

Том 1
Технології видобутку
корисних копалин

УДК 622.271

Адамчук А.А. старший науковий співробітник кафедри відкритих гірничих робіт
(Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», м. Дніпро, Україна)

ВИЗНАЧЕННЯ УМОВ ВИКОРИСТАННЯ ЕКСКАВАТОРІВ-ДРАГЛАЙНІВ ПРИ ФОРМУВАННІ ОДНОЯРУСНОГО ВНУТРІШНЬОГО ВІДВАЛУ СКЕЛЬНИХ ПОРІД

Розробка родовищ корисних копалин відкритим способом пов'язана із утворенням відвалів порід розкриву. Натепер зовнішні відвали Криворіжжя займають площу в понад 6000 га землі. А з поглибленням гірничих робіт ця величина збільшиться. На підприємстві АрселорМіттал Кривий Ріг ця проблема була вирішена шляхом складування порід розкриву із кар'єру № 2-біс у вироблений простір кар'єра № 1, який затоплений водою [1].

Відвал формується екскаватором-драглайном ЕК 11-70 із радіусом розвантаження 66,5 м. Драглайн – це одноківшева самохідна виймально-навантажувальна машина циклічної дії, у якої ківш має гнучкий зв'язок зі стрілою та поворотною платформою за допомогою канатів та блоків [2]. Екскаватор формує приямок, в який автосамоскиди розвантажують породи розкриву. Відсипання порід може відбуватися як безпосередньо у вироблений простір, так і з привантаженням нестійкої частини укосу.

Однак при формуванні внутрішнього відвалу на північному борті кар'єру № 1 у відсипаному масиві почали утворюватися тріщини на відстань 70 м від верхньої брівки відвалу вглиб масиву. Придбання нового обладнання із більшими параметрами потребує значних інвестицій і витрат часу на спорудження. Тому важливо визначити умови при яких можливе формування відвалу наявним обладнанням після стабілізації зсувних процесів. Безпечна відстань встановлення складається із ширини призми можливого обвалення, ширини запобіжного валу (3 – 4 м) і відстані від вісі руху екскаватора до запобіжного валу.

Розрахунок ширини призми можливого обвалення вівся в програмі Slide. Для цього були побудовані моделі укосів одноярусних відвалів висотою від 100 м до 500 м, з рівнем затоплення від 0 до 500 м. При розрахунках враховувались фізико-механічні властивості незатоплених і затоплених скельних порід розкриву, які складають відвал кар'єру № 1. Програма автоматично будує низку криволінійних поверхонь ковзання, для яких визначає коефіцієнт запасу стійкості. Коефіцієнт запасу стійкості – це відношення суми всіх сил, які утримують укіс у рівновазі, до суми усіх зрушувальних сил, що прагнуть вивести його з рівноваги. Нормативним коефіцієнтом запасу стійкості є 1,2 [3]. На частині укосу із коефіцієнтом запасу стійкості менше 1,0 спостерігаються найбільш інтенсивні деформації.

На основі отриманих даних (табл. 1) встановлені залежності ширини призми можливого обвалення від висоти одноярусного відвалу і рівня затопленої частини укосу. Графіки функцій, що описують ці залежності є поліномами третього ступеня. Встановлено, що при підтопленні укосу відсипаного масиву скельних порід розкриву водою відбувається зміна фізико-механічних властивостей подошви ярусу, і стійкість укосу починає зменшуватися, а ширина призми можливого обвалення – збільшуватися. Після досягнення критичної відмітки затоплення укосу водою відбувається збільшення стійкості та зменшення ширини призми можливого обвалення за рахунок підвищення впливу утримуючих сил ваги води у внутрішньокар'єрному просторі.

Таблиця 1

Параметри ширини призми можливого обвалення, (а, м)

| $K_y = 1,2$ | | Рівень затоплення, (H_w , м) | | | | | | | | | | |
|---------------------------|-----|---------------------------------|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | | 0 | 50 | 100 | 150 | 200 | 250 | 300 | 350 | 400 | 450 | 500 |
| Висота ярусу (H_o , м) | 100 | 31 | 24 | 0 | | | | | | | | |
| | 150 | 53 | 66 | 18 | 0 | | | | | | | |
| | 200 | 78 | 107 | 66 | 0 | 0 | | | | | | |
| | 250 | 107 | 135 | 109 | 62 | 10 | 0 | | | | | |
| | 300 | 130 | 162 | 146 | 98 | 55,6 | 17 | 0 | | | | |
| | 350 | 152 | 188 | 189 | 146 | 106 | 62 | 25 | 0 | | | |
| | 400 | 173 | 214 | 219 | 184 | 142 | 100 | 65 | 0 | 0 | | |
| | 450 | 202 | 233 | 246 | 220 | 187 | 129 | 99 | 52 | 19 | 0 | |
| | 500 | 224 | 268 | 291 | 270 | 228 | 180 | 133 | 102 | 69 | 0 | 0 |
| $K_y = 1,0$ | | Рівень затоплення, (H_w , м) | | | | | | | | | | |
| | | 0 | 50 | 100 | 150 | 200 | 250 | 300 | 350 | 400 | 450 | 500 |
| Висота ярусу (H_o , м) | 100 | 0 | 0 | 0 | | | | | | | | |
| | 150 | 0 | 2,2 | 0 | 0 | | | | | | | |
| | 200 | 8,5 | 5 | 2 | 0 | 0 | | | | | | |
| | 250 | 8 | 8,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | 300 | 9,5 | 17 | 4,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | |
| | 350 | 11 | 31 | 13 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| | 400 | 3 | 36 | 27 | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| | 450 | 26 | 39 | 34 | 26 | 6,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | 500 | 34 | 45 | 55 | 44 | 22 | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Із урахуванням габаритів екскаватора-драглайна і ширини приямка для розвантаження автосамоскидів відстань від вісі руху екскаватора до запобіжного валу складає 9-15 м.

