

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

ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Кафедра техніки розвідки родовищ корисних копалин

ПОСВІДОЧАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеня магістра

студента Сторчакова Кирила Стегевича

академічної групи 185М-17з-1

спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

спеціалізації за освітньо-професійною програмою

185.01 «Спорудження нафтових і газових свердловин»

на тему: "Розробка технологій підвищення ефективності експлуатації багатовибійних газових свердловин"

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою рейтинговою		Підпис
		кваліфікаційної роботи	розділу	
кваліфікаційної роботи	Судаков А.К.			
розділу				
Охорона праці	Безшасний О.В.			
Рецензент				
Нормоконтроль	Судаков А.К.			

Дніпро 2018

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

Завідувач кафедри технічної розвідки  
родовищ корисних копалин  
\_\_\_\_\_ д.т.н. Довідченко О.М.

\_\_\_\_\_ (дата)

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеня магістра**

студенту Сторчакову Кирилу Олеговичу академічної групи 185м-17з-1

спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

спеціалізації за освітньо-професійною програмою 185.01 «Спорудження нафтових і газових свердловин»

Тема дипломної роботи: «Розробка технологій підвищення ефективності експлуатації багатобіійних газових свердловин».

затверджену наказом ректора НТУ «Східноєвропейський національний університет імені Гетьмана Мазепи» від \_\_\_\_\_

Розділ	Зміст завдання	Термін виконання
1	Аналіз сучасного стану експлуатації багатобіійних і горизонтальних свердловин газових газоконденсатних родовищах	15.09.2018
2	Визначення раціональної ділянки горизонтальної ділянки багатобіійної свердловини	01.10.2018
3	Розробка конструкції фільтрів для бічних відгалужень багатобіійних свердловин	01.11.2018
4	Визначення режимів промивання горизонтальних стволів	01.12.2018
5	Безпечна праця	10.12.2018

Завдання видано \_\_\_\_\_

(підпис)

А.К. Судаков

Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

01.10.2018 р.

Дата подання до екзаменаційної комісії \_\_\_\_\_

10.12.2018 р.

Прийнято до виконання \_\_\_\_\_

(підпис).

К.О. Сторчакова

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ БАГАТОВИБІЙНИХ І ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН НА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩАХ.....	6
2 ВИЗНАЧЕННЯ РАЦІОНАЛЬНОЇ ДОВЖИНИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЇ ДІЛЯНКИ БАГАТОВИБІЙНОЇ СВЕРДЛОВИНИ.....	19
3 РОЗРОБКА КОНСТРУКЦІЇ ФІЛЬТРУ ДЛЯ БІЧНИХ ВІДГАДІВЕНЬ БАГАТОВИБІЙНИХ СВЕРДЛОВИН.....	30
4 ВИЗНАЧЕННЯ РЕЖИМУ ПРОМИВАННЯ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН.....	37
5 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	
ВИСНОВКИ.....	58
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	59

## ВСТУП

### Актуальність проблеми

Перші багатовибійні свердловини були пробурені в Україні ще початку 50-х років минулого століття. Проте будівництво цих свердловин в промислових масштабах стало здійснюватися тільки останнім часом.

Широкому впровадженню багатовибійних свердловин сприяли науково-технічні розробки останніх років, що дозволяють бурити свердловини будь-яких профілів із вибієним орієнтуванням бурового інструменту.

В початковий період впровадження в практику багатовибійних або горизонтальних свердловин приймалися, що дебіти свердловин лінійно збільшувалися із збільшення довжини горизонтальних свердловин і бічних відгалужень.

Проте результати роз'язамічних досліджень цих свердловин не підтверджували концепцію лінійного підсилення дебіта пропорційно збільшенню довжини горизонтального ствола.

В початковий період впровадження багатовибійних свердловин наукові розробки по обґрунтуванню оптимальної довжини горизонтальної свердловини відставали від практичних можливостей будівництва горизонтальних багатовибійних свердловин. До теперішнього часу є численні теоретичні розробки вітчизняних, та і зарубіжних дослідників за визначенням оптимальної довжини горизонтальних свердловин.

Проте ні в одній з цих робіт не розглядаються проблеми експлуатації багатовибійних свердловин, особливо експлуатації свердловин побудованих в продуктивних пластах, схильних руйнування і утворення глинисто-піщаних пробок.

Проблема віддалення продуктивних пластів із забоїв в процесі експлуатації горизонтальних свердловин, особливо із забоїв багатовибійних свердловин, актуальна, оскільки частенько неможливо проникнути

промивальними трубами в усі бічні стволи, для промивання забитих і видалення породи, що опало у свердловині.

Метою роботи є розробка комплексу технологічних рішень, спрямованих на підвищення ефективності експлуатації багатоствоєвих газових і газоконденсатних свердловин.

#### **Основні завдання досліджень**

Виконати аналіз сучасного стану умов експлуатації багатоствоєвих і горизонтальних свердловин на газових і газоконденсатних родовищах.

Визначити оптимальну довжину горизонтальної ділянки багатоствоєвої свердловини.

Розробити конструкції фільтрів для бічних відгалужень багатоствоєвих свердловин.

Визначити режим промивання горизонтальних стволів.

#### **Наукова новизна**

Розроблена методика встановлення оптимальних довжин горизонтальних стволів багатоствоєвої свердловини, де швидкість фільтрації, що добувається вища за швидкість винесення твердих часток породи продуктивного пласта, з урахуванням обмежень по допустимій депресії та підтриманням необхідних режимних параметрів на вході в промисловий колектор.

#### **Об'єм роботи**

Робота складається з введення, двох глав і висновків, складених на 60 сторінках, включено 3 малюнки, 1 таблиця. Список використаної літератури включає 22 найменувань.

# 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ БАГАТОВИДНИХ І ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН НА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩАХ

На території України досліджені значні запаси енергетичних ресурсів. Україна розвинений потужний енергетичний комплекс - авангард розвитку економіки, що має велике політичне значення. Розвиток окремих галузей національного господарства заснований на енергетиці.

Нині реалізується цілеспрямована енергозбережна політика в усіх видах діяльності суспільства. Актуальність енергозбереження зумовлена значним об'ємом видобування паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) в зловитві, транспорті, переробці і зберіганні.

Державною політикою застосування інноваційних енергозбережних технологій, підвищення ефективності використання підземних паливно-енергетичних ресурсів, дотримання усіх екологічних вимог збереження довкілля.

## 1.1 Ускладнення, що виникають при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин

Важливим науково-технічним завданням виконання рішень енергетичної політики при розробці родовищ є досягнення високої міри нафтогазоотдачі, не зважаючи при цьому темпи здобичі техніко-економічні показники підприємств.

Причинами, що не дозволяють ефективно виконати це завдання, є ускладнення, що виникають при експлуатації свердловин і призводять до зменшення їх продуктивності. Основними причинами, що призводять до зниження добивних можливостей свердловин, є:

- кольматація ПЗП внаслідок проникнення фільтрату бурової розчину і технологічних рідин при будівництві і ремонті свердловин;

- обвалювання свердловин;

- диспропорційне і утворення глинистопесчанних пробок.

Одним з несприятливих явищ при освоєнні, експлуатації свердловин є обвалювання ліфтової колонії глинистих пробок. Це прискорює абразивний знос внутрішнього устаткування і бурових перфорацій, можливе те, що зім'ялять колон на забої, зупинка свердловин. Якщо пісок потрапляє в промислове устаткування, то прискорюється його знос [4].

Аналіз літературних джерел свідчить про те, що основна причина винесення піску у свердловину - це цементований рихлий колектор і привибійна зона (ПЗП) руйнується не витримуючи напруги при фільтрації. Діючий на забої градієнт тиску перевищує допустиму величину.

Крім того, відбувається поширення руйнування в пласті, можливе обвалення покрівлі і зім'ялять експлуатаційної колонії.

По-друге, руйнуються гравієві фільтри, що призводить до посилення інфільтрації пласта.

По-третє, зношується як устаткування свердловин так і устаткування наземної системи буру.

По-четверте, в працюючій свердловині можуть утворитися висячі глиняні пробки нижче за черевик і в самій ліфтовій колонії при зупинці скучуються на забої, можуть захопити нижню частину НКТ.

Літературний аналіз показує, що для попередження руйнування ПЗП використовуються наступні способи [3, 7]:

- зменшення дебітації на пласт шляхом зниження дебіта свердловини;

- установка не коутримуючих фільтрів для створення екранів у поверхні фільтрації;

- зміцнення привибійної зони пласта шляхом обробки її різними полімерними еднальними, оліями або ін.;

- зниження фазової проникності по рідині шляхом очищення ПЗП. Проблема досягнення високих рівнів здобичі вуглеводневої сировини пов'язана із забезпеченням ефективності експлуатації свердловин шляхом підтримки на максимальному рівні їх продуктивності.

Основні напрями збільшення продуктивності свердловин можна розділити на дві групи.

К першій групі відносяться технологічні заходи, спрямовані на зменшення втрат енергії при русі рідини по пласту і по НКТ (очищення привибійної зони пласта, видалення фільтрів і рідини пласта з НКТ).

Другу групу складають технічні заходи. До них відносять:

- будівництво розгалужень як вертикальних, і горизонтальних свердловин;
- будівництво нових розгалужених горизонтальних свердловин;
- розширення діаметру труб більшого діаметру;
- застосування засобів інтенсифікації здобичі.

Аналіз літературних і патентних джерел показує, що найбільш поширений напрям дії на привибійну зону пласта представлений хімічними методами очищення ПЗП [8]. Але ефект від дії на привибійну зону з метою очищення хімічними методами незначимий і короткочасний.

З літературного аналізу випливає, що технологічні методи не мають радикального рішення проблеми підвищення продуктивності свердловин, вони допускають зниження відбору, або в процесі експлуатації свердловини пропонують спеціальні заходи в конкретних умовах.

Найбільш перспективним напрямом підвищення продуктивності свердловин є будівництво багатовибійних горизонтальних свердловин.

Об'єми будівництва горизонтальних і багатовибійних з горизонтально розгалуженими стволами свердловин на різних стадіях розробки родовищ вуглеводні, об'єднаними роками, росли. Активний розвиток цих технологій пов'язаний з необхідністю інтенсифікації здобичі вуглеводневої сировини і підвищення міри його використання з надр.



Досягається це за рахунок збільшення площі фільтрації продуктивної зони продуктивних пластів, розширення локальних зон припливу вуглеводнів до забою свердловин.

Практика показує, що технології з горизонтальним закінченням фільтрів свердловин дозволяє інтенсифікувати здобич вуглеводнів і підвищити коефіцієнт витягання. Продуктивність таких свердловин в 1,5-5,0 разів вища, ніж вертикальних. Протягом 35 до 50% із загального числа горизонтальних свердловин виявляються неефективними, оскільки їх дебіти задовжуються на рівні і навіть менше вертикальних [82]. Аналіз промислової інформації свідчить, що причини такого положення пов'язані з рядом технологічних чинників. Основними технологічними проблемами є:

- оптимізація довжини горизонтальної ділянки ствола і числа розгалужених забоїв;
- підвищення ефективності методів попередження і ізоляції поглинань і водонасвітів в процесі буріння;
- оптимізація режимів припливу вуглеводнів до горизонтального фільтру.

Перераховані технологічні проблеми експлуатації горизонтальних свердловин погіршують техніко-економічні показники добування вуглеводнів.

В зв'язку з цим важливим завданням наукових і практичних досліджень в області добування вуглеводнів є подальше вдосконалення і розвиток технологій будівництва і експлуатації багатовибійних свердловин.

## 1.2 Технологія будівництва горизонтальних і багатовибійних свердловин

Рішення проблем будівництва і експлуатації горизонтальних і багатовибійних свердловин досліджені дослідженнями вітчизняних і зарубіжних авторів.

Більшість розробок методів розрахунку дебітів горизонтальних свердловин стосуються до нафтових свердловин при лінійному законі фільтрації.

Для газових свердловин значним ускладненням розробки методів розрахунку дебітів є необхідність обліку нелінійного закону фільтрації в пластині зони прилеглої до свердловини. Крім того важливо враховувати нелінійний закон руху газу в горизонтальних стволах, доцільності закону руху газу в стволі приводить облік втрат і інерційних сил. Облік цих чинників дасть можливість визначити втрати тисків в горизонтальних стволах свердловин. Спільне рішення нелінійних рівнянь фільтрації газу в пластині впливу газу до забою горизонтальних стволів, нелінійного рівняння руху газу в горизонтальному стволі за допомогою аналітичних методів вимагають значних спрощень початкової системи диференціальних рівнянь.

Автори, що виконували аналітичні рішення системи диференціальних рівнянь вимушені робити певні допущення. У роботі Чорних В. А. отримано аналітичне рішення даної задачі, використане якого в практичних розрахунках складене громіздкість формул і наявність табульованих функцій. Вигідно відрізняються роботи Васильєва В. А. [55, 60] тим, що отримані їм аналітичні рішення представлені інженерними формулами, зручними для розрахунків. Питання про відповідність отриманих аналітичних рішень точному рішенню початкової системи диференціальних рівнянь, що враховує основні фізичні закономірності процесу, залишається відкритим.

У останній час розроблені найбільш точні чисельні тривимірні моделі фільтрації процесів для лінійних і нелінійних законів фільтрації. Такі моделі проходять міжнародну експертну оцінку. Провідні організації галузі мають програмні продукти, що реалізують тривимірні моделі міжнародного класу експертної оцінки. Для практичних розрахунків розроблена чисельно-аналітична модель, авторами надрукована оцінка точності моделей за допомогою програмного продукту в РГУ імені Губкіна. У роботі Алиєва З.С., Шеремета В.

В. приведені порівняльні розрахунки чисельно-аналітичні моделі тривимірні моделі міжнародного класу точності.

Для кращого розуміння сучасного стану експлуатації горизонтальних і багатовибірних свердловин слід зрештою зробити короткий екскурс в історію розвитку техніки будівництва горизонтальних і багатовибірних свердловин.

На початковому етапі розвитку будівництва горизонтальних свердловин бурилися похило спрямовані свердловини тілкі з метою досягнення важкодоступних для вертикальних свердловин покладів нафти або газу, розташованих під озерами, річками, селищами або промисловими спорудами [1].

Основною метою будівництва горизонтальних свердловин є перебільшення продуктивності пласта в подовжньому напрямі.

