
| 5,0-10,0 | до 25,0 | ОТГ (Р-2, Р-402) | ОТГМ з тефлоновим кільцем |
| | >25,0 | ТБО (Р-2, Р-402) | ОТГ (Р-2, Р-402, Р-416) |
| понад 10,0 | до 25,0 | ТБО (Р-2, Р-402) | ОТГ (Р-2, Р-402, Р-416) |
| | >25,0 | VAM (аналоги) | ТБО (Р-2, Р-402) |
| Газове середовище | | | |
| 5,0-10,0 | до 25,0 | ТБО (Р-2, Р-402) | ОТГ (Р-2, Р-402) |
| | >25,0 | VAM (аналоги) | ТБО (Р-2, Р-402) |
| понад 10,0 | до 25,0 | VAM (аналоги) | ТБО (Р-2, Р-402) |
| | >25,0 | VAM (аналоги) | VAM (аналоги) |

Вибір зовнішнього діаметру замкових з'єднань бурильної колони, їх конструкція здійснюється з урахуванням проектною інтенсивності викривлення ствола з метою мінімізації навантажень на стінку свердловини для попередження жолобоутворення і зниження зносу обсадних колон. Виникнення навантажень на стінки свердловини вище за граничні значення, встановлені проектом, неприпустимо.

8.4 Безпека в надзвичайних ситуаціях

Можливими надзвичайними ситуаціями можуть бути землетрус, пожежа, хімічне забруднення, радіоактивне забруднення, кліматичні аномалії.

Найбільш вірогідна надзвичайна ситуація – пожежа. У разі виникнення пожежі необхідно викликати по телефону пожежну бригаду, вказавши прізвище, адресу об'єкту, поверховість будівлі, місце виникнення пожежі, обстановку на пожежі, наявність людей. Також треба прийняти заходи по евакуації людей, гасінню і збереженню матеріальних цінностей і повідомити керівника. У разі потреби викликати інші аварійно-рятувальні служби. Керівник (посадовець) продублювати виклик і прийняти заходи по евакуації людей, виділити усіх людей в небезпечну зону і так далі. При приїзді аварійних служб забезпечити проїзд до об'єкту і надавати допомогу в гасінні пожежі.

Також визначити заходи по ліквідації наслідків надзвичайної ситуації.

Висновки за розділом

1. Наведені вимоги до безпеки праці при будівництві свердловини.
2. Розглянуті правила пожежної безпеки.
3. Особлива увага приділена вимогам до техніки безпеки при забурюванні додаткових стовбурів.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі був проведений аналіз стану буріння і експлуатації горизонтальних свердловин і бічних горизонтальних стовбурів. Розглянуто вимоги до технології будівництва бокових стовбурів. Проаналізовано фактори, що впливають на вибір технологічної схеми забурювання бічних стовбурів і профілю свердловини. Розібрано проведення робіт з буріння бічного стовбура і вирізання обсадної колони.

На підставі проведеного аналізу була спроектована технологія забурювання додаткових стовбурів в умовах Новоаннівських газоносних флексур, що дозволяє суттєво підвищити ефективність буріння додаткових стовбурів.

Розрахована економічна ефективність запропонованих рекомендацій. Розрахунок показав, що застосування запропонованих рекомендацій дає значний економічний ефект.

В роботі наведені заходи з охорони праці та техніка безпеки.