Із урахуванням зазначеного вище можна рекомендувати висоту ярусу відвалу скельних порід розкриття не більше 100-150 м. Для укосів одноярусних відвалів більше 150-200 м екскаватори-драглайни ЕК 6,5-45, ЕК 14-50 і ЕК 10-50 ефективні при потужності незатопленої частини укосу 70-75 м, екскаватор-драглайн ЕК 11-70 – 90-95 м, екскаватор-драглайн ЕК 20/90 – 100-110 м. Розроблені рекомендації дозволять ефективно використовувати вироблений простір відпрацьованих кар'єрів для складування порід розкриття, за рахунок чого зменшити негативний вплив гірничих робіт на довкілля.

Перелік посилань

1. Николашин, Ю.М., Кебал, Я.В. (2016). Пути использования площадей остаточных открытых горных выработок, затопленных подземными водами. *Вісник Криворізького Національного Університету*, 43, 45–47. http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vktu_2016_43_12

2. Дриженко, А.Ю. (2014). *Відкриті гірничі роботи: підручник*. Національний гірничий університет.

3. Копач, П.И., Краснопольский, И.А., Полищук, С.З., & Шапарь, А.Г. (1988). *Управление состоянием массивов на открытых разработках*. Наук. думка.

УДК 622.24

Мекшун М.Р., аспірант кафедри НГІБ, Аскеров І.К., студент гр. 185-19-1 ФПНТ Науковий керівник: Ігнатов А.О., к.т.н., доцент кафедри нафтогазової інженерії та буріння

(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)

ШЛЯХИ ВДОСКОНАЛЕННЯ ТА РАЦІОНАЛЬНІ ПОКАЗНИКИ ТЕХНОЛОГІЇ ГІДРОМЕХАНІЧНОГО БУРІННЯ

Свердловини є найнадійнішим джерелом інформації про наявність в надрах корисних копалини і їх запасах, і також єдиним можливим каналом зв'язку між надглибокими продуктивними горизонтами і денною поверхнею. Буріння свердловин завжди було і сьогодні залишається надзвичайно капіталомістким. З цієї причини пошук резервів скорочення фінансових витрат та часу на бурові роботи – найважливіша проблема, актуальність якої безперервно зростає.

Спосіб дробового буріння ґрунтується на скребучій (різальній) дії рухомого сталевого (чавунного) дробу під торцем спеціальної коронки, причому ця дія позначається тільки при відповідному тиску дробу на свою опору [1]. Вже давно загартований дріб застосовувався для розпилювання і поліровки каменів, але застосування його для цілей колонкового буріння відноситься вже на початок ХХ століття. Найвірніше, початок застосування дробового буріння в інженерній і розвідувальній справі можна віднести до часу випуску фірмою Інгерсолль-Ранд (США) цілої серії верстатів «Калікс» в 1899 році, розрахованих для буріння твердих порід на різну глибину позначеним способом [2].

Незважаючи на відносну давність застосування дробового буріння, література за його технологією украй бідна. На початкових етапах широкого впровадження статті по бурінню в технічних журналах представляли собою замітки описового характеру в декілька рядків. Техніко-економічних даних було опубліковано надзвичайно мало, якщо не говорити про невелику кількість напіврекламних цифр фірми Інгерсолль-Ранд, що випускала спеціалізований верстат «Калікс».

При дробовому бурінні у свердловину засипають дріб (чавунну або сталеву), яка під впливом струменя промивальної рідини поступає під торець коронки через проріз в ній. Внаслідок обертання бурового інструменту і осевого тиску дріб руйнує гірську породу на забої свердловини. Винесення зруйнованої породи, відпрацьованого дробу і часток металу дробової коронки здійснюється промивальною рідиною або стислим повітрям [3].

На якісному рівні процес буріння дробом, на думку ряду дослідників, можна охарактеризувати наступним. У зв'язку з тим, що чавунний дріб дуже крихкий і швидко розколюється під торцем коронки на гострокутні фрагменти, останні волочаться коронкою по забою і своїми гострими краями виробляють вибурування породи; подальше подрібнення стираючого матеріалу під коронкою є тим, чинником, який «виконує» основну роботу стирання, поки фрагменти роздавленого матеріалу, що утворюються, ще свіжі у своєму розломі, а, отже, особливо гострі у своїх різальних кромках. Що стосується сталевих дробу, то він має бути досить крихким, інакше у міру зношування різальних країв продуктивність буріння падатиме. І взагалі буріння, у рамках вказаної технології, може вироблятися навіть неякісними відсортованими по розмірах наборами дробу.

Продуктивність дробового буріння, поза сумнівом, повністю визначатиметься характером заданої деформації руйнування [4]. Якщо заданою деформацією є зім'яття, тобто руйнування породи в межах головних об'ємів тиску, то, природно, буріння

супроводжуватиметься великою витратою роботи на повторне дроблення вже відокремленої породи при її виштовхуванні і повторних затискачах. При руйнуванні шляхом відділення об'ємів сколювання повторне дроблення матиме менше значення, шлам буде більший, а робота продуктивніша. Слід також відмітити, що дія дробу на нерівну і порушену поверхню породи може викликати, залежно від умов, різні види деформацій, але переважаючою буде та з них, яка задана режимом роботи. Практична ж продуктивність буде нижча, оскільки на значній частині шляху, через нерівність поверхні забою після відділення породи, дробу працюватимуть з неповним навантаженням, а також виконуватимуть роботу з видалення зруйнованої породи.