Багатовибірні свердловини є подальшим розвитком технології будівництва похило-спрямованих і горизонтальних буріння.

Відкриття і освоєння нафтових і газових родовищ в Західному Сибіру, приурочених до заболочених територій, в 1970 роки змусило масове будівництво свердловин з похило-спрямованими або похило-горизонтальними закінченнями. З горизонтальних свердловин отримували значніші дебіти, ніж з вертикальних.

Цей чинник сприяв будівництву багатовибірних свердловин різних профілів.

На практиці найчастіше використовуються наступні профілі [12]:

- профіль багатовибірної свердловини з вертикальним осередком і горизонтальними додатковими стволами (рис. 1.1);

- багатоярусні свердловини, при яких в кожному ярусі є декілька додаткових стволів (рис. 1.2);

- хвилеподібні, яких з осередкового вертикального ствола бурять додаткові хвилеподібні стволи (рис. 1.3);

- Основними передумовами для вибору того або іншого профілю свердловини є геологічна характеристика родовища; умови експлуатації і розробки, сучасного рівня буріння, освоєння і ремонту свердловин.

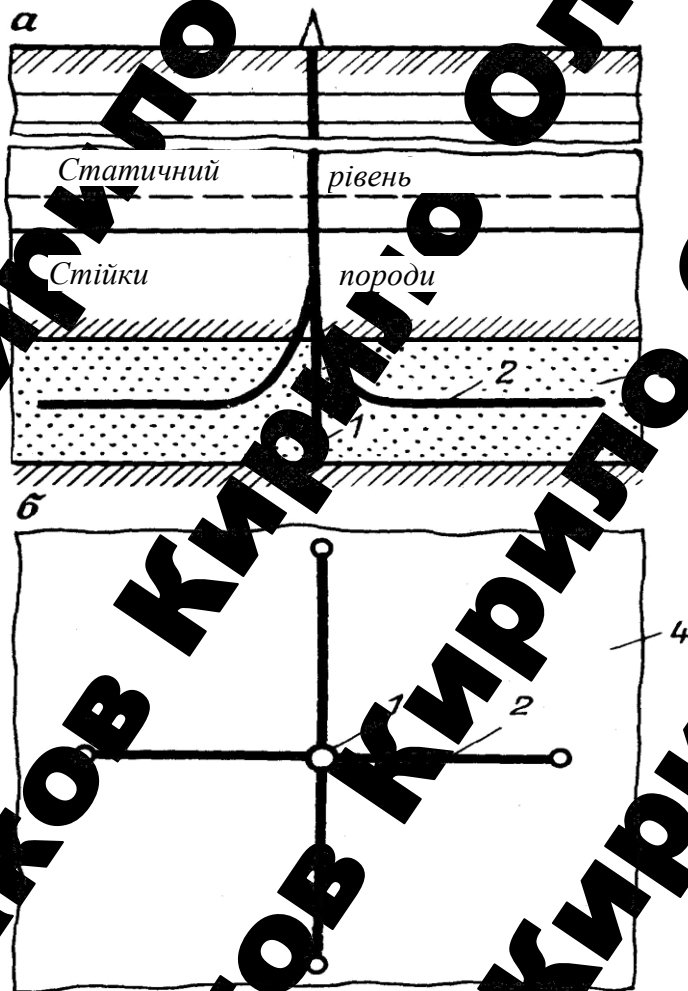


Рисунок 1. Профіль багатобігійної свердловини з вертикальним основним і горизонтальними допоміжними стволами: а - вид в розрізі і плані; 1, 2 - відповідно до основної і додаткові стволи; 3 - продуктивний пласт; 4 - межа ділянки продуктивного пласта

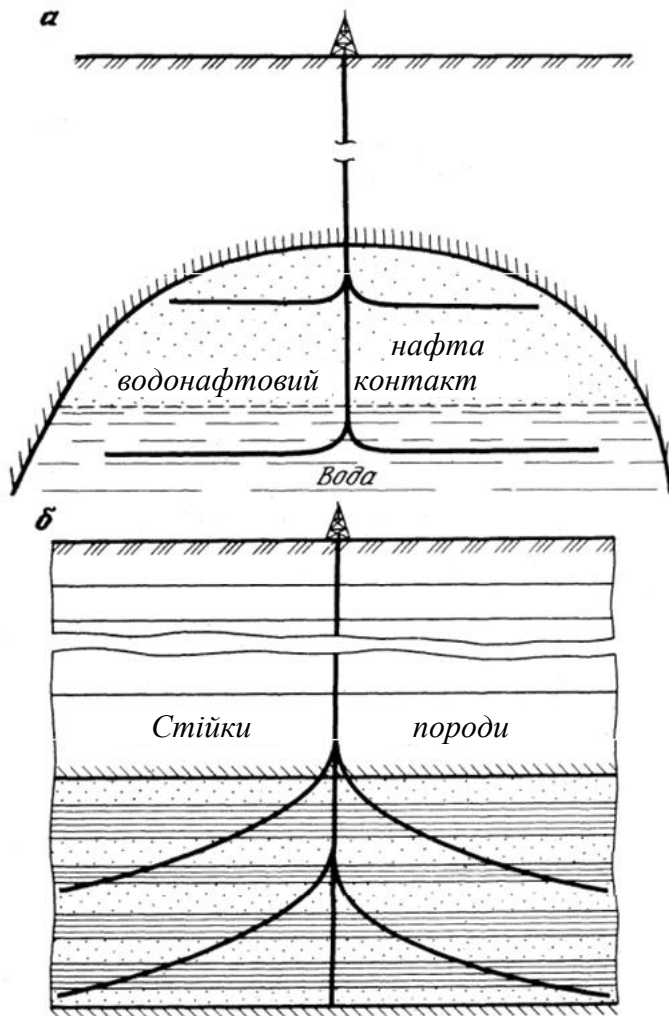


Рисунок 1.2 - Схемний профіль багатоярусної свердловини для розробки нафтового покладу з активною підземною водою (а) і з неоднорідними колекторами (б)

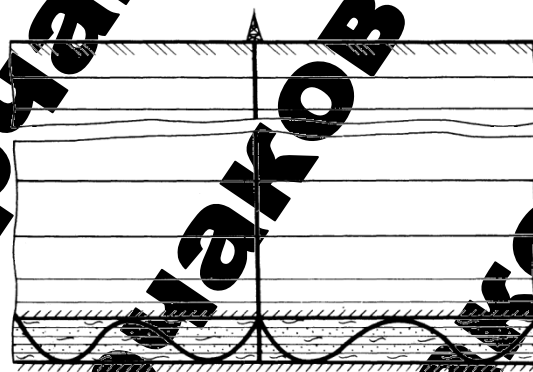


Рисунок 1.3 - Профіль багатоярусної свердловини з вертикальним основним і хвиляподібними додатковими стволами в шаруватому пласті

За визначенням А.Г. Калинина та ін. [2] багатовибійники вважаються свердловинами, у яких з основного ствола пробурені додаткові. За формою виконання додаткових стволів, їх просторовому положенню розрізняли наступні види багатовибійних свердловин:

- розгалужені похило-спрямовані;
- горизонтально розгалужені;
- радіальні.

Розгалужені похило-спрямовані свердловини складаються з основного ствола, зазвичай вертикального, і додаткових похило спрямованих стволів.

Горизонтально розгалужені свердловини - це різноманітні розгалужені похило спрямованих свердловин, оскільки їх проводять анізотропічним чином, але в завершувальному інтервалі додаткового ствола його zenітний кут збільшують до 90 градусів і більш.

У радіальних свердловинах основний ствол проводять горизонтально, а додаткові - в радіальному напрямі.

Зважаючи на різноманіття профілів свердловин похило спрямованих, горизонтальних, багатоствольних, багатовибійних, похило спрямованих з бічними стволами, вносять плутанину при викладі матеріалу, виникає необхідність створити класифікацію свердловин згідно з їхнім профілем та призначень.

У роб. [13] Г. П. Звукія та ін. дають детальнішу класифікацію спрямованих свердловин.

Горизонтальна свердловина - похило спрямована свердловина з zenітним кутом більше 85 град і горизонтальною ділянкою профілю великої протяжності пласта в цілях збільшення його нафтогазової продуктивності.

Горизонтальна ділянка - частина горизонтальної свердловини, розташованої в продуктивному пласті.

Похило свердловина (похило спрямована) - свердловина, траєкторія якої має zenітний кут в продуктивному пласті від 50 до 85 град.

Бічний ствол (БС) - пробурений в основній обсаджений свердловині додатковий ствол в цілях витягання продукту (газу) з невигороженої ділянки покладу пластів.

Бічний ствол з горизонтальною ділянкою (БГС) - різновид БС з ділянкою великої протяжності в продуктивному пласті.

Багатоствольна свердловина (МСС) - свердловина, в якій з обсадженої основної вертикальної, частково спрямованої або горизонтальної свердловини пробурені бічні стволи (БС), у тому числі з горизонтальною ділянкою (БГС).

Багатовибійна свердловина (МЗС) - свердловина з обсадженим основним стволом, як правило до покрівлі продуктивного пласта, та необсадженим основним стволом в продуктивному пласті, з якого проводяться продуктивні часті відгалуження.

Багатовибійна горизонтальна свердловина (МЗГС) - різновид багатовибійної свердловини, в якій відгалуження в продуктивному пласті проводяться з необсадженої частини горизонтальної ділянки основного пласта.

Багатоствольно-розгалужена свердловина (МРС) - багатоствольна свердловина, в якій з необсаджених ділянок бічних стволів пробурені в продуктивному пласті необсаджені відгалуження.

Бічні стволи (БС, БГС) будуються з недіючого існуючого фону свердловин.

Враховуючи наявність тислого контакту між сусідніми нафтогазовими фірмами при освоєнні нафти, нафтових і газових родовищ, а також розглядати міжнародну класифікацію, яку запропонувала некомерційна організація (TAML).

Початок цієї організації був покликаний в березні в 1997 року, коли був організований міжнародний форум для обміну досвідом буріння горизонтально розгалужених свердловин, уніфікації підходів і визначення напрямку подальшого розвитку цієї технології. Учасниками цього неформального форуму були BP, Norsk Hydro, Shell, Esso UK, Mobil, Phillips,

Maersk, Texaco, Total, Chevron, Shell Oil, Shell International E&P and Shell UK Expro.

В 1998 році був сформований Joint Industry Project (JIP), результатом якого стала публікація міжнародної класифікації горизонтально-розгалужених свердловин (The TAML Classification System).

У листопаді 2002 року на зустрічі членів TAML в Калгаї були визначені цілі організації, виходячи з сучасного стану і потреб галузі. У зв'язку з цим вона була перетворена в некомерційну організацію на основі членства і стала відкритою для вступу нових членів.

Місія організації - популяризація, розвиток і впровадження технологій будівництва багатобібійних свердловин в міжнародних масштабах шляхом обміну інформацією і повчальних програм.

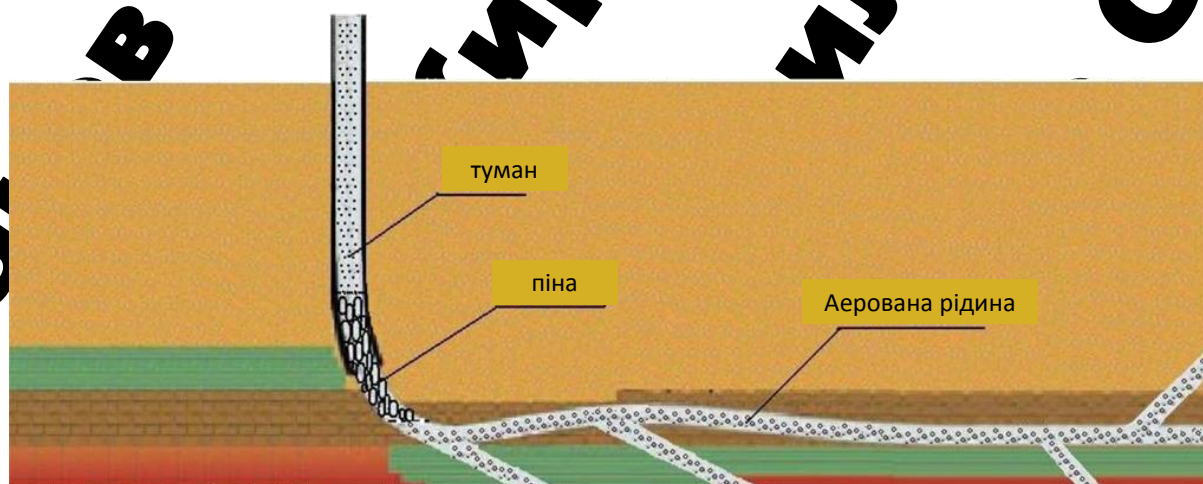


Рисунок 1.4 - Схема багатобібійної свердловини

Найбільш суттєві переваги використання горизонтальних стволів (ГС) багатобібійних свердловин, рис. 4 порівнянні з вертикальними свердловинами, полягають в:

- збільшенні продуктивності свердловин при будь-яких властивостях місткостей і фільтраційних продуктивних пластів;
- забезпеченні рентабельності розробки малопродуктивних, одне і двохконтарктних, низкопродуктивних, шельфових і інших нафтогазових родовищ;



- збільшенні тривалості періоду постійного видобутку газу і долі початкових запасів, що відбираються в періоди наростаючого і постійного видобутку газу до 75,80 %;

- збільшенні коефіцієнта газовіддачі малопотужних газових родовищ шляхом забезпечення більш рівномірного зниження тиску за рахунок збільшення охоплення площ дренування і оптимізації розташування горизонтальних стволів по площині і за площею;

- розтині кожного об'єкту (пропластка) пропорційно їх місткості і фільтраційним властивостям і питомим запасам газу і нафти;

- забезпеченні рівномірного дренування кожного пропластка з урахуванням глибини їх залягання і профілю горизонтальних стволів (горизонтальний, низхідний і висхідний);

- зниженні до мінімуму можливості утворення глибоких депресійних волокон;

- підвищенні стійкості тривалої експлуатації свердловин за умов можливого руйнування привибійної зони пласта і обводнення свердловин;

- регулюванні потоку конуса промислової води шляхом періодичної зміни конструкції трубостовпів, спущених в горизонтальну частину ствола.

Якщо проблеми будівництва свердловин різних профілів практично вирішені, то основні проблеми їх експлуатації все ще мають своїх рішень [14, 15].