Таким чином, в результаті виконання кваліфікаційної роботи були досягнуті всі цілі і завдання, що стояли перед початком досліджень.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кагарманов Н.Ф. Оптимизация технологий разработки нефтяных и газовых месторождений посредством нетрадиционной системы ГС / Н.Ф. Кагарманов, Е.М. Тимашев, Т.Г. Берди // *Материалы седьмого Европейского симпозиума по увеличению нефтеотдачи пластов.* – М., 1993. – Том 2. – С. 148-159.
2. Кагарманов Н.Ф. Вскрытие продуктивных пластов горизонтальными скважинами / Н.Ф. Кагарманов, М.Р. Давлетбаев, В.Х. Самигуллин, Р.С. Шайнуров, Р.Х. Юмашев, Р.М. Гилязов // *Межвузовский тематический сб. науч. тр.* – Уфа: УГНТУ, 1996.
3. Медведев Н.Я. Новые технологии нефтеизвлечения из залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Н.Я. Медведев, Ю.Е. Батурин // *Вопросы проектирования и разработки нефтяных месторождений: Материалы семинара Минтопэнерго.* – М., 1999. – С. 6-8.
4. Tegrani D.H., Peden J.M. Critical reservoir parametess affecting succstss of horizontal wells // *Материалы седьмого Европейского симпозиума по увеличению нефтеотдачи пластов.* – М, 1993. – Том 2. – С. 175-184.
5. А. Бронзов, В. Кульчицкий, А. Калинин. Истоки технологий строительства горизонтальных скважин. – М.: Бурение и нефть, 2004. – № 10. – С. 8-12.
6. Габрелин С.С. Опыт и перспективы зарезки боковых стволов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // *Нефтегазовая вертикаль.* – 2006. – № 2.
7. Other production enhancement move forward // *World Oil.* – 1992. – Vol. 213. – № 4. – P. 29.
8. Horisontal wells seen boost for Canadian oil flom, *Oil and Gas J.* – 1993. – Vol. 91. – № 21. – P. 35.
9. V.S. 92 horisontal coald well costs tallied // *Oil and Gas J.*-1994.23/ V.-Vol. 92. – № 21. – P. 90.
10. Багаутдинов А.К. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / А.К. Багаутдинов, С.А. Барков, Г.К. Белович. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – Том 2. – 352 с.
11. W. Georgy Deskins, William J.Mcdonald, Thomas B. Reid. Survey shoms successes, failures of horisontal wells // *Oil and Gas J.* – 1995. – Vol. 93. – № 25. – P. 39-45.
12. Хисматов Р.И. Особенности разработки пластов АС4-8 Федоровского месторождения // *Сер. Геология, разведка и разработка нефтегазовых месторождений.* – 1999. – № 10. – С. 26-33.
13. Борисов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Ю.П. Борисов, В.П. Платовский, В.П. Табаков. – М.: Недра, 1964. – 217 с.
14. Шайхутдинов Р.Т. Бурение горизонтальных скважин из экспериментальных колонн диаметром 146 мм / Р.Т. Шайхутдинов, В.Е. Бирюков, В.Г. Тимошин // *Нефтяное хозяйство.* – 1999. – № 6. – С. 19-20.
15. Кудинов В.И. Горизонтальное бурение и зарезка боковых горизонтальных стволов в нерентабельных скважинах ОАО «Удмуртнефть» / В.И. Кудинов, В.А. Савелов, Е.И. Богомольный // *Нефтяное хозяйство.* – 1997. – № 5. – С. 17-20.
16. Афанасьев С.В. Бурение горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов в ОАО «Удмуртнефть» // *Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.* – 1998. – № 3-4. – С. 16-19.

17. Акатьев В.А. О состоянии и основных направлениях развития буровых работ // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 4. – С. 2-5.

18. Алекперов А.А. Определение вероятности встречи вертикальных стволов наклонных скважин при кустовом бурении. Теория и практика бурения наклонных скважин / А.А. Алекперов, А.Р. Арустмян // Тематич. сб. науч. тр. – Баку, 1989. – С. 66-68.

19. Кудинов В.И. Разработка месторождений высоковязких нефтей Удмуртской Республики системой ГС / В.И. Кудинов, Е.И. Богомольный, М.И. Дацик // Применение новых технологий бурения горизонтальных стволов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти: Сб.тр. – Ижевск, 1998. – С. 10-30.

20. Дияшев Р.Н. Бурение дополнительных горизонтальных стволов для движения нефтеотдачи старых месторождений / Р.Н. Дияшев, Р.С. Хисамов, Р.Г. Рамазанов // Проблемы строительства, эксплуатации и исследования горизонтальных скважин: науч. техн. конф. – Казань, 1991. – Вып. 1 – С. 28-33.

21. Гибадуллин Н.З. Опыт строительства горизонтальных скважин на месторождениях АНК «Башнефть» / Н.З. Гибадуллин, Р.Х. Юмашев // Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998. – № 3-4. – С. 11-12.

22. Буслаев В.Ф. Технич.-технологические решения по строительству горизонтальных и разветвленных скважин // Бурение скважин. – 1992. – № 10. – С. 8-12.

23. Никитин Б.А. Особенности проектирования наклонно направленных и горизонтальных скважин с большим отклонением от вертикали при разработке морских, нефтяных и газовых месторождений / Б.А. Никитин, А.В. Мнацаканов, Г.С. Оганов // Техника и технология бурения. – 1998. – № 7. – С. 2-9.

24. Богданов В.Л. Анализ результатов бурения и эксплуатации горизонтальных скважин на Федоровском месторождении / В.Л. Богданов, Н.Я. Медведев, В.П. Ерохин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 8. – С. 30-42.

25. Медведев Н.Я. Анализ эффективности и перспективы применения методов воздействия на пласты / Н.Я. Медведев, В.П. Снитч, В.А. Мишарин // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 9. – С. 69-75.

26. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. М. Недра-Бизнесцентр, 2002. – 255 с.

27. Акбулатов Т.О., Левинсон Л.М., Салихов Р.Г., Янгиров Ф.Н. Расчеты при бурении наклонных и горизонтальных скважин. Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005.

28. Калинин А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: справочник / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б. З. Султанов, под ред. А. Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 618 с.

29. Мислюк М.А., Рибчик Г.Й., Яремийчук Р.С. Буріння свердловин: У 5 т. Том 3. Вертикальне та скероване буріння. К. : Інтерпрес ЛТД, 2004. – 293 с.

30. Музапаров М.Ж. Направленное бурение. В 5 томах. Учебник. – Алматы: КазНТУ, 2005.

31. Нескоромных В.В. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. Учеб. пособие. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016. – 318 с.

32. Повалихин А.С. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков, К. М. Солодкий. – 2012. – 645 с.