Однією з перешкод застосування високих частот обертання бурового пристрою при дробовому бурінні з використанням існуючих конструкцій пристроїв є скупчення дробу в зовнішньому кільцевому просторі, що веде до необґрунтованої розробки стовбура свердловини і зрештою викликає виникнення ускладнень і навіть аварій. Такий стан речей обумовлений, в основному, конструктивним виконанням дробової коронки.

Досить цікаві дані були отримані при дослідженні впливу числа оборотів дробової коронки на механічну швидкість буріння [5]. Лабораторними дослідженнями було переконливо показано наявність тісного зв'язку між швидкістю обертання коронки і її поглибленням, що виражається в безперервному зростанні механічної швидкості буріння із збільшенням числа оборотів. Причому, порівняно з алмазним способом буріння, інтенсивність зростання механічної швидкості дробового буріння, за описаних умов, навіть дещо вища. Ця обставина відкриває нові перспективи для дробового буріння, і показує певну необґрунтованість його майже повного витіснення з практики застосування.

У зв'язку з позначеними умовами на кафедрі нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка» було поставлено завдання удосконалення пристрою дробового буріння, результатом рішення якої стала наступна конструкція, що містить, як і базова [6] коронку (дещо видозмінену), керноприймач і перехідник, разом з цим, згідно з винаходом, коронка виготовлена у вигляді породоруйнівного кільця, жорстко закріпленого в нижній частині керноприймача, що має, як і кільце, внутрішні вертикальні колекторні пази для розташування дробу.

Модернізований пристрій забезпечує: унеможливлення скупчення дробу в зовнішньому просторі свердловини, значне зменшення витрат потужності для створення крутного моменту для породоруйнівного органу, створення умов для здійснення високообертального буріння, стабільність та ефективність акту руйнування порід, надійність механізму зриву та утримання керна, зниження зносу бурильних труб і за рахунок цього досягається інтенсифікація процесу буріння при зниженні загальних витрат.

Перелік посилань

1. Сулакшин С.С. Практическое руководство по геологоразведочному бурению. – М.: Недра, 1978. – 333 с.
2. Journal of the Institution of Petroleum Technologists. The Evolution of Oil – Well Drilling Methods. 1924. – P. 432.
3. Остроушко И. А. Бурение твердых горных пород. – М.: Недра, 1966. – 291 с.
4. Павлова Н.Н., Шрейнер Л.А. Разрушение горных пород при динамическом нагружении. – М.: Недра, 1964. – 159 с.
5. Саламатов М.А. Механизм разрушения горных пород дробью и его теоретические основы // Тр. Свердловского горного ин-та. Матер. по геологии и разведке полезных ископаемых Урала. – 1960. – Вып. № XXXVII – С. 213 – 224.
6. Пат. 90705 № u201314641 Україна, МПК Е 21 В 7/16. Пристрій для дробового буріння / А.О. Ігнатов. – Заявл. 13.12.2013; Опубл. 10.06.2014; Бюл. № 11.

УДК 622.24

Бублик В.К., студентка гр. 185м-19з-1 ГРФ**Науковий керівник: Коровяка Є.А., к.т.н., завідувач кафедри нафтогазової інженерії та буріння***(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)***ДО ПИТАННЯ ПРО РАЦІОНАЛЬНІ ПАРАМЕТРИ ПРОГРАМИ ПРОМИВАННЯ СВЕРДЛОВИН**

Вивчення широкого кола літературних джерел та даних дослідницьких і виробничих організацій стосовно питань розробки гідравлічної програми промивання свердловин доводить [1], що вживані при бурінні промивальні рідини є складними фізико-хімічними дисперсними системами з сильно розвиненими поверхнями розділу фаз. Промивальні рідини створюють середовище, в якому протікають основні процеси циклу спорудження свердловин, крім того вони визначають міру використання потенційних можливостей і ресурс бурового устаткування і інструментів, механічну швидкість, вірогідність виникнення різного роду ускладнень та ін. [2].

Вибір промивальної рідини, найбільш повно відповідної до кожної конкретної ситуації, здійснюється з урахуванням вимог, що пред'являються до них, виконання яких забезпечується великою кількістю функцій робочого середовища: 1) очищення забою від зруйнованої гірської породи і винесення її на поверхню; 2) утримування часток зруйнованої гірської породи в зваженому стані в стовбурі свердловини при припиненні циркуляції; 3) закріплення нестійких стінок свердловини і оберігання стовбура від обвалення; 4) фізико-хімічний вплив на гірські породи, що має за мету полегшення їх руйнування; 5) охолодження породоруйнівного інструменту; 6) утворення на поверхні бурильних труб, опор доліт і гідравлічного устаткування тонких мастильних плівок, що забезпечують зниження енергетичних витрат на буріння та ін. Основні вимоги та обмеження, що висуваються до промивальних рідин та процесу свердловинної циркуляції бурового агенту в цілому, наведено в табл. 1.

Таблиця 1

Робочі та обмежувальні вимоги до складових гідравлічної програми промивання свердловин

| Узагальнені функції | Технологічні обмеження |
|---|---|
| Руйнувати забій | Не руйнувати долото, бурильний інструмент і устаткування |
| Очищати забій від шламу і транспортувати шлам на денну поверхню | Не розмивати стовбур свердловини |
| Компенсувати надлишковий пластовий тиск флюїдів | Не призводити до поглинань розчину і не піддавати гідророзриву пласти |
| Попереджати обвали стінок свердловини | Не погіршувати проникність продуктивних горизонтів |
| Зважувати компоненти розчину і шлам | Не призводити до високих втрат гідравлічної енергії |
| Скидати шлам у відвал | Не скидати у відвал компоненти бурового розчину |
| Змащувати і охолоджувати долото та бурильний інструмент | Не викликати осипів і обвалів стінок свердловини |

Для ефективного виконання визначених функцій в різних геолого-технічних умовах буріння свердловин, промивальні рідини повинні мати певні значення показників властивостей, визначуваних їх компонентним складом та концентрацією [3].