### 1.3 Проблеми експлуатації багатовисхідних горизонтальних свердловин

К числу недоліків експлуатації багатовисхідних горизонтальних свердловин слід віднести:

- дорожчання буріння до 50 % при бурінні горизонтальної частини ствола і додаткові витрати за рахунок довжини горизонтального ствола;

- технічні і технологічні труднощі, пов'язані з освоєнням, дослідженням і ремонтно-пробними практичними роботами в горизонтальних стволах;

- можливість утворення гідрозувів при неправильному виборі профілю горизонтального ствола і при устаткування таких свердловин трубами фонтанної

важливий вплив параметра анізотропії при будівництві горизонтальним стволом продуктивних неоднорідних пластів.

На продуктивність газодобувних горизонтальних свердловин і на параметри, визначають її, результатами дослідження таких свердловин, впливають значне число чинників. До цих чинників відносять:

- низькі швидкості руху газу в хвостовій частині горизонтальних свердловин;
- параметри анізотропії;
- проникність розкритого пласта (пропластка) і її товщини;
- діаметри горизонтальних свердловин;
- геологічний тиск;

- допустима величина депресії на пласт;

- величина вибійного тиску, використаного при обробці свердловини.

Величина вибійного тиску змінюється суттєво при великих роботах і значних довжинах горизонтального ствола, а також залежно від конструкції обсадних колон і труб фонтанів;

- умови визначення зони дренування і відстані до контура живлення від працюючих горизонтальних свердловин;

- розташування горизонтальних свердловин по товщині пласта відносно контура газонасиченості;

- повнота розтинки системою горизонтальних свердловин зони дренування;

- тривалість роботи свердловини після її пуску; і багато інших чинників.

## 2 ВИЗНАЧЕННЯ РАЦІОНАЛЬНОЇ ДОВЖИНИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЇ ДІЛЯНКИ БАГАТОВИБІЙНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

Введемо позначення: ГС - горизонтальний ствол,  $d$ ,  $d_{\text{ч}}$  - діаметр ГС, вертикального ствола, твердих часток;  $F$  - площа перерізу ГС;  $k_v$ ,  $k_r$  - проникність пласта, вертикальна, горизонтальна;  $\alpha$ ,  $\beta$  - коефіцієнти пористості ГС, вертикального ствола;  $\beta$  - коефіцієнт макрожорсткості пласта;  $l$  - змінна довжина інтеграції уподовж ГС;  $\mu$  - в'язкість газу;  $P$  - змінний тиск уподовж ГС;  $P_k$  - тиск на контур сквєлення;  $P_{\text{zt}}$  - вищий тиск в торці свердловини;  $P_{\text{ст}}$  - атмосферний тиск;  $P_{\text{max}}$  - максимальна допустима депресія;  $R_k$ ,  $R_c$  - радіуси контура і свердловини;  $\rho$ ,  $\rho_{\text{ат}}$ ,  $\rho_{\text{ч}}$  - щільність газу в робочих і атмосферних умовах, твердих часток;  $Z$  - коефіцієнт надстисливості газу;  $T$ ,  $T_{\text{ст}}$  - робоча і стандартна температури;  $h$  - товщина пласта;  $\nu$  - коефіцієнт анізотропії пласта;  $Q$  - об'ємна витрата газу змінний уподовж ГС;  $Q_{\text{ч}}$  - об'ємна витрата газу, при якій відбувається винесення твердих часток;  $v$  - швидкість потоку газу в робочих умовах, достатня для винесення твердих часток.

В початковий період впровадження в практику багатовибійних або горизонтальних свердловин прийняв, що дебїти на газових або газопористих свердловин постійно збільшуватимуться і пропорційно збільшенню довжини горизонтальних свердловин.

Досліджена технологія багатоступінчатості свердловин у той час дозволяла бурити горизонтальні стволи завдовжки більше 2 - 4 км. Проте результати газодинамічних досліджень цих свердловин не підтверджували концепцію лінійного підвищення дебїта пропорційно збільшенню довжини горизонтального ствола.

Наприклад, на Кущевском ПАТ газодинамічні дослідження свердловин свідчили, що з 100 - 250 м горизонтальних стволів вплив газу брали участь приблизно 30 % ствола [9].

В початковий період впровадження багатовибійних свердловин наукові розробки по обґрунтуванню оптимальної довжини горизонтальної свердловини відставали від практичних можливостей будівництва горизонтальних і багатовибійних свердловин.

До теперішнього часу є численні теоретичні розробки як вітчизняними, так і зарубіжними дослідниками за визначенням оптимальної довжини горизонтальних і багатовибійних свердловин, газоконденсатних і нафтових свердловин.

В цих роботах при визначенні оптимальної довжини свердловини пропонується врахувати втрати тиску при русі флюїда в горизонтальному стволі, і відповідно до цього зниження тиску на пласт максимальної величини на початковій ділянці ствола дорівнює нулю у кінці [4, 5].

При розрахуванні дебіта свердловини враховують також такі параметри пласта і свердловини як анізотропію пласта, його товщину і діаметр свердловини.

Проте ні в одній з цих робіт не розглядається проблема експлуатації багатовибійних свердловин, пробурених в породах, схильних до руйнування, і передження утворення глинисто-піщаних пробок. Видалення піщаних пробок із забоїв горизонтальних, особливо із забоїв багатосильних свердловин, актуальна, оскільки, частенько, можливо промивати промивальними трубами в усіх стволах для промивання забоїв, видалення породи, що була у свердловині.

В цій роботі пропонується визначати працюючу довжину горизонтальної ділянки багатовибійної свердловини шляхом розрахунку швидкості руху флюїда, що добувається, забезпечує транспорт твердих часток в зваженому стані, визначити швидкість викинення.

В цих умовах вважається, що в стволі свердловини опиниться потіком продукції, що добувається.

Працює залишається довжина горизонтальної ствола, у кінці якої вибійний тиск понижений настільки, що забезпечує приплив, відповідний швидкості винесення твердих часток. З іншого боку, просування газу з високою

швидкістю збільшує втрати тиску і можливе перевищення граничної допустимій депресії, встановленій для конкретного продуктивного пласта по критеріях неруйнування колектора і безводної експлуатації. Крім того збільшення тиску на вході до вертикальний ствол обмежене допустимим тиском на гирі свердловини.

Обліком комплексних обмежень в конкретних умовах на стадії проектування свердловин необхідно вирішувати питання оптимальної довжини горизонтального ствола, як основного в системі безповибійної свердловини.

При виборі між найбільш спрощеною аналітичною і найбільш складною тривимірною моделями перевага має віддана аналітичному варіанту, представлено в роботі [16].

Цей варіант моделі відображає основні закономірності процесу - двочленне рівняння припливу - змін форми лінії струму в привибійній зоні, втрати тиску при русі в стволі за рахунок тертя і дії інерційних сил - і окремий область фільтрації від забою свердловини до області живлення. Пропонована тут стаціонарність процесу не обмежує можливість обліку змін від часу за рахунок зміни контурного тиску пласта.

Параметри цієї моделі включають основні конкретні характеристики продуктивного пласта і свердловини.

Диференціальні рівняння, що описують приток газу до ГС за відсутності труб фонтанів, що не знижують спільності формулювання, мають вигляд системи [16, с. 77, 78]:

Представлена система диференціальних рівнянь описує зміну об'ємної витрати в нормальних умовах (н.у.)  $Q$  тиску  $P$  у подовж. Особливо слід зазначити завдання крайової умови  $Q=0$ , задаючи нульовий витрату в торцевий переріз і вибійний тиск поблизу джерела, що фізично неперечливий, отримуємо задачу Коші з початковими даними шуканих функцій інтегруючи чисельно по напрямку потоку, знаходимо чисельне рішення, відповідне крайовим умовам. При інтеграції системи використовувався стандартний метод Рунге-Кутта

(чисельний метод рішення систем звичайних диференціальних рівнянь) з автоматичним вибором кроку інтеграції. Для підтвердження правильності роботи програми були проведені розрахунки з даними [16, стор. 78] і отримані результати співпадають з приведеними в [16, стор. 79]. У свою чергу, авторами [16] була обгрунтована точність отриманих ними чисельних рішень.

Що задавати крайові умови на початку ГС, тобто на стику з вертикальною або похилою ділянкою, то при інтеграції в напрямі, протилежному до потоку, отримуємо некоректний результат. Це пояснюється неузгодженістю завдань  $Q$  і  $P$  на початку ГС. Так, згідно з умовами (1), при зниженні депресії ( $P_1 - P_2$ ) до нуля від початку ГС до торцевої перерізу темп припливу газу часта  $dQ/dl$  прагне до нуля. Але, оскільки дебіт  $Q$  на початку ГС заданий явно, не погоджений із завданням  $P$ , то отриманий в результаті накопичення зі знаком (-) дебіт поблизу торця може стати від'ємною величиною, у тому числі і негативною.

Останньою крайовою умовою задається на торцевій границі ГС у виді:

$$Q = 0, P = P_{zm}.$$

Щоб визначити таку довжину ГС в межах якої відбувається винесення твердих часток потоком газу, достатнім критерієм швидкості винесення по рівнянню [6, стор. 46-56]:

$$U_o = 1.5 \sqrt{\frac{4}{56} \frac{d_z (\rho_z - \rho_l)}{\rho_l C_w}}$$

де  $C_w$  - коефіцієнт опору,  
 $\rho_l$  - щільність флюїда.

Об'ємна витрата за нормальних умов, відповідна швидкості винесення часток, визначається згідно з матеріальним балансом і представляє функцію тиску  $P$  :

Шукану довжину горизонтального стовпа встановлюватимемо в заданих конкретних умовах при мінімальному витраті  $Q_v$ , що забезпечує винесення твердих часток і відповідному йому (максимальному тиску) (чи мінімальній депресії).

У цьому сенсі шукана довжина є оптимальною збільшення депресії і зростає з тиску при просуванні газу до входу у вертикальний стовп, тільки при цьому проявляють ефект винесення твердих часток.

Розглянемо послідовність розрахунків.

1. Задамо максимальну допустиму за технічними умовами буріння довжину ГС, наприклад

$$L = 700 \text{ м}$$

2. Визначимо вибіийний тиск на торці близький до пласта:

$$P_1 = P_k - \delta, \quad \delta \approx 0,1 \text{ МПа}$$

3. Звернемося до інтеграції рівнянь (1, 2), починаючи від торця.

На кожному кроці інтеграції визначаються поточні значення  $Q(l, P)$  і виконуються перевірки обмежень.

4. Перевірка співвідношення поточної витрати газу і необхідного для винесення твердих часток:

$$Q(l) \geq Q_v(P).$$

При виконанні цієї умови фіксується довжина  $l_1 = 1$  і відповідний тиск ( $P_1 = P(l)$ ).

3.2. Перевірка допустимості поточної депресії:

$$P(l) = P_k - P_{(l)} \leq P_{max}.$$

При порушенні цієї умови фіксується довжина  $L_2 = l$ , і процедура інтеграції закінчується з результатом певної шуканої довжини:

$$L_{иск} = L_1 - L_2.$$

3.3. Перевірка виходу газу до гирла вертикального свердловини з допустимою

$$P_y = \sqrt{\left[ P^2(l) - 1,377 \cdot \lambda_b \cdot \frac{Z^2 T^2}{d^5} (e^{2S} - 1) \cdot Q^2(l) \right] / e^S}.$$

При порушенні умови  $P_y \geq P_u$  доп. фіксується довжина  $L_3 = l$ , процедура інтеграції закінчується з результатом шуканої довжини:

$$L_{иск} = L_1 - L_3.$$

За відсутності порушень умов 3.2 і 3.3 шукана довжина  $L_{иск} = L_1$ , тобто відкидається ділянка, де швидкість потоку газу не достатня для виведення твердих часток.

С метою визначення міри впливу на швидкість транспорту твердих часток в ГС з різними параметрами, такими як: горизонтальна і вертикальна проникність пориста, товщина пориста, діаметр свердловини - виконані розрахунки, результати яких представлені на рис. 5 - 7. Розрахунки виконані при наступних початкових даних:

- довжина горизонтальної ділянки свердловини 700 м;



- тиск пласта 10 МПа;
- $k_2$  (горизонтальна проникність) 0,05; 0,1; 0,5 мкм<sup>2</sup>;
- $k_в$  (вертикальна проникність) 0,001; 0,100; 0,500 км<sup>2</sup>; -  $h_{пл}$  (товщина пласта) 10; 25; 50 м;
- $R_c$  (радіус свердловини) 0,05; 0,06; 0,075 м
- $\sigma$  (коефіцієнт гідралічного пору) 0,03 (по аналогії з розрахунками роботи ГС).