Узагальнення передового досвіду показало, що тільки відповідні технологічні властивості промивальних рідин і досконала технологія промивання (іншими словами –

гідравлічна програма) у поєднанні з сучасним породоруйнівним інструментом і устаткуванням дозволяє досягти найвищих техніко-економічних показників при спорудженні свердловин [2].

В результаті дослідницьких робіт, проведених в НТУ "ДП", встановлено, що поліпшити деякі властивості промивальних рідин (зокрема: інертність до оточуючих порід, мастильну здатність, прокачуваність, здатність до покращення процесів руйнування порід на вибої), можна введенням до їх складу поверхнево-активних речовин (ПАР) і різних мастил, наприклад нафти [4]. Проте, дисперсні системи, що містять нафту, мають ряд недоліків: підвищена вартість, обумовлена додаванням великої кількості нафти, необхідність ретельного контролю її вмісту і ін. Саме це є підґрунтям для розширення застосування в технології буріння ПАР різних композицій [5]. В результаті застосування таких речовин спостерігали наступне: при роторному способі буріння проходка на долото збільшилася на 23%, стійкість доліт на 17%, механічна швидкість на 5%, а при турбінному - проходка на 37%, механічна швидкість на 28%, а стійкість долота не змінилася.

Буріння свердловин на багатьох родовищах України супроводжується виникненням ускладнень, пов'язаних із порушенням цілісності стінок стовбура свердловини [6]. На ліквідацію таких ускладнень витрачається в середньому до 20 - 25% загального часу на спорудження свердловини. На практиці одне виникле ускладнення нерідко тягне собою інше (поглинання бурового розчину може викликати приплив з високонапірного горизонту; осипи і обвали - затягування інструменту і так далі) а поєднання декількох ускладнень в одному стовбурі надзвичайно ускладнює завдання їх ліквідації і призводить до значних витрат часу і засобів. Неліквідоване ускладнення може стати причиною аварії. Аварія в бурінні і пов'язані з нею аварійні роботи призводять до непродуктивної втрати робочого часу, недоцільного витрачання трудових ресурсів, значних матеріальних і фінансових витрат [2].

Проведені аналітичні дослідження, довели наступне: при контакті з во-дою або водними розчинами осадові породи типу глин на відміну від інших гірських порід мимоволі переходять з твердого стану в пастоподібний. В результаті некомпенсованих молекулярних сил на поверхні глинистих мінералів утворюються сольватні (гідратні) шари і відбувається приріст об'єму часток. Цей процес (набрякання) супроводжується розвитком тиску набрякання або розклинюючим тиском і виділенням тепла набрякання [5]. Оперативним і показовим параметром характеристики процесу взаємодії глинистих порід із фільтратом промивальної рідини є міра набрякання K , яка показує в скільки разів збільшився об'єм сухих часток.

Перелік посилань

1. Буріння свердловин: довідник: У 5-ти т.: т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук / АТ "Агронафта". – К.: "Інтерпрес ЛТД", 2002. – 301 с.
2. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
3. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
4. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях. – М.: Недра, 1987. – 269 с.
5. Грей Дж., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. □М.: Недра, 1985. – 509 с.
6. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.

УДК 622.24

Божко Р.Ю., студент групи 184М-19-1 ГРФ**Науковий керівник: Камишацький О.Ф., к.т.н., доценти кафедри нафтогазової інженерії та буріння;***(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)*

ПРИСТРІЙ ДЛЯ УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ОСВОЄННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН

Відомі установки для гідродинамічної обробки привибійної зони експлуатаційних свердловин, основною частиною яких є трубка Вентурі, що складається з конфузора, критичного перерізу малого діаметру і дифузора, яка використовується для обробки привибійної зони експлуатаційних свердловин.

Недоліком вказаного пристрою є мала ефективність обробки привибійної зони свердловин: незначне підвищення проникаючої здатності продуктивних горизонтів та, як наслідок, нерівномірності обробки, викликана нестабільною роботою такого генератора та малої руйнівної здатності, при значних енергетичних витратах на отримання гідродинамічних коливань у привибійній зоні. Другий значимий недолік цього пристрою є трудомісткість регулювання режимів обробки привибійної зони пласта: статичний рівень при його роботі постійно мінятиметься і як наслідок треба буде міняти режим роботи пристрою, що при глибинах свердловин більше 500 м робить цей пристрій не рентабельним і малоефективним.

При проектуванні запропонованого пристрою було поставлено завдання його удосконалення для збільшення дебіту експлуатаційних свердловин за рахунок збільшення проникаючої здатності гірських порід привибійної зони продуктивного пласта.

Завдання вирішується тим, за рахунок автоматичного вісьового переміщення тіла обтікання потоком рідини.

На рис. 1 відображений загальний вигляд гідродинамічної вставки та технологія впливу на привибійну зону, на рис. 2 – гідродинамічна вставка в розрізі.

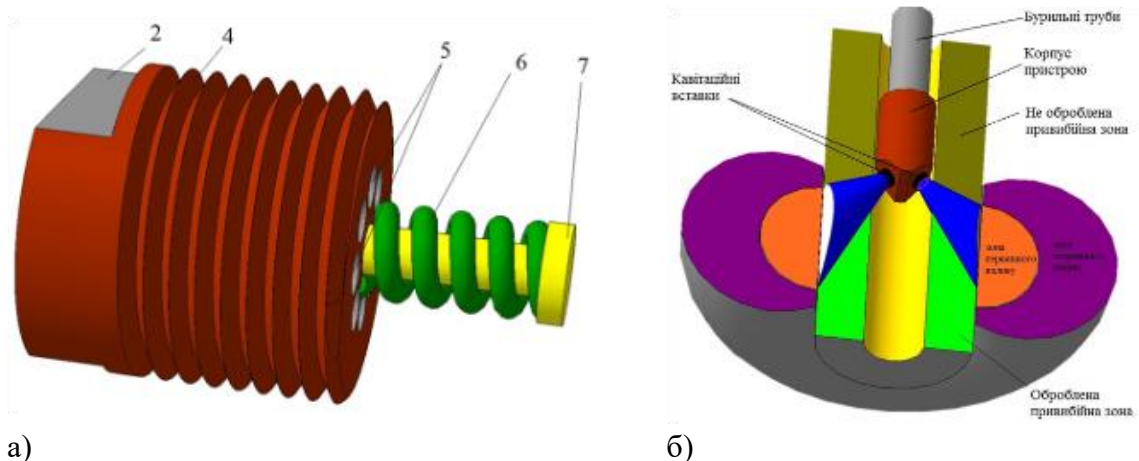


Рисунок 1 – Кавітаційна вставка: а) – загальний вигляд гідродинамічної вставки; б) – схема впливу на привибійну зону.

Пристрій має корпус 2 з проточками під ключ і отворами 5 для проходження рідини, тіло обтікання 3, яке знаходиться в конфузурі 1 радіально зафіксовано в корпусі 2 під дією пружини 6 й гайки 7.

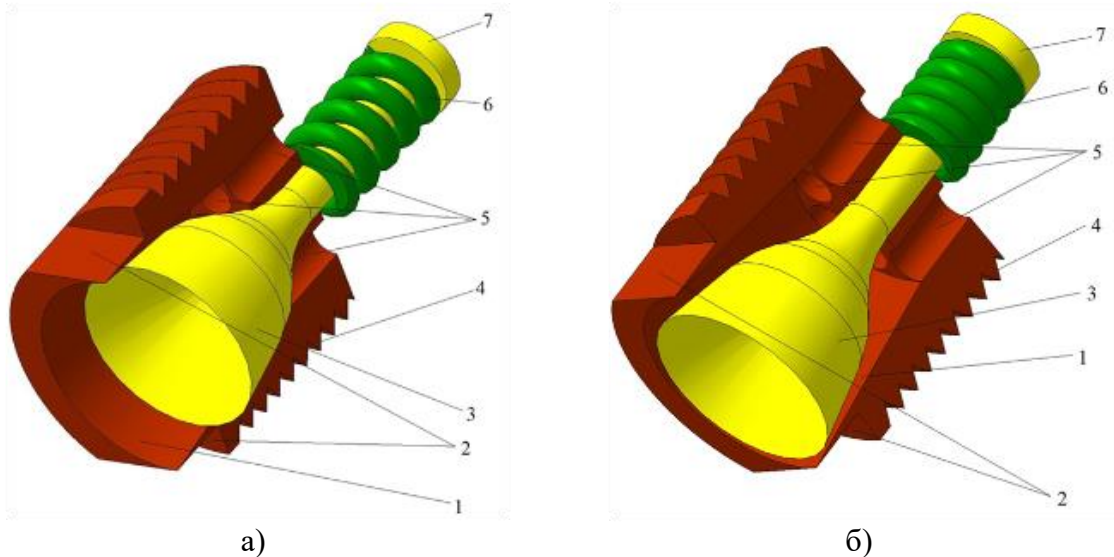


Рисунок 2 – Схема режиму роботи кавітаційної вставки: а) – при максимальному коефіцієнті запирання потоку (пружина повністю розжата); б) – при мінімальному коефіцієнті запирання потоку (пружина повністю стиснута)

Працює пристрій таким чином. Промивальна рідина подається насосом через бурильні труби в корпус 2 після каналів 5. Під дією потоку рідини на тіло обтікання 3 виникає гідродинамічне зусилля, яке примушує пружину 6 стискатися, переміщуючи тим самим тіло обтікання 3 в дифузори 1. На корпусі 2 є різьба 4 і проточки під ключ що робить гідродинамічну вставку універсальною і технологічною при зборці пристрою.

Потім при проходженні рідини через проміжок між тілом обтікання 3 і дифузором 1 виникає каверна із заданою частотною характеристикою, при цьому відбувається виникнення періодично зривної кавітації, яка генерує поле пухирів кавітацій, причому кількість і розмір останніх визначається автоматичним режимом роботи пристрою під дією потоку води.

Завдяки виконанню гідродинамічних вставок як тіл обтікання з проточним каналом і дифузором, ефективність обробки привибійної зони експлуатаційних свердловин міняється автоматично під дією потоку рідини, що виключає необхідність витягання пристрою зі свердловини для регулювання інтенсивності його роботи.

Тіло обтікання 3 завдяки пружині 6 має можливість автоматичного вісьового переміщення в дифузори 1 корпусу з проточками під ключ 2. Завдяки цій можливості мінятиметься радіальний проміжок між тілом обтікання 3 і дифузором 1, що приведе до зміни режиму роботи пристрою. Таким чином пристрій для обробки привибійної зони експлуатаційних свердловин дозволяє регулювати інтенсивність дії автоматично без витягання прибудую з свердловини.

Висновки:

1. Запропоновано фактично нову конструкцію пристрою для кавітаційної обробки привибійної зони експлуатаційних свердловин.

2. Можливість автоматичного вісьового переміщення тіла обтікання потоком рідини робить гідродинамічну вставку універсальною і технологічною при роботі на різних глибинах та з різними статичними рівнями.

Перелік посилань

1. Яремійчук Р.С. Освоєння та дослідження свердловин. Навчальний посібник / Р.С. Яремійчук, В. Возний. – Л., 1994. – 440 с.

2. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика. (Монографія) / А.І. Булатов, Ю. Д. Качмар, О. В. Савенок, Р.С. Яремійчук. – Л.: СПОЛОМ, 2018. – 476 с.

УДК 681.518.54

Віхляєв В.М. студент гр. 185м-19-1 ГРФ**Науковий керівник: Хоменко В.Л.,** к.т.н., доцент кафедри НГІБ*(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)*

АНАЛІЗ ВИБУХОВИХ СПОСОБІВ ВТОРИНОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Актуальність роботи обґрунтовується тим, що якісне розкриття пластів перфорацією має важливе, а часом вирішальне значення для правильної оцінки продуктивності розвідувальних свердловин і, отже, для визначення дійсних запасів нафти і газу на відкритому родовищі, здійснення максимально можливої віддачі або прийомистості продуктивних пластів, скорочення термінів споруди і освоєння свердловин, досягнення максимальної ефективності методів підвищення віддачі або прийомистості пластів, ефективного використання свердловини протягом довгих років її експлуатації. Завданням вторинного розкриття пласта є встановлення надійного каналу зв'язку між обсадженою свердловиною і продуктивними пластами.

Беручи до уваги оптимальне співвідношення ефективності розкриття та технологічності проведення, з поміж численних технологій вторинного розкриття продуктивних пластів перфорацією, які застосовувалися або продовжують застосовуватися на нафтогазових родовищах, зокрема, кульовою, кумулятивною, гідропіскоструминною, гідромеханічною, хімічною перфорацією, перфорацією свердлінням, найпоширенішою в Україні є кумулятивна перфорація. Якщо у світі з метою вторинного розкриття її використовують у 90 – 95% випадків, то в Україні цей показник наразі наближається до 100%.

При кумулятивній перфорації, високою швидкістю руху струменя (продуктів вибуху), що супроводжується, створюється величезне направлене пробивне зусилля. Швидкість руху струменю складає 9000 м/с, а ударна дія досягає 20000 – 30000 МПа. Ударна хвиля через жорсткість, що різко розрізняються, і пластичності матеріалів обсадної колони і цементного каменю погіршує зчеплення цементу з обсадною колоною і може викликати утворення тріщин великої протяжності в цементному кільці.

До вибухових способи вторинного розкриття відносяться: кульова, торпедна і кумулятивна перфорація.

Кульова перфорація – один з перших способів вторинного розкриття пластів, який був запатентований в США в 1926 р. Кульові перфоратори можна розбити на дві групи – з горизонтально і з вертикально розташованими стовбурами. У перших можна виділити перфоратори з селективним, напівселективним і залповим вистрілюванням куль.

Кульові перфоратори застосовуються в обмежених випадках, головним чином:

- при розкритті в свердловинах 1-, 2-, 3-колонній конструкції високопроникних колекторів, складених слабозцементованими рихлими пісковиками;
- для створення в щільних породах мережі мікротріщин після попереднього розкриття пласта кумулятивними перфораторами (з метою виклику притоки, наприклад в газових свердловинах, або збільшення дебіту);
- для установки в пластах радіоактивних куль з метою використання в процесі контролю за обводненням пласта;
- при глибокій закольматованості стінок свердловини, при масивному цементному кільці, перед гідророзривом або кислотною обробкою ПЗП тощо [1].

Існує два різновиди кульових перфораторів;

- перфоратори з горизонтальними стволами (в такому випадку довжина стовбурів мала і обмежена радіальними габаритами перфоратора);
- перфоратори з вертикальними стовбурами з відхилювачами куль на кінцях для

придання польоту кулі направлення, близького до перпендикулярного по відношенню до осі свердловини.

У невеликому об'ємі для розкриття пласта застосовують торпедну перфорацію. Складений міцними породами продуктивний пласт може не перекриватися обсадною колоною і експлуатуватися відкритим стовбуром. Така ситуація виникає при торпедуванні зарядами великої потужності, коли після вибуху свердловину обсаджують тільки до інтервалу торпедування, залишаючи останній відкритим. Торпедна перфорація здійснюється апаратами, що спускаються на кабелі і стріляють розривними снарядами діаметром 22 м.

Кумулятивна перфорація здійснюється стріляючими перфораторами, які не мають кулі або снарядів. Простріл перешкоди досягається за рахунок сфокусованого вибуху. Таке фокусування обумовлене кінчною формою поверхні заряду вибухової речовини облицьованої тонким металевими покриттям (листова мідь товщиною 0,6 мм). Енергія вибуху у вигляді тонкого пучка газів – продуктів облицьовання, пробиває канал.

За способом герметизації зарядів кумулятивні перфоратори діляться на дві основні групи: корпусні і безкорпусні. Корпусні кумулятивні перфоратори у свою чергу підрозділяються на дві підгрупи: багатократного використання і одноразового використання. Недолік безкорпусних перфораторів - неможливість контролювання числа відмов, тоді як в корпусних перфораторах такий контроль можна здійснити при огляді витягнутого з свердловини корпусу.

Кумулятивний струмінь складається не тільки з газоподібних продуктів, але і з м'якого металу. У кумулятивну струмінь переходить приблизно 10% маси облицьовання заряду, а інша її частина формується у вигляді стрижня сигароподібної форми, званий пестом. Швидкість руху песту становить приблизно 1000 м/с. Володіючи меншою кінетичної енергією і великим діаметром, ніж головна частина струменя, пест може застрягати в уже утворився перфораційними каналі і частково або повністю закупорювати його. В середньому закупорювання пестом трапляється в кожному сьомому перфораційному каналі. Такий канал уже не є гідродинамічно ефективним [2].