При прийнятій моделі припливу газу до ГС розрахунки показують (рис. 2.1), що швидкість флюїда істотно збільшується із зменшенням радіусу свердловини. Проте при прийнятих початкових даних швидкість флюїда не

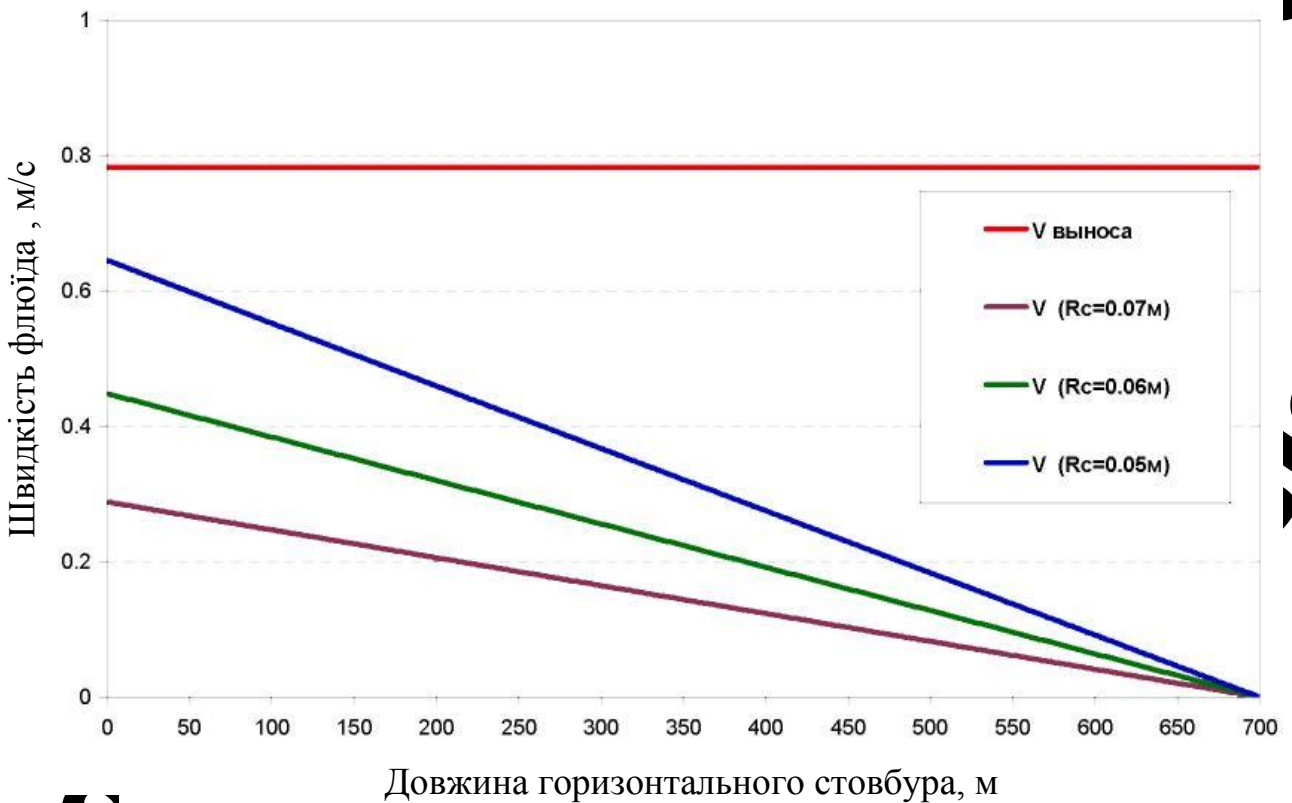


Рисунок 2.1 - Вплив радіусу свердловини на швидкість флюїда в горизонтальному стовбурі при постійних  $k_2 = 0,05$  мкм<sup>2</sup>,  $k_в = 0,1$  мкм<sup>2</sup>,  $h_{пл} = 10$  м

досягає мінімально необхідної швидкості транспортування твердих часток. У цих умовах нецільно будувати самодовільні свердловини. Якщо продуктивний пласт представлений порами, схильними до руйнування, або ствол горизонтальної свердловини необхідно обладати протипісочними фільтрами.

З рис. 2.2 витікає, що найбільшу ефективність очищення горизонтального ствола можна досягти при бурінні в пластах з розвинутою вертикальною проникністю. Очевидно, при провідні горизонтальних стволів в цих умовах серія вертикальних тріщин сприятиме сполучення з найбільш протяжними частинами МЗС і підвищить дебіт і швидкість флюїда, що добувається.

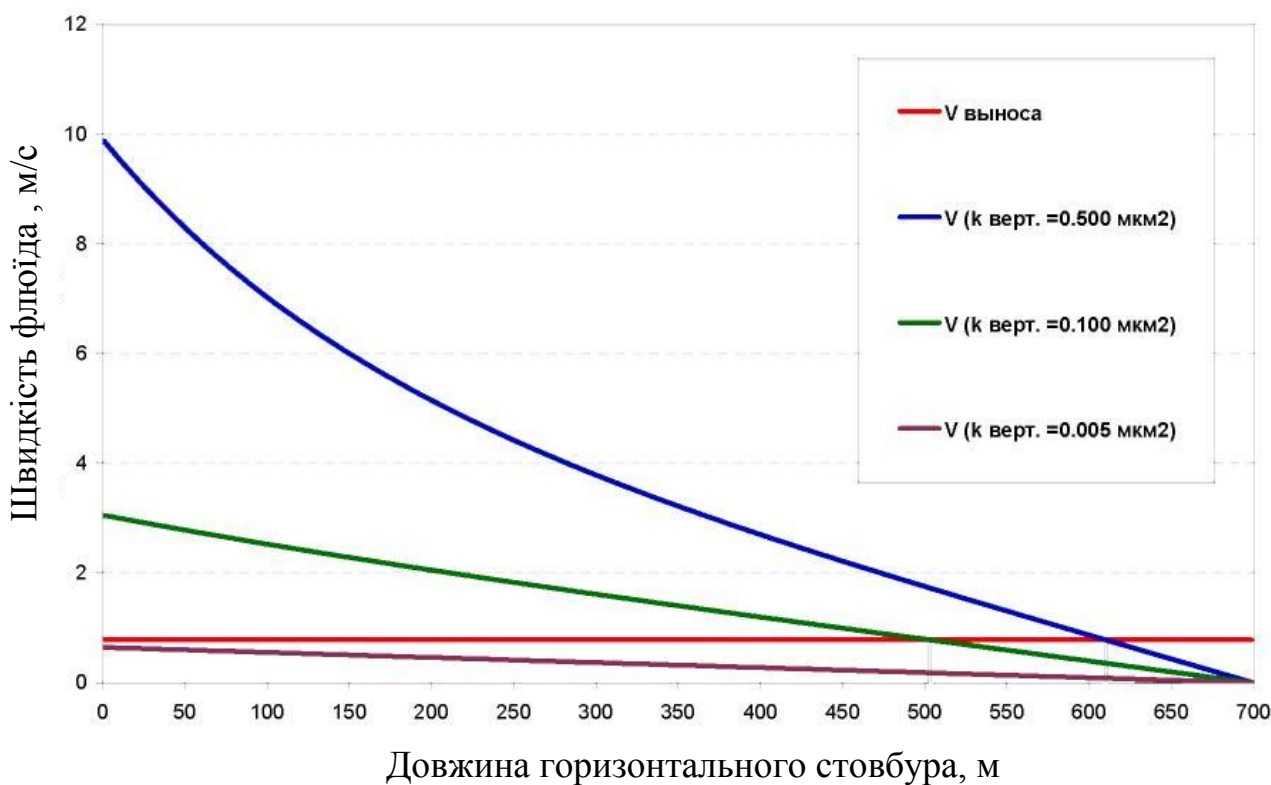


Рисунок 2.2 - Залежність швидкості потоку газу в горизонтальному стволі  $V = \frac{q}{k_v}$  в продуктивних пластах з різною вертикальною проникністю при постійних  $k_r = 0,05 \text{ мкм}^2$ ,  $r_w = 0,05 \text{ м}$ ,  $h_{пл} = 2 \text{ м}$

Якщо швидкість флюїда при вертикальній проникності ( $k_v = 0,005 \text{ мкм}^2$ ) не досягає мінімальної необхідною для транспорту твердих часток, то при  $k_v = 0,5 \text{ мкм}^2$  швидкість руху складе вже 10 м/сек, що значно вище за критичну швидкість транспорту, і ствол свердловини очищатиметься потоком при  $k_v = 0,1 \text{ мкм}^2$ , починаючи з 500 м, а при  $k_v = 0,5 \text{ мкм}^2$  ствол свердловини очищатиметься вже з 625 м.

Рис. 2.3 ілюструє залежність швидкості руху флюїда в горизонтальному стволі в пластах з різною горизонтальною проникністю.

На рис. 2.4 зображений вплив на швидкість флюїда товщини продуктивного пласта. З графіків виходить, що в пластах з товщиною до 10 м необхідно свердловини обладнати противесковими фільтрами, оскільки швидкість флюїда не досягає мінімально необхідної для транспорту зерних часток.

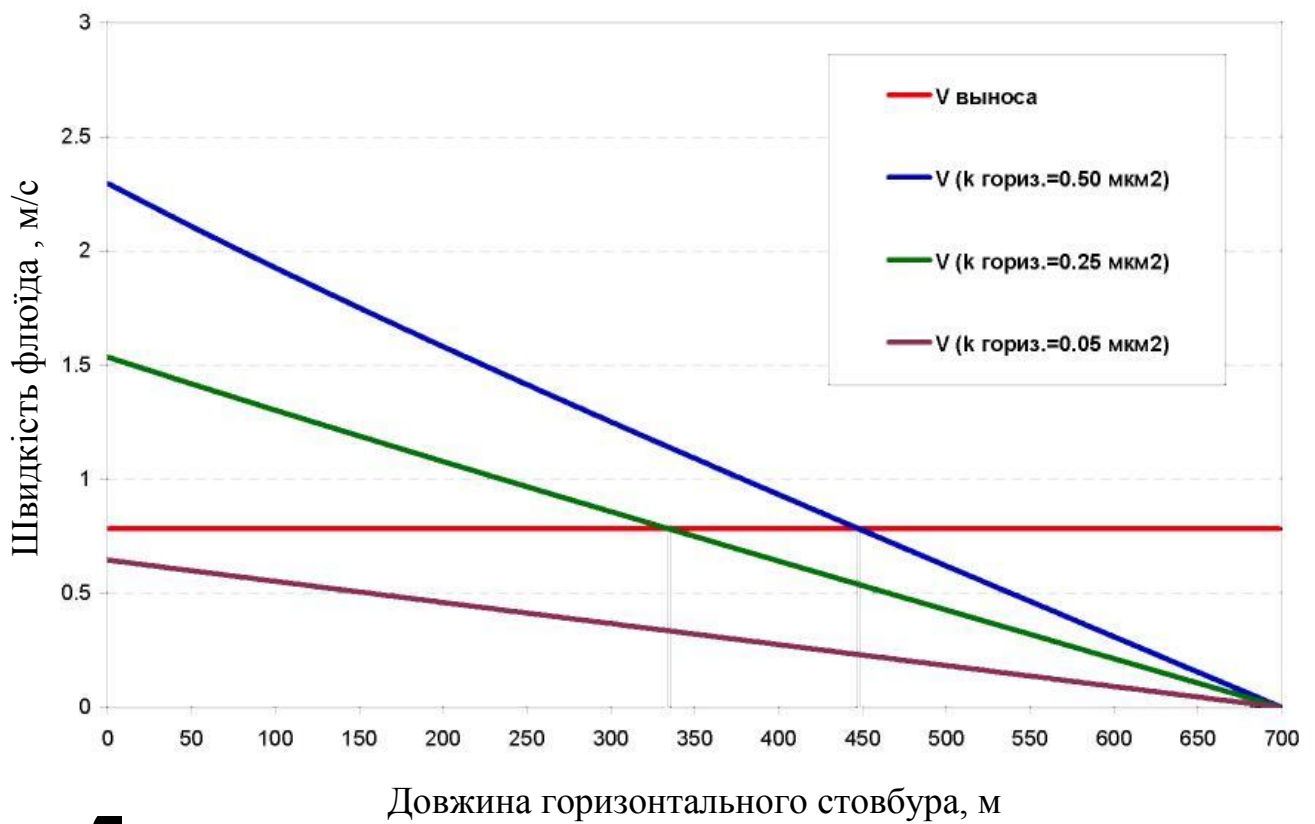


Рисунок 2.3 - Залежність швидкості руху в горизонтальному стволі  $V = (k)$  в пластах з різною горизонтальною проникністю при постійних  $k_{\text{гориз.}} = 0,005 \text{ мкм}^2$ ,  $R_c = 0,5 \text{ м}$ ,  $h_{\text{пл}} = 10 \text{ м}$

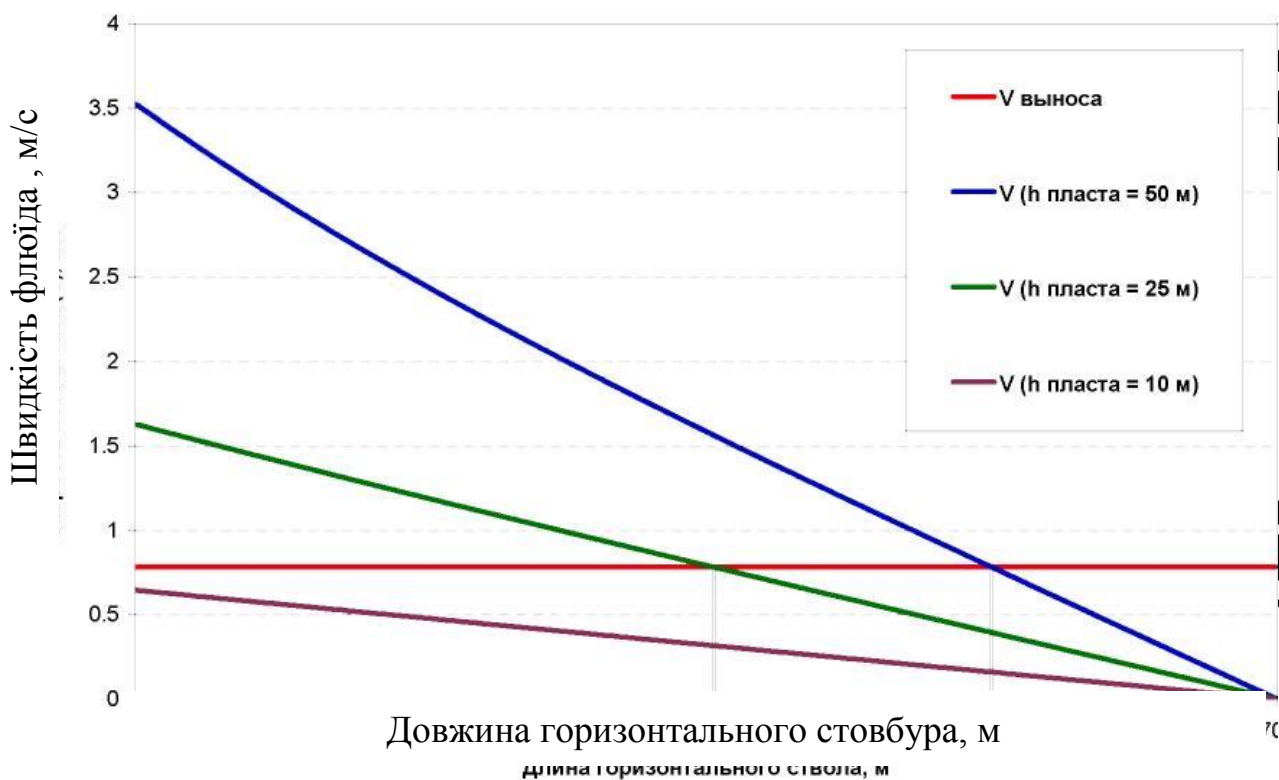


Рисунок 2.4 - Залежність швидкості флюїда в горизонтальному стволі від довжини продуктивного пласта при постійній  $k_r = 0,05 \text{ мкм}^2/\text{д}$ ,  $k = 0,005 \text{ мкм}^2/\text{д}$ ,  $h_c = 0,05 \text{ м}$

Для порівняння розглянемо швидкість потоку газу на початку горизонтального ствола. Порівнявши результати розрахунків на рис. 2.2, видно, що навіть при малому  $k_r = 0,05$  збільшення вертикальної проникності від  $0,005$  до  $0,5 \text{ мкм}^2/\text{д}$  значно підвищує швидкість потоку від  $\approx 0,65$  до  $\approx 10 \text{ м/сек}$ . Порівняння результатів на рис. 5.11 показує, що при  $h_c = 0,05 \text{ м}$  підвищення горизонтальної проникності від  $0,05$  до  $0,5 \text{ мкм}^2/\text{д}$  підвищує швидкість винесення від  $0,65$  до  $\approx 2,5 \text{ м/сек}$ . Порівнявши рис. 2.3 і 2.4 знаходимо, що збільшення товщини пласта від  $10$  до  $50 \text{ м}$  підвищує швидкість винесення від  $\approx 0,65$  до  $\approx 3,5 \text{ м/сек}$ . На підставі представлених досліджень, можна зробити наступні висновки:

## Висновки

1. Багатошарові свердловини є більш ефективні в продуктивних пластах великої товщини і стійких до руйнування.

2. Ефективність горизонтальних ділянок МЗГ підвищується в пластах з підвищенням коефіцієнта анізотропії.

На довжину горизонтальних стволів впливають допустима дебієсія в пласті і допустимий режим виходу в збірний колектор.

4. Для кожного конкретного продуктивного пласта існує відповідна його продуктивній характеристиці довжина горизонтальної ділянки, яка очищається від твердих часток потоком рідини, що добувається.

### 3 РОЗРОБКА КОНСТРУКЦІЇ ФІЛЬТРУ ДЛЯ БІЧНИХ ВІДГАЛУЖЕНЬ БАГАТОВИБІЙНИХ СВЕРДЛОВИН

Як показано в розділі 2, хвостові ділянки горизонтальних свердловин зазвичай формуються із-за недостатньої для винесення твердих часток швидкості потоку. Це одна з основних проблем експлуатації багатовибійної свердловини.

Дослідженням застосування фільтрів на горизонтальних свердловинах, свердловинах ПХГ займалися багато авторів.

Відома конструкція фільтру, що має перфорований каркас, подовжні опорні стержні, витки обмотувального дроту, прикріплені фіксатором до опорних стержнів. При цьому витки обмотувального дроту в місці кріплення до опорних стержнів мають вигини, об'єднані між двома суміжними опорними стержнями, а фіксатор виконаний з армуючого матеріалу, що охоплює вигини витки обмотувального дроту.

В фільтрі як армуючий матеріал використовують цементобетирипій [6].

Оскільки фільтр має перфорований каркас з подовжніми опорними стержнями, на яких виті витки обмотувального дроту в місці кріплення до опорних стержнів, вигини між двома суміжними опорними стержнями, фіксацією армуючим матеріалом, вигляді припускає, що при установці фільтру у свердловині фільтрація флюїда пласта відбувається через щілини між витками обмотувального дроту, подачею по подовжніх каналах між опорними стержнями до найближчого отвору в перфорованому каркасі. Через перфорований каркас флюїд подається в осевий канал цього каркаса і далі в літтову колону труби, як показують дослідження флюїда пласта, очищення відбувається тільки в районі виконання перфораційних отворів, з практично повною відсутністю перетікання флюїда пласта в подовжньому напрямі між подовжніми опорними стержнями, що є недоліком. Для цього при закачуванні газу в сховищі його потік в літтовій колоні труби поступає в осевий канал фільтру-каркаса, звідки по подовжніх каналах між подовжніми опорними

стержнями подається до перфораційних отворів і далі, через щілини між витками обмотувального дроту, подається в пласт-колектор. А оскільки закачування відбувається на обмеженій ділянці, а саме, в місці знаходження перфораційних отворів, це приводить до ерозійного зносу виток обмотувального дроту і до забивання щілини механічними домішками і олійною. При цьому при зв'язанні фільтрів-картнів зі свердловинами було відмічено повне забивання щілин з відривом витки обмотувального дроту від подовжніх опорних стержнів.

В іншій конструкції свердловинного фільтру (ФСУ) що управляє, передбачені його установка і спуск у свердловину у складі колонни труб за відсутності потонування рідини через обмотку, що фільтрує. Для забезпечення роботи фільтру застосовують спеціальний інструмент, що управляє який приводиться в дію гідравлічно гірського спуску на НКТ. Втулку переміщують в осьовому напрямі при використанні штовхальника приводу з наполегливими елементами фільтру, розміщеними в спеціальному газу.

Після відкриття фільтру відбувається повідомлення затрубного і внутрішньотрубного простору через щілинні циркуляційні отвори. При поверненні кільцевої втулки в початкове положення фільтр закривається.

К недолікам конструкції фільтру слід віднести те, що при відкритті гідравлічний зв'язок між затрубним і внутрішньотрубним простором фільтру дія флюїда пласкведеться за усією площею, з подальшот-фільтрованого потоку по подовжніх пазах між стрижнями до циркуляційних отворів, що покращує гідродинаміку пристрою і ефективності його роботи. Проте, при цьому не можна застосовувати в горизонтальних стволах свердловин і свердловинах на підземних сховищах газу, де має місце потік газу з внутрішньотрубного простору в затрубний, з проходом газу з щілини між витками обмотувального дроту, що призводить до забивання щілин і зниження ефективності роботи.

При експлуатації нафтових і газових свердловин з нестійкими колекторами використовується ще одна конструкція фільтру, що складається з

корпусу з бандажами на кінцях і з подовженими пазами на зовнішній поверхні, стрингерами навитим дротом певного перерізу.

Недоліком цієї конструкції фільтру також є безпорадність кольтатація його дротом обмотки твердою газом, що йде з потоками газу з пласта.

Для підвищення надійності і довговічності протисочного фільтру для газових свердловин і свердловин ПХГ автором розроблена нова конструкція, яка виключає проходження потоків газу з твердими частинками між витками дротяної обмотки. Технічний результат досягається за рахунок формування природної гравієвої набивки на зовнішній поверхні оболонки, що фільтрує, із забезпеченням її структурної при закачуванні газу в підземне сховище, а також можливістю припинення гідродинамічного зв'язку затрубного простору з надрішньотрубним, воєн газу, що виключає, без його очищення, у свердловину.

Фільтр для бічних відгалужень багатовибійних свердловин і свердловин на підземних сховищах газу (рис. 3.1 - 3.4) складається з корпусу 1, з бандажами 2 на кінцях, що охоплюють кінцеві витки з обмотувальні дроти, формують оболонку, що фільтрує 4, навитими на стрингери 5, розташованими на зовнішній поверхні рівномірно розміщеними по периметру з утворенням щілини (на малюнку позначена), що фільтрує. При цьому в тілі корпусу виконано, принаймні, два циркуляційні отвори 6, покриті кожухами 7, під якими встановлені манжети 8, розташовані в прорізах 9 корпусів 1 на місцях розташування циркуляційних отворів 6, гідравлічно пов'язаними з осьовим каналом 10. У кожусі 7 є, принаймні, два отвори 11, також виконані на зовнішній поверхні, принаймні, дві технологічні проточки 12, у яких розміщені елементи веротного клапана 13, наприклад, у вигляді манжет, жорстко пов'язаних з кожухом 7 і що перекривають отвори 11, при контакті один з одним, які виконані на місцях розташування циркуляційних отворів 6 корпусів 1. Проточку корпусу забезпечений при гравієвальному різьбленні на кінцях, включається до складу шпурової колони тросів (на рис. не показані) і



Сторчачков Кирило Олегович

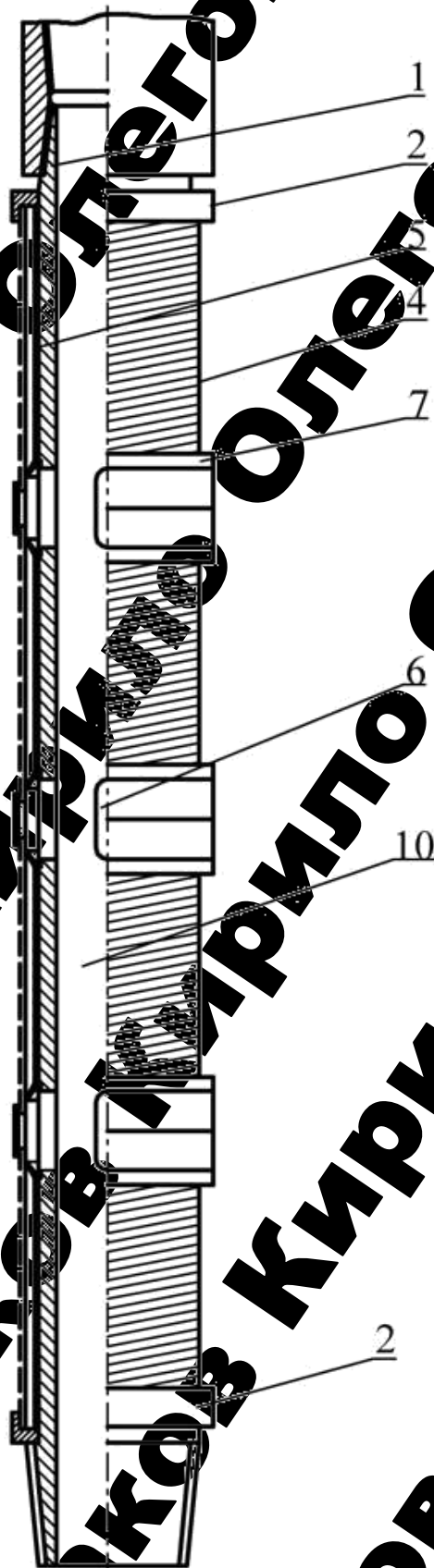


Рисунок 3.1 - Фільтр для бічних початків горизонтальних газових стволів і свердловин на підземних сховищах газу : загальний вигляд в розрізі секції фільтру

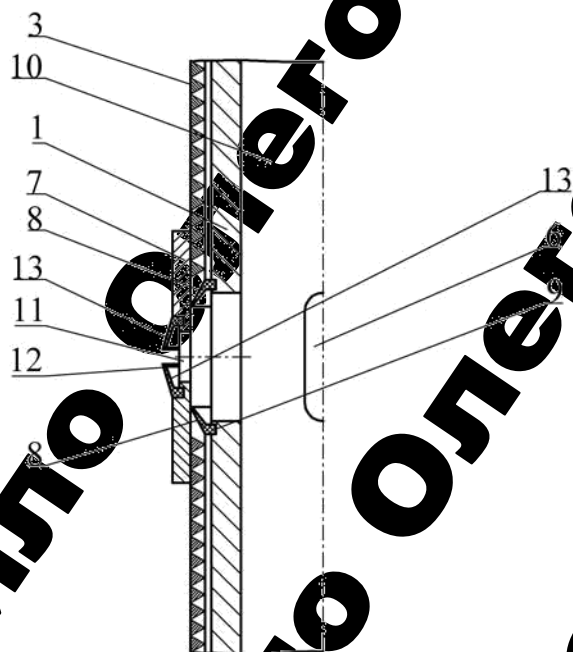


Рисунок 3.4 - Елемент ділянки фільтру в розрізі в місці установки кожуха в наявності циркуляційних отворів у фільтрі-каркасі. Елемент подається з осевого каналу в затрубний простір свердловини

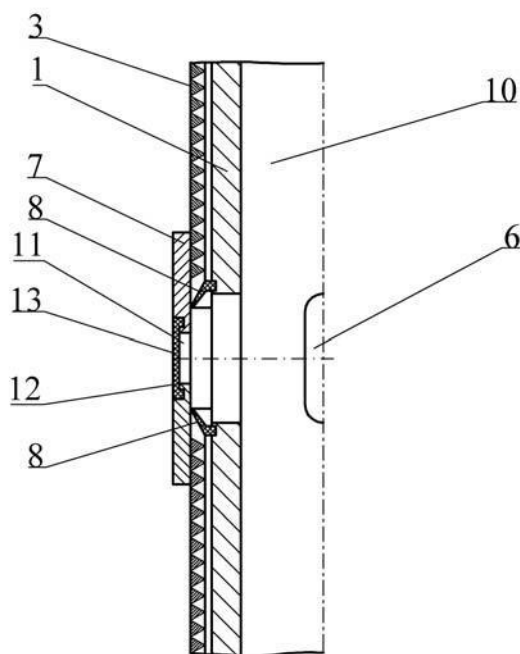


Рисунок 3.5 - Фільтр для свердловини підземних сховищ газу, взаємне положення елементів конструкції в нейтральному положенні

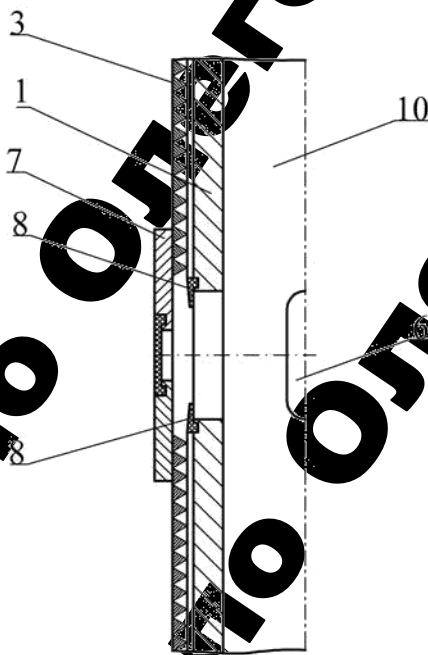


Рисунок 3.4 – Взаємне положення елементів конструкції у момент відливу газу

спускається у свердловину. Кількість секцій фільтру залежить від конкретних умов.

Фільтр для свердловини підземного сховища газу працює наступним чином.