При перфорації на репресії в момент появи перфораційних каналів відбувається інтенсивна фільтрація свердловинного вмісту в продуктивну товщу через отримані канали. Причиною інтенсивної фільтрації свердловинного розчину в продуктивну товщу є раптово виникають дуже великі градієнти тиску (десятки МПа/м), які обумовлені дією статичного тиску від стовпа розчину і динамічних вибухових навантажень. В результаті навколо перфораційного каналу виникають зона кольматації і зона проникнення фільтрату.

Таким чином, технологія перфорації на репресії може призводити до багаторазового зниження гідродинамічної ефективності одержуваних перфораційних каналів. Також кумулятивна перфорація часто призводить до відшарування цементного каменю від породи пласта і від обсадної труби. Можливо також розтріскування цементного каменю на значних відстанях від інтервалу перфорації. Може відбуватися роздуття і руйнування обсадної труби. Це призводить до передчасного прориву сторонніх флюїдів в свердловину, що може істотно знизити продуктивність свердловини по нафті або газу.

Щоб зменшити можливість розтріскування цементного каменю, рекомендується проводити перфорацію, поки камінь не втратив пластичності і не став крихким, що не завжди можна реалізувати.

Перелік посилань

1. Шаисламов Ш.Г. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т.5. Вторичное вскрытие пластов и специальные операции / Ш.Г. Шаисламов, С.Б. Миндияров. – Уфа: Информреклама, 2010. – 228 с.
2. Яремійчук Р., Возний В. Освоєння та дослідження свердловин: навчальний посібник. – Львів, ТОВ «Оріяна-Нова», 1994. – 440 с.

УДК 622.24

Гасич О.В., студент групи 184м-19-1 ГРФ**Науковий керівник: Коровяка Є.А., к.т.н., доц., завідувач кафедри нафтогазової інженерії та буріння***(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)*

УДОСКОНАЛЕННЯ БУРОВОЇ КОРОНКИ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕХНОЛОГІЇ АЛМАЗНОГО БУРІННЯ

Алмазне буріння відноситься до одних з найбільш ефективних способів і знаходить широке застосування. Раціональні сфери застосування цього способу-породи VIII – XII категорії по буримості [1 – 4].

Відома алмазна бурова коронка, що містить корпус і розділену промивальними каналами на робочі сектори матриці з рівномірним розподілом алмазів однакової міцності в секторі. Недоліком цієї бурової коронки є складна технологія виготовлення і те, що при бурінні відбуваються шліфування і підвищений знос коронки. Це призводить до зниження механічної швидкості буріння коронкою і передчасного зняття її з експлуатації

Запропоноване технічне рішення спрямоване на підвищення експлуатаційної стійкості алмазної коронки і механічної швидкості буріння нею за рахунок раціональнішого розміщення в робочому секторі коронки алмазів по їх розмірах і міцності і пов'язаного з цим підвищення ефективності руйнування породи і винесення зруйнованої породи (шламу) із вибою.

Вирішення поставленої задачі забезпечується тим, що в алмазній буровій коронці, що включає корпус і матрицю з алмазами, розділену промивальними каналами на робочі сектори з тією, що набігає і збігає частинами, робочий сектор по ходу обертання ділиться на ту, що набігає і ту що збігає частини в пропорції $(1,4 \div 1,6) : (0,6 \div 0,4)$, які армовані алмазами різного розміру, причому набігаюча частина сектора армована алмазами меншого розміру, а збігаюча частина армована алмазами більшого розміру.

Завдяки тому, що робочий сектор по ходу обертання ділиться на ту, що набігає і ту, що збігає частини в пропорції $(1,4 \div 1,6) : (0,6 \div 0,4)$, які армовані алмазами різного розміру, причому набігаюча частина сектора армована алмазами меншого розміру, а збігаюча частина армована алмазами більшого розміру, при бурінні зернами меншого розміру забезпечується утворення зони передруйнування в гірській породі і покращуються умови роботи алмазів більшого розміру, внаслідок чого вони проникають в породу на задану глибину і регулюють глибину різання алмази меншого розміру. Це сприяє підвищенню ефективності руйнування гірської породи і збільшенню механічної швидкості буріння коронкою.

При більшому значенні співвідношення $(1,4 \div 1,6) : (0,6 \div 0,4)$ поліпшення умов винесення зруйнованої породи з під торця працюючої коронки не спостерігається, а при меншому значенні цього співвідношення відбувається підвищений знос секторів коронки.

Алмазна бурова коронка (Рис. 1) працює таким чином: при створенні вісьового і окружного зусиль відбувається руйнування гірської породи алмазною буровою коронкою, при цьому промивальна рідина усередині корпусу 1 проходить, торкаючись матриць 2 через промивальні канали 3 під робочий сектор 4 з набігаючою частиною 5 і частиною що збігає 6, омиває його з торця і з боків і потрапляє в розширений проміжок між збігаючою частиною сектора і стінками свердловини і внаслідок виникнення і розвитку клинового ефекту повністю виносить частки зруйнованої породи із вибою, у тому числі і великі, що унеможливорює вторинне їх подрібнення.