При закритті газу в підземному сховищі його рух через циркуляційні отвори 6 проходить безпосередньо в отворів 11 в кожусі 7, які виконані на рівні розташування циркуляційних отворів 6 корпусів 1 з бандажами 2 на шпіннях, з відгинанням вільного гідродинамічного зв'язку з газового каналу 10 корпусів 1 з порожниною свердловини. При цьому манжети 8, розташовані в проточках 9 на корпусі 1, в цей час входять в щільний контакт з внутрішньою поверхнею кожуха 7 і перешкоджають подачі газу під кінцеві вали 3 оболонки, що фільтрує, 4, на шпіннях 5. Вони перекривають потік газу під оболонку, що фільтрує, 4 з організацією подачі його через отвори 11 в кожусі 7 з відкриттям зворотного клапана 13 у вигляді москети, які отги-баються в

сторони і відкриває прохід для газу. Після припинення циклу закачування газу в підземне сховище, зворотний клапан 3, у вигляді манжети, збивається, тобто його виводять в технологічну прорізу 12 на кожусі 7 перекриттям отворів 11.

При переході на режим відбору газу з підземного сховища манжети 8 встановлені під кожухами 7, під дією перепаду тиску від потоку газу, який протікає через щілину оболонки, що фільтрує, що фільтрує, 4 і по подовжених каналах між стрингерами 5 вклинуються до поперечного корпусу 1, із звільненням кільцевого проміжку між внутрішньою поверхнею кожуха 7 і зовнішньою корпусу 1 і подачею газу через циркуляційні отвори 6 в осевий канал 10 фільтру і далі на поверхню. При цьому в режимі відбору газу з продуктивного пласта-колектора відбувається затримка домішок великих механічних часток на зовнішній поверхні оболонки, що фільтрує, 4 фільтру. Формується шар природного гравієвого набивання, який покращує роботу фільтру і є додатковим бар'єром для дрібніших механічних часток мігруючих з пласта.

При переході на режим закачування газу в продуктивний пласт потік газу не проходить через щілини в оболонці, що фільтрує, 4 і руйнує шар гравієвого набивання, що сформувався. Таким чином, подача газу в пласт-колектор, минувши оболонку, що фільтрує, 4, сприяє збереженню структури гравієвого набивання, що сформувалося з піску пласта.

Пропонований винахід в порівнянні з прототипом і іншими технічними рішеннями має наступні переваги:

- можливість подачі потоку газу в підземне сховище, що виключає його проходження через щілини у зв'язках обмотки кабельного дроту;

- можливість формування природного гравієвого набивання на зовнішній поверхні оболонки, що фільтрує, із збереженням структури при закачуванні газу в підземне сховище;

- можливість припинення кінетичного зв'язку затрубного простору з внутрішнім трубним, вступ газу, що виключає, без його очищення в свердловину.

#### 4 ВИЗНАЧЕННЯ РЕЖИМІВ ПРОМИВАННЯ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СТВІВ

В роботі [67] представлено фізично обґрунтована методика розрахунку критичної швидкості промивання горизонтального свердловини, що забезпечує очищення забою від піщаних пробок. У роботі [68] даний алгоритм розрахунку, що реалізовує цю методику. Крім того виконана адаптація представленої методики на основі цього алгоритму. Розраховані залежності критичної швидкості від щільності ПМЖ і твердих часток, від концентрації твердих часток.

В практиці експлуатації горизонтальних газових свердловин встановлено, що проникнення часток породи часто призводить до зменшення або до припинення припливу в кінцевих відрізках горизонтального свердловини, де швидкість менша, ніж в наступних ділянках. Збільшити приплив віддаленіші від входу у вертикальний свердловини за рахунок зниження вибілового тиску не завжди можливо із-за обмеження на допустимі депресію в продуктивній зоні пласта. Добре вивчені критерії винесення твердих часток газорідними вертикальними потоками, експериментально досліджені коефіцієнти гідравлічних опорів. Проте безпосередній додаток отриманих результатів до горизонтальних потоків вносить істотну неточність. Причина тут у відмінності рушійних сил, діючих на тверді частки, в напрямку гравітації по відношенню до напрямку потоку. Гляд авторів пропонували наближені формули для визначення необхідної (критичної) швидкості, необхідної для винесення твердих часток.

З розгляду літературних джерел цього питання був зроблений вибір моделі, описаної в роботі [10]. Автор цієї роботи провів великий аналіз теоретичних і експериментальних досліджень, присвячених двум- і тришаровим потокам рідин в горизонтальних трубах.

На цій основі автори запропонували фізично обгрунтовану математичну модель двошарового потоку рідина - тверді частки. Ця модель і прийнята нами за основу при розв'язанні поставленої задачі.

Автори визначають дві області перерізі труби - суспензії і осідання, істотно погодні за величиною концентрації твердих часток. Як критичну визначається та швидкість, при якій в перерізі рухається гомогенна суміш однією швидкістю рідини і твердих часток.

Критична швидкість знаходиться шляхом розв'язання наступної системи рівнянь :

1. Баланс мас твердих часток

$$u_S A_S c_S + u_B A_B c_B = u_M A_M c_M \quad (4.1)$$

2. Баланс мас для рідини

$$u_S A_S (1 - c_S) + u_B A_B (1 - c_B) = u_M A_M (1 - c_M) \quad (4.2)$$

3. Рівняння імпульсу для шару суспензії

$$A_S = dP/dz = -\tau_S S_S - \tau_i S_i \quad (4.3)$$

4. Рівняння імпульсу для шару осадів

$$A_S = dP/dz = -\tau_S S_S - \tau_i S_i \quad (4.4)$$

5. Рівняння отримане розв'язання рівняння дифузії і опису розподілу концентрації твердих часток у шарах

$$c_S = \frac{c_B}{2A_S} (d_0^2 \cdot \text{Int}_0 - d_i^2 \cdot \text{Int}_i),$$

де: індекси S, B, M відповідають областям суспензії, осадів у цілому кільцевого простору між внутрішнім діаметром свердловини і зовнішнім діаметром колтюбинга.

$u, A, c$  - швидкості, пори і відповідні концентрації твердих часток;

$P$  - тиск в перерізі;

$z$  - координата уздовж горизонтальної осі ствола;  $SS$  - змочений периметр суспензії;

$SB$  - змочений периметр основи;

$S_i$  - змочений периметр межі між суспензією і основою;

$S, \sigma$  - напруга зрушення на відповідних межах;

$D_0$  - зовнішній діаметр колтюбинга;

$d_0$  - внутрішній діаметр експлуатаційної колонії,  $d_i$  - спеціальні діаметри;

$F_B$  - сила тертя між основою і стінками труб;

$\rho_{ж}, \rho_T$  - щільність рідини і твердих часток.

Алгоритм розрахунку полягає в послідовному нарощуванні витрати рідини через колтюбинг до отримання гомогенної суміші при рівних швидкостях руху шару суспензії і осаду.

Геометрія початкового нарощування осаду характеризується заввишки "h" від нижньої точки внутрішнього діаметру експлуатаційної колонії до рівня шару осаду. Кола труб експлуатаційної колонії і колтюбинга передбачаються концентричними. Розподіл площ суспензії і осаду можливі в двох варіантах:

$$h \leq (r_0 - r_i) \text{ або } h > (r_0 - r_i)$$

де  $r_0, r_i$  - радіуси, відповідні діаметри  $d_0, d_i$ .

Площа кільцевого простору між внутрішніми стінками обсадної колонії і зовнішньої стінкою колтюбинга визначається за формулі:

$$A_m = \pi(d_0^2 - d_i^2) / 4.$$

Потім, залежно від висоти осаду "h" розраховують геометричних характеристик перерізу потоку провідиться по варіантах

Варіант 1.

$h \leq (r_0 - r_i)$  - осад займає площу сегменту B (рис. 4.1). В цьому випадку

$$\theta_i = \pi 2.$$

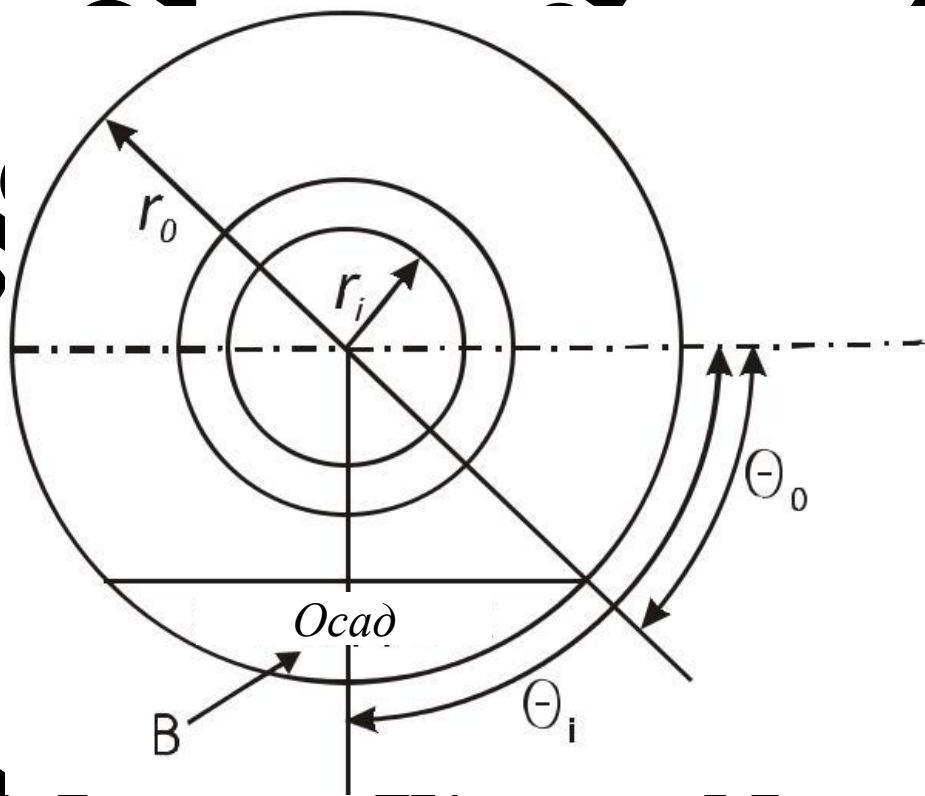


Рисунок 4.1 Геометрія перерізу труби

Кут  $\theta_0$  визначається таким чином:

$$\sin \theta_0 = \frac{r_0 - h}{r_0};$$

$$\cos \theta_0 = \sqrt{1 - \sin^2 \theta_0};$$

$$\operatorname{tg} \theta_0 = \frac{\sin \theta_0}{\cos \theta_0};$$

$$\theta_0 = \operatorname{arctg} \left( \frac{\sin \theta_0}{\cos \theta_0} \right).$$

Площа основи визначається як площа сегменту В:

$$A_B = r_0^2 (\alpha_0 - \sin \alpha_0) / 2,$$

де

$$\alpha_0 = 2 \left( \frac{\pi}{2} - \theta_0 \right).$$



Аналогічно варіанту розглядається варіант 2 (рис. 1) ( $r_0 - r_i$ ).

Тут формули кутів  $\theta_i$  і  $\theta_0$  аналогічні варіанту 1. Відмінність полягає в тому, що площа перерізу, зайнятого основою, дорівнює різниці площ двох сегментів (великого і малого) зводених рівнем основи заввишки "h" перетинів великої і малої кіл, :

$$S_{\text{осн}} = r_0^2 (\alpha_0 - \sin \alpha_0) / 2 ;$$

$$S_{\text{сегм}} = r_i^2 (\alpha_i - \sin \alpha_i) / 2 ;$$

Площа перерізу, зайнятого осадом, :

$$S_{\text{осад}} = S_{\text{сегм}}^{\text{б}} - S_{\text{сегм}}^{\text{м}}$$

Площа перерізу, зайнятого суспензією, :

$$S_{\text{сусп}} = A_{\text{М}} - A_{\text{В}} .$$

Змочений периметр межі дорівнює різниці відповідних периметрів :

$$S_i = d_0 \sin \left( \frac{\pi}{2} - \theta_0 \right) .$$

Змочений периметр суспензії :

$$S_s = 2\pi (r_0 + r_i) - 2\pi r_0 - r_i \alpha_i .$$

Змочений периметр основи :

$$S_B = r_0\alpha_0 + r_i\alpha_i.$$

Гідравлічні діаметри суспензії і осадів визначаються аналогічно варіанту

1. Результати розрахунків представлені в таблиці. 1.

Таблиця 1 - Зміни критичної швидкості від щільності рідини, твердих часточок та загальної концентрації твердих часток в перерізі потоку

$\rho_{ж\epsilon}=1,1 \text{ г/см}^3, \rho_{т}=2,6 \text{ г/см}^3, \alpha=0,04 \text{ д/ед}$		$\rho_{ж\epsilon}=1,1 \text{ г/см}^3, \rho_{т}=2,6 \text{ г/см}^3, \alpha=0,04 \text{ д/ед}$	
$V_{кр}, \text{ см/с}$	$\rho_{т}, \text{ г/см}^3$	$V_{кр}, \text{ см/с}$	$\rho_{ж\epsilon}, \text{ г/см}^3$
27	1,0	16	1,0
18,9	1,1	9,8	1,1
12,9	1,2	9,0	1,2
10,7	1,3	5,0	1,3
10	1,4	20,2	1,4

При знайдених  $S_B$  і відомих площях  $A_S, A_B, A_M$  і відомій загальній концентрації твердих часток  $S_M$  лінійні зв'язання (4.1, 4.2) мають дві невідомі швидкості шарів  $U_S, U_B$ . Рішення знаходиться методом перетасування.

З рівнянь (3, 4.4) при знайдених напрузії зрушення  $\tau_s, \tau_b, \tau_i$ , периметри  $S_S, S_B, S_i$  і силі тяжіння  $F_B$  визначаються градієнти тиску по шарах суспензії і осадку ( $Z$  - вісь  $OZ$ ).

Рішення початкової системи виконується багаторазово в процесі пошуку критичної витрати рідини, при якій в перерізі труби потік гомогенний при рівності швидкостей шарів ( $U_S = U_B$ ) і рівності градієнтів тиску по шарах.

Реалізація розрахунку по цій моделі показала, що навіть для окремого перерізу вимагається значна кількість часу при визначенні критичної швидкості. Використання цієї моделі при багатократному зверненні до неї в розрахунках промислових заводів нездійсненне. Допускається в розрахунках

для горизонтальних стволів використовувати відомий критерій виведення  
твердих часток для вертикальних свердловин, наприклад в роботі Чорних В. А.,  
Чорних В. В. [1].

Сторчачков Кирило Олегович

Сторчачков Кирило Олегович

Сторчачков Кирило Олегович

Сторчачков Кирило Олегович

Сторчачков Кирило Олегович

## 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

### 5.1 Загальні вимоги безпеки

5.1.1 Кожен член бурової бригади повинен знати свої обов'язки відповідати вимогам по безпеці і охороні праці.

5.1.2 Вахта бурової бригади приступає до роботи при стовідсотковій комплектуваності.

5.1.3 Буровий майстер повинен перевірити наявність і стан документації по ПБ, ВІД і ООС, також попереджувальних плакатів відповідно з Переліком захисних засобів, засобів пожежогасіння.

5.1.4 Механік і електромеханік бурової зобов'язані:

- перевірити наявність і стан механізмів, пристосувань і приладів, що забезпечують безпеку при виробничій роботі;

- оглянути стан бурового і силового устаткування, вишки, електростанції і споживачів електроенергії;

- обкатати і налагоджувати бурові і силові устаткування механізми.

5.1.5 Буровий майстер спільно з керівництвом бурової організації зобов'язані перевірити наявність необхідних матеріалів, лімічних реагентів, труб, ГСМ та іншого успішної проходки свердловини.

5.1.6 Буріння свердловини починається тільки за наявності промивального розчину з параметрами згідно з геолого-технічним вбранням.

5.1.7 Буровий майстер зобов'язаний ознайомити бурову бригаду з правилами експлуатації устаткування, механізмами, вживаним матеріалом і безпечними прийомом праці. Особлива увага звертається на знову впроваджуване устаткування, технічні процеси, матеріали.

5.1.8 Буріння шурфу, напрями, спуск цементування виробляються буровою бригадою під керівництвом бурового майстра і його помічника з дотриманням встановлених регламентів.

5.1.9 Залучення члена вахти для спеціальних робіт, як електромонтера, слюсаря тощо, або дизеліста до спеціального підъемним операції і тому подібне з відсутністю посвідчення на виробництво таких робіт, категорично забороняється. При залученні робітників до підсобних робіт, буровий майстер повинен провести цільовий інструктаж з відміткою в журналі інструктажів.

5.1.10 Пуск в роботу бурової установки може бути вироблений після повного завершення перевірки якості бурово-монтажних робіт, обкатки устаткування за участю укомплектованої бригади за рішенням робочої комісії за участю представника територіального органу Держтехнагляду.

#### **5.2 Заходи безпеки перед початком роботи**

5.2.1 Проводка свердловини здійснюється відповідно до технічного проекту (технологічного маршрута, геолого-технічний вбрання), розробленого з урахуванням геолого-технічних умов проводки свердловин. Будівництво свердловини на родовищах із змістом в нафті (газу) більше 6% (особливо сірководня, з родовищ майданчиків повинно проводитися із застосуванням додаткових заходів безпеки, встановлених відповідними розділами Правил

5.2.2 Члени бурової бригади мають бути забезпечені касками, спецодягом, спецвзуттю і іншими засобами індивідуального захисту (СИЗІЙ), відповідно до "Галузевих форм безкоштовної видачі спецодягу, спецвзутті і допоміжних пристосувань".

5.2.3 Забороняється знаходитися на робочому майданчику бурової без каски, в одязі і взутті, не відповідних галузевим нормам. Стороннім особам знаходитися на території виробничого об'єкту без дозволу керівника об'єкту або адміністрації організації забороняється.

5.2.4 Кожна бурова бригада має бути забезпечена знаками пожежної безпеки, плакатами по охороні праці і промислової безпеки.

5.2.5 Бурова установка має бути укомплектована контрольно-вимірними приладами (індикатор ваги, амперметр, вольтметр, манометр, газоаналізатор та ін.) в кількості, передбаченій проектом. Прилади, встановлені на щиті, мають бути добре видні з поста бурильника і захищені від вібрації.

5.2.6 Контрольно-вимірні прилади (КИМ) мають бути сповіщені і мають пломбу або клеймо Госсперителя або організації, що робить їх ремонт.

5.2.7 Підходи до механізмів і пристосувань, що входять в комплект бурової установки, мають бути вільні і забезпечувати зручність їх обслуговування і ремонту. Забороняється експлуатувати стакування з не захищеними рухомими частинами.

5.2.8 Бурова установка має бути забезпечена засобом пожежогасіння з переліку. Щорічно, з кожною машиною окремо, повинні проводитися бурові тривоги, гасінню пожеж, із записом в журналі проведення учбових тривог.

5.2.9 Перед початком робіт по проводці свідчовини необхідно:

- очистити підлогу бурової, свічник, бачок та ін.;
- видалити усе, потрібні для роботи інструменти і устаткування, що перешкоджають руху робітників;
- переконатися в правильності монтажу ротора, перевірити надійність кріплення ротора до основи його працездатність;
- при пробним обертанням ротора на невеликих оборотах перевірити обертання вертлюга;
- перевірити наявність і кріплення обгороджувань, що надійно закривають з усіх боків доступ до рухомих частин бурової лебідки, ротора, бурових насосів і так далі;
- перевірити справність КИМ та також наявність вимірної таблиці індикатора ваги;
- перевірити справність сигналізації : на поста - пульт бурильника, бурильник - виходний;

- перевірити усі блокування, запобіжні пристрої;
- перевірити справність машинних ключів, елеваторів, точка АКБ-ЗМ, пневмосистеми, поясів верхового, із записом в журналі стану устаткування.

5.2.10 Щоб уникнути небезпечного падіння з висоти об'єктів предметів необхідно, щоб помічник бурильника (верхній робітник) до початку буріння свердловини:

- оглянув і перевінив стан кронблочної майданчика і крокоблока, сідла і люльки верхнього робітника, маршевих сходів, перил вишки та ін.;
- видалив з сідла верхнього робітника, маршевих сходів і перехідних майданчиків сторонні предмети, не потрібні в роботі інструменти закріпив.

5.2.11 При перевірці кронблока, крокоблока, вертлюга особливу увагу слід приділяти кріпленню їх деталей болтові з'єднання устаткування мають бути застопорені контргайками і зашплинтовані.

5.2.12 Перед бурінням свердловин, обладнання на гирло превентором, необхідно переконатися, що сходи до штурвалів і засувки превентора вільні і легко доступні, а в нічний час освітлені (освітленість не менше 75 лк). Превенторная установка має бути змонтована відповідно до затвердженої інструкції і схеми.

5.2.13 Кожен вахту бурову вишку повинен оглядати бурильник із записом в журналі, і крім того за один раз два місяці механік і буровий маляр. Результати огляду за їх підписом повинні записуватися в журнал провірки технічного стану устаткування при порушенні центрування вишки, роботи по проводці свердловини забороняються. Виявлені дефекти мають бути усунені до початку буріння.

5.2.14 Перед під'їздом робіт по проводці свердловин в інтервалах з можливими нафтовозгорявленнями бурильник повинен переконатися в наявності на буровій двох опрессованих кульових кранів і двох зворотних клапанів, відповідних діаметрам використовуваних бурових труб, на мостках повинна знаходитися бурильна труба з переводним і кульовим краном (чи

зворотним клапаном по діаметру і прочності її характеристики, відповідної верхньої секції, використовуваної бурової колони. Труба, евідники, кульовий кран фарбуються в червоний колір.

5.2.15 Якщо перед бурінням свердловини вироблялися ремонтні роботи, то перед тим, як пустити механізм в хід, необхідно видалити сторонні предмети (болти, гайки, руди, інструмент та ін.) з ремонтної устаткування, встановити знесте обгороджування, надійно закріпити його і перевірити якість зробленого ремонту коротким пуском устаткування, а далі віддалегідь видалити людей з небезпечної зони, подавши сигнал про початок пуску.

5.2.16 В процесі прийому вахти необхідно перекопати в наявності необхідного запаса бурового розчину і відповідності його параметрів геологічно-технічному вимірюванню.

5.2.17 Тип і властивість бурового розчину повинні відповідати вимогам проекту в комплексі з технічними заходами повинні забезпечувати безаварійні умови проходження ствола.

### 5.3 Вимоги безпеки під час роботи

#### 5.3.1 Провідка ствола :

5.3.1.1 під час буріння свердловини стопорні запобіжні повороти в жока, і запобіжні клямка на зіві крана мають бути закриті;

5.3.1.2 підйом провідної труби з шахти після нарізання колони бурових труб слід виконувати плавно, на зниженій швидкості бурової лебідки. Забороняється знаходження робітників на шляху руху провідної труби;

5.3.1.3 при з'єднанні провідної труби із спущеною колоною бурових труб, незалежно від способів з'єднання, робітники мають бути видалені з небезпечної зони;



5.3.1.4 після закінчення нарощування в процесі буріння залишати порожній елеватор на столі ротора забороняється;

5.3.1.5 підняти елеватор з ротора слід допоміжною лебідкою за допомогою спеціальних стропів, надійно закріплених на проушини елеватора, елеватор при цьому має бути закритий;

5.3.1.6 при вкладанні заготовок провідної труби, ротор робітникам необхідно тримати їх за проушини за допомогою спеціального пристосування (шпала та ін.);

5.3.1.7 щоб уникнути вильоту затисків провідної труби з ротора під час його обертання затисків мають бути сполучені між собою болтами;

5.3.1.8 при роторному бурінні свердловини для запобігання випаданню штропів з кривої їх необхідно зняти. Підняти штропи слід за допомогою спеціальних гачків;

5.3.1.9 при зборці секцій турбобура необхідно користуватися роз'ємними хомутами відповідного діаметру;

5.3.1.10 під час буріння провідну трубу (квадрат) утримувати в клинах ПНЗ можна тільки за допомогою спеціальних вкочувачів;

5.3.1.11 при бурінні свердловини турбобуром у верхній муфті колони бурових труб необхідно встановити фільтр;

5.3.1.12 пускери засувки бурових насосів повинні мати дистанційне керування. Перед пуском бурового насоса прохідна засувка має бути відкрита. Відкриття прохідної засувки слід перевіряти по положенню покажчика на штоку засувки;

5.3.1.13 щоб уникнути утворення крижаних пробок в магистальному трубопроводі слід проводити періодичне продукування бурового розчину або зливати його місткість перед зупинкою бурового насоса. Перед пуском бурового насоса лінію необхідно продувати. Забороняється продавлювати крижані пробки, що утворилися у викидних лініях бурових насосів. На випадок тривалої зупинки бурового насоса в зимовий час манометрична лінія повинна продуватися повітрям.

5.3.1.14 при пуску бурових насосів, що працюють в спареному режимі, включення другого насоса слід виробляти після того, як перший насос отримає повне число обертів і відновиться циркуляція;

5.3.1.15 робочий тиск пневмокомпенсатора по паспорту має бути не менш максимального робочого тиску, що створюється буровим насосом;

5.3.1.16 забороняється регуляція бурових насосів, обладнаних пневмокомпенсаторами з попереднім стискуванням повітряного тиску в компенсаторах, що не встановленого паспортом. Забороняється використовувати компенсатори, що мають нерівну поверхню (мятина, виступи, зовнішні тріщини, латки, криволінійні варені фланці);

5.3.1.17 на кожному буровому насосі повинен монтуватися запобіжний пристрій заводського виготовлення, розрахований на тиск, що перевищує на 10% робочий тиск насоса, залежний від встановлення буровому насосі циліндрових штулок. Установка та перевірка стану запобіжних пристроїв реєструється в журналі технічного стану устаткування;

5.3.1.18 в процесі буріння свердловини буровийникові необхідно уважно стежити за свідченнями КИПМА;

5.3.1.19 незалежно від того, чи здійснюється автоматичне управління процесом буріння або ні, буровийникові залишатися при процесі без нагляду забороняється;

5.3.1.20 зміна рівня бурового розчину в приймальних місткостях процесі буріння свердловини може стати показником або поглиблення (зменшення об'єму), або прояву (збільшення об'єму). У зв'язку з вищезазначеним, необхідно постійно контролювати положення бурового розчину в приймальних місткостях і при його зміні слід терміново приймати заходи по попередженню виникнення ускладнень;

5.3.1.21 при виведенні пропуску бурового розчину через сальник вертлюга необхідно зупинити буріння і, встановивши провідну трубу з вертлюгом в шурф, підтягнути гайку ущільнювача або замінити сальник. При цьому необхідно періодично ходити інструмент;

5.3.1.22 що уникнути розриву бурового (грязьового) шланга під тиском розчину під час буріння свердловини, необхідно стежити за його станом. Якщо ж почалося руйнування бурового розчину або є порушення зовнішнього обплетення шланга, буріння свердловини слід негайно зупинити і, піднявши декілька свідок (при нагоді до чергової спущеної колони), обов'язково замінити буровий шланг, прийнявши заходи проти відкритого фонтанування;

5.3.1.23 при припиненні подачі електроенергії буріння свердловини слід зупинити і, використовуючи аварійний дизель-генератор (ДЭС), прийняти заходи по запобіганню вихвату інструменту та безпечної евакуації людей в темний час доби. Вогни можуть бути відновлені тільки після подачі електроенергії. Застосування відкритого вогню в цілях освітлення забороняється;

5.3.1.24 в процесі буріння свердловини необхідно стежити за чистотою перехідних майданчиків системи з'єднання і майданчиків навколо гідроізоляційної установи. Жолоби і вібросити слід періодично очищати від шламу;

5.3.1.25 під час буріння свердловини забороняється:

• робити ремонт, кріплення яких-небудь рухомих частин механізмів або нагнітальних труб і водів, що знаходяться під тиском;

- робити чистку і мастило рухомих частин механізмів;
- видаляти обгороджування і проходити за обгороджування;
- проходити через привідні ремені і ланцюги або під ними настигаючи за наявності обгороджування;
- знаходитися на ремені;
- проводити профілактичний огляд і ремонт преверторів.

5.3.1.26 після зупинки бурових насосів тиск в нагнітальній лінії слід понизити до атмосферного;

5.3.1.27 при тимчасових зупинках в процесі буріння необхідно підняти інструмент до чергової спущеної технічної колони і закрити превертор. У компоновці бурильної колони має бути передбачений зворотний клапан;

5.3.1.28 під час обмивання свердловини необхідно перевірити справність лебідки і її приводу, ротора, ПКР, і їх крани управління, ключа АК-3М2 і його пульта управління, талевої системи, талевого каната, машинних ключів, елеваторів і так далі;

5.3.1.29 крім того, перед виробництвом спуско-підъемних операцій бурильник повинен особисто перевірити стан машинних ключів, наявність шпильок на пальцях шарнірних з'єднань машинних ключів і тальмораскрепителя, стан реснич і страхових канатів і їх кріплення суларів, елеваторів і шпильок. Наявність дефектів на деталях машинних ключів не допускається;

5.3.1.30 забороняється проводити СПО:

- відсутності або несправності обмежувача підйому талевого блоку обмежувача навантаження, що допускається, на крюку;
- несправності СПО і інструменту;
- неповним складом вахти;

5.3.1.31 після зупинки бурових насосів і зниження тиску в системі необхідно відкрити пускову засувку ДЗУ, переключитися у відсутності тиску в нагнітальній лінії, відкрити квадрат і в певний час пропустити нагнітальну лінію стислим повітрям або паром.

5.3.2 Буріння шурфу під квадрат турбобуром :

5.3.2.1 перед початком буріння під шурф, буровий майстер зобов'язаний виробити дощковий інструктаж на робочому місці членами вахти;

5.3.2.2 після спуску дошки з турбобуром під підлогу бурову, щомжки між підлогою і провідною трубою мають бути закріплені дошками;

5.3.2.3 забороняється застосування авіаційного і машинного ключів, а також прядивного каната для затримки зворотного обертання;

5.3.2.4 затримка турбобура виконується спеціальними пристосуваннями для буріння шурфу;

5.3.2.5 при бурінні шурфу, щоб уникнути закручування струн талевої системи, розвантажувати її повністю забороняється;

5.3.2.6 після закінчення буріння шурфу підйому турбобура 1,2 м від забою при зупиненні насосах необхідно від'єднати канат пристосування;

5.3.2.7 при виміщенні турбобура з буротом від шурфу виробляти плавно;

5.3.2.8 спуск шурфової труби в шурф виробляти тільки на талевої системі;

### 5.3.3 Кріплення свердловин :

5.3.3.1 перед спуском колони обсадних труб у свердловину буровий майстер і механік повинні перевірити справність усієї бурової установки, талевої системи і інструменту, призначеного для виконання операції по спуску колони;

5.3.3.2 виявлені несправності необхідно усунути до початку спуску обсадної колони і скласти акт перевірки устаткування;

5.3.3.3 спуск у свердловину обсадної колони дозволяється тільки за наявною дозвільною бурового майстра і за зведеного плану проведення цієї роботи. Буровий майстер зобов'язаний провести інструктаж робітникам по безпечному веденню робіт, чітко розподілити обов'язки серед членів бригади;

5.3.3.4 у нічний час приймальні мостки і стелажі повинні мати освітлення не менше 10 лк;

5.3.3.5 при спуску колони один з робітників призначається відповідальним за шаблон. Призначається також відповідальний за елементи. Під час підйому чергової труби він повинен показувати знак бурильнику про вихід шаблону з труби;

5.3.3.6 забороняється робітникам знаходитися у нижнього кінця обсадної труби, що піднімається тим часом, що нагвинчується;

5.3.3.7 під час підйому труби, при з'ясуванні її з'ясування, повинен застосовуватися утримувачий прядивний канат, який одним кінцем кріпиться до ноги вишки, іншим кінець залишається вільним;

5.3.3.8 загробіжні кільця розкріплювати за допомогою спеціального ключа. Робота по закріпленню кілець повинна виконуватися в рукавицях;

5.3.3.9 режим спуску обсадних колон і гідравлічна програма цементування повинні розраховуватися і здійснюватися так, щоб забезпечити мінімально можливу репресію на продуктивні горизонти та допускати ускладнення пов'язаних з гідророзривом порід і поглинанням.

5.3.3.10 при виникненні "посадки" під час спуску не можна розвантажувати колону більш ніж на 5 ділень по індексу ваги. В цьому випадку необхідно викинути трубу, повернути на коловий квадрат і пройтися по "посадки" з промиванням.

5.3.4 Цементування сердловин :

5.3.4.1 в процесі цементування сердловин, члени бурової бригади виконують роботу шпакі під керівництвом бурового майстра.

5.3.4.2 на відванчику для цементувальних машин, пролиті паливні та мастильні матеріали мають бути змиті сухим піском або землею для запобігання вибуху від іскр вихлопних газів двигунів).

5.3.4.3 переміщати цементувальну голівку в бурову, бурильник повинні після того, як петлю стропу протягнута через обидва римони і кінці петлі, що входять, надіти на крюк допоміжної лебідки. Забороняється касцювати ломи і інші предмети для того, що нагвинчує (вигвинчування) цементувальної голівки на обсадну колону (з обсадної колони).

Ці операції слід виконувати за допомогою машинних або ланцюгових ключів, при цьому забороняється:

- відход від пульта управління бурильника;
- виробництво інших робіт допоміжною лебідкою;

5.3.4.4 для забезпечення безпеки при підйомі до цементувальної голівки елементів нагнітного трубопроводу їх слід знімати допоміжною лебідкою за допомогою стропу і підтримувати на вазі до повного закріплення;

5.3.4.5 під час опресовування циліндричних трубопроводів і заливальної голівки бурильника члени бурової вахти, не пов'язані з проведенням цієї роботи, повинні знаходитися в безпечному місці. На циліндричні трубопроводи для

цементування до початку процесу мають бути опресовані на півторакратний очікуваний робочий тиск;

5.3.4.6 в процесі цементування свердловин забороняється ходити на цементувальних агрегатах і біля нагнвальних трубопроводів особам, що не працюють в них.

#### 5.3.5 Випробування і освоєння свердловин :

5.3.5.1 при випробуванні свердловини члени бурової бригади діють під керівництвом бурового майстра. Якщо при освоєнні (випробуванні) здійснюють за допомогою випробувальних пластів, що опускаються в трубах, члени бурової бригади виконують ті ж функції і дотримують ті ж заходи безпеки, що і при спуско-подъемних операціях. Спуск випробувальний інструмент слід робити, без різких зупинок.

5.3.5.2 усі замкові з'єднання бурильних труб і випробувача для забезпечення герметизації повинні закриватися тільки механічними ключами.

5.3.5.3 при спуску бурильних труби частково або повністю заповнюються технічною водою або глицеринним розчином, швидкість спуску не повинна бути більше 0,3 м/з;

5.3.5.4 під час спуску випробувача необхідно спостерігати за рівнем промивальної рідини в затрубному просторі, оскільки різке зниження рівня рідини свідчить про порушення герметичності інструментів. У такому разі випробування слід припинити і підняти інструмент зі свердловини;

5.3.5.5 якщо в бурильні труби потрапляє велика кількість нафти, необхідно строго дотримувати заходів по попередженню пожежі;

5.3.5.6 при проведенні пробит з опробувачами пластів на каротажному кабелі не допускається різке гальмування прада, пробиття уступів, звужень. При наявності посадок і застосуванні бурильних пластів повинен негайно повідомити про це буровому майстрові;

5.3.5.7 при використанні випробувачів, що опускаються всередину бурильних труб і опробувачей пластів на каротажному кабелі, забороняється

знаходиться зблизь блок-баланса і кароткого кабелю щоб уникнути захльостування кабелем у разі його розриву.

5.3.5.8 Сварчі, такі, що не беруть участь в спуску в пробувача або опробовачі повинні знаходитися за межами бурової;

5.3.5.9 Для кожної свердловини що підлягає освоєнню складається план урахування технологічних ризиків на ці роботи і призначення відповідальних осіб за їх виконання.

#### 5.4 Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях

5.4.1 При виникненні поломок, ушкодження, загрозливих аварією на робочому місці необхідно припинити його експлуатацію, також подати сигнал про відсутність електроенергії, стислого повітря, води і т.п. подібне. Керівники робіт про ситуацію повинні прийняти заходи і діяти відповідно до отриманих вказівок.

5.4.2 У разі прояву ГНВП або ОФ діяти згідно ПЛА.

5.4.3 У разі визначення запаху НС необхідно негайно припинити роботу, відключити СИЗОД і діяти згідно ПЛА.

5.4.4 У разі виникнення пожежі необхідно:

- припинити усі технологічні операції;
- повідомити про пожежу;
- відключити електроенергію;
- прийняти заходи для видалення людей з небезпечної зони;
- вміло і швидко виконати обов'язки, викладені в плані ліквідації аварії;
- ізолювати вогнище пожежі від навколишнього повітря;
- об'єкти, що горять, запобігти негорючими пісками або паром;
- прийняти заходи по штучному зниженню температури речовини, що горить.



В більшості випадків горіння ліквідовується одночасним застосуванням декількох методів.

5.4.5 При нещасному випадку негайно негайно звільнити потерпілого від дії травматичного чинника, надати йому першу долікарську допомогу і повідомити безпосереднього керівника про нещасний випадок.

В разі необхідності викликати швидку допомогу або відправити потерпілого до установи охорони здоров'я.

По можливості зберегти обстановку на місці нещасного випадку до початку розслідування, за винятком випадків, коли необхідно вести роботи по ліквідації аварії і збереженню життя і здоров'я людей.

## 5.5 Вимоги безпеки після закінчення роботи

5.5.1 Виключити використання теплове і механічне устаткування від електричної мережі. Закрити вентилі на трубопроводах, що підводять до зупиненого устаткування стиснутого повітря, пару, воду і тому подібне.

5.5.2 Привести в порядок робоче місце. Пристосувати інструмент до роботи і укласти у відведене для них місце.

5.5.3 Ознайомити, що приймає зміну, з усіма змінами несправностями і роботі устаткування, які відбувалися протягом зміни.

5.5.4 Зняти захисні засоби, спецодяг і спецвзуття і привести їх в порядок і укласти в місце зберігання (бригада сушарку).

5.5.5 Вимити руки і обмити теплою водою з милом або прийняти душ. Для труднодоступних забруднень застосовувати спеціальні очищаючі засоби.

5.5.6 Після роботи з миючими речовинами спочатку вимити руки під струменем теплої води до усунення "жиркості". Змастити руки живлячим і зволожуючим шкіряним кремом.

## ВИСНОВКИ

1. Розроблена технологія визначення раціональної (що працює) довжини горизонтальної ділянок багатовибійної свердловини і бічних відгалужень, побудованої в продуктивних пластах, схильних до руйнування в процесі експлуатації, що включає:

- встановлення залежності працюючої довжини горизонтальної ділянки, що очищається від продукції руйнування пласта потоком продукції, що добувається, від параметрів фільтраційних місць цієї продуктивного пласта;

- встановлення залежності працюючої довжини горизонтальної ділянки від товщини пласта і діаметру свердловини;

- встановлення довжини горизонтальної ділянки залежно від обмежень на допустиму швидкість і необхідного швидкісного режиму при вході в збіжний колектор.

2. Розроблена конструкція протипісочного фільтру для закріплення основної ствола і бічних відгалужень багатовибійної свердловини, побудованої на родовищах, представлених породами, схильними до руйнування

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Борисов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многоступенчатыми скважинами / Ю. П. Борисов, В. П. Пилатовский, В. П. Табачков. – М.: Недра, 1964.
2. Бронзов, А. С. Бурение наклонных скважин / А.С. Бронзов, А.П. Смирнов. – М.: Гостоптехиздат, 1948.
3. Бурение нескольких наклонно направленных стволов из одной скважины: Пер. с англ. // Шельф. – 1989. – Т. 49. – № 7. – Фонды ВНИИЭГазпром.
4. Будущее за горизонтальными скважинами // Нефтяник. – 1989. – № 10.
5. Вахрушев, И. А. Результаты строительства и эксплуатации горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири / И. А. Вахрушев, А. А. Ручкин и др. // Нефтяное хозяйство, 2010, № 2.
6. Габбасов, Г. Х. Эффективность бурения и эксплуатации горизонтальных скважин / Г.Х. Габбасов // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 8.
7. Григорян, А. С. Многовибрийное вскрытие пластов / М. Григорян // Нефтяник. – 1956. – № 7.
8. Bright future Predicted for Horizontal Drilling // Oil Weekly, v. 115, No. 3, 18/IX, 1984.
9. Babu D. K., Odeh A. S. Productivity of a Horizontal Well. SPE 18298, 1988.
10. Babu D. K., Odeh A. S. Productivity of a Horizontal Well. SPE 18301, 1988.
11. De Montigny C., Sorreux P., Louis A., Lessi J. Horizontal Well Drilling Data Enhance Reservoir Appraisal. // Oil and Gas Journal 1988, v. 86, N 37.

12. Калинин, Г. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильных колонн / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Соколовский, А.С. Повалихин. – М.: Недра. 1995.

13. Зозуля, Г.П. Особенности добычи нефти и газа в горизонтальных скважинах / Г.П. Зозуля, А.В. Курочкин, И.С. Матияшин, М.Г. Гейхман, Н.Р. Инюшин. – М.: Издательский центр «Академия». 2009.

14. Проблемы и достижения в области бурения наклонно направленных скважин с горизонтальным сегментом в продуктивных горизонтах: пер. с англ. // Нефть и газ. – 1988, – № 15, 21, 24, 27. – Фонды ВНИИЭГазпрома.

15. Spreux A., Gasparis C, Lessi J. Most problems in Horizontal Completions are resolved. // Oil and Gas Journal, v. 86, N 21, p. 11, 1988.

16. Алиев, З. С. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрытых газовые и газоконденсатные пласты / З. С. Алиев, Ю.В. Шеремет. – М.: Недра. 1995.

17. Андра, П. Д. Более высокая производительность скважин при горизонтальном бурении / П. Д. Андра // Международный инженерный журнал. – 1994. – № 12 – Пер. с англ. – Фонды ВНИИЭГазпрома.

18. Бурение горизонтальных скважин // Новости нефтяной техники. – 1996, – № 3.

19. Добыча нефти из горизонтальных скважин на месторождении Сирус. Информация компании BP // Нефть, газ и нефтохимия за рубежом. – 1996, – № 9.

20. Жианиезини, Д. Причина широкого распространения горизонтального бурения / Д. Жианиезини // Нефть, газ и нефтохимия за рубежом. – 1996, – № 3.

21. 08-624-000 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

22. ГД 08-254 "Типовая инструкция по безопасности работ при строительстве нефтяных и газовых скважин Гостехнадзора" от 12.07.96 г.