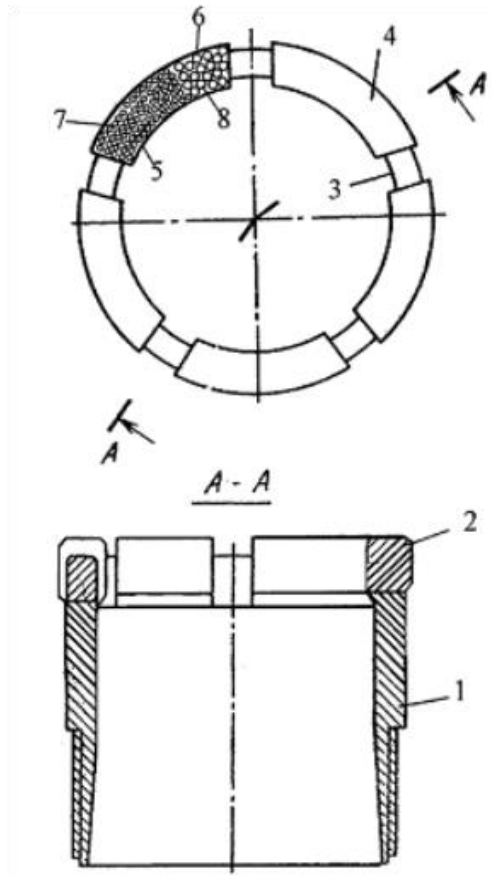


Рисунок 1 – Алмазна бурова коронка: 1 – корпус, 2 – матриця, 3 – промивальні канали, 4 – робочі сектори, 5 – набігаюча частина, 6 – збігаюча частина, 7 – алмази меншого розміру, 8 – алмази більшого розміру

Завдяки такому виконанню алмазної бурової коронки вісьові і окружні зусилля, що передаються на неї, забезпечують ефективне руйнування гірської породи і її видалення із вибою при мінімальному зносі робочої частини коронки.

Техніко-економічна ефективність запропонованого технічного рішення полягає в підвищеній експлуатаційній стійкості коронки і механічній швидкості буріння нею гірських порід. Очікуваний економічний ефект на одну коронку, за підрахунками, може складати 2500 грн.

Перелік посилань

1. Коцкулич Я. С., Кочкодан Я. М. Буріння нафтових і газових свердловин. – Коломия: 1999. – 504 с.
2. Яремійчук Р.С, Возний В.Р. Основи гірничого виробництва. Підручник.-Київ, Українська книга, 2000. – 360 с.
3. Тимошенко В.М., Лях М.М. , Савик В.М. Бурові споруди, їх монтаж та експлуатація. - Полтава: ПолтНТУ, 2008, – 105 с.
4. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. – Полтава : ПолтНТУ, Київ : ФОП Халіков Р.Х., 2017. – 312 с.

УДК 656.135.5

Гузан А.І., студент гр. ОЗ-81 ІЕЕ

Науковий керівник Сергієнко М. І., викладач кафедри геоінженерії

(Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», м. Київ, Україна)

ПЕРСПЕКТИВИ ТА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ ЕЛЕКТРОМОБІЛЬНИХ САМОСКИДІВ НА КАР'ЄРАХ УКРАЇНИ

Одним із головних технологічних процесів які впливають на основні показники роботи кар'єрів України - продуктивність, собівартість, техніку безпеки та вплив на довкілля є ефективність роботи кар'єрного транспорту [1]. На кар'єрах України основним технологічним транспортом є автотранспорт, в основному закордонних виробництв - Белаз, Caterpillar, Komatsu, Liebherr, Terex, Volvo, з вантажопідйомністю від десятків до сотень тон. В них застосовуються двигуни з різними джерелами енергії. Для вирішення поставлених в роботі задач, нами були проаналізовані основні параметри енергоефективності автомобілів від типу двигуна (табл. 1)

Таблиця 1

Енергоефективність кар'єрних автосамоскидів з двигунами різних типів

| Тип двигуна автомобіля | Вихідне джерело енергії | Відстань на одиницю палива | Енергетична ефективність автомобіля, Км/МДж | Повна енергетична ефективність, Км/МДж |
|------------------------|-------------------------|----------------------------|---|--|
| Дизельний двигун | Диз-паливо | 17.2 км/л | 0.47 | 0.42 |
| Бензиновий двигун | Бензин | 14.2 км/л | 0.46 | 0.38 |
| Гібридний двигун | Диз-паливо-електрика | 35.1 км/(Вт*Г) | 0.76 | 0.56 |
| Електромобіль | Акумулятор | 151 км/Вт*Г | 1.84 | 0.97 |

Метою досліджень є аналіз та обґрунтування перспектив і можливостей ефективного застосування новітньої, інноваційної техніки в якості основного технологічного транспорту на кар'єрах України. Результати експлуатації автосамоскидів, практичний досвід передових гірничо-видобувних країн світу підтверджують необхідність впровадження більш ефективних кар'єрних автосамоскидів за критерієм енергоефективності. Враховуючи вичерпність нафтових енергоресурсів - технічно, економічно і екологічно перспективним на гірничо-видобувних підприємствах України є розвиток структури електромобільного транспорту. Будова електромобіля досить проста у порівнянні з іншими конструкціями автомобілів (рис.1).

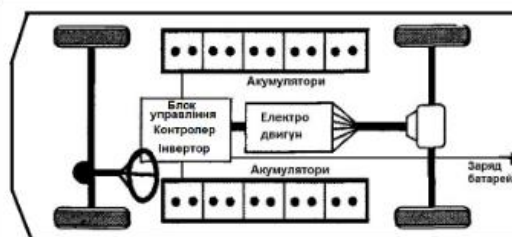


Рисунок 1 – Схема та основні вузли електромобіля.

Електричний двигун електромобіля асинхронного типу на змінному струмі має всього дві основні деталі: ротор і статор! Двигуни внутрішнього згорання (ДВЗ) мають набагато більше прецизійних та дорогих деталей. Привод електромобіля має мало рухомих частин, не потребує складних трансмісій, коробок передач, стартерних та систем запалювання властивих ДВЗ. До того, в електроавто для зміни швидкості руху, використовується частотне управління в мережі електроживлення електродвигуна [2]. Водночас, самим складним і дорогим вузлом від якого залежать надійність і ефективність електромобіля є джерело енергії – спеціальні акумулятори. Враховуючи постійно зростаючу тенденцію підвищення цін на дизельне паливо, високу вартість ремонтів, вплив шкідливих викидів автомобільного транспорту з ДВЗ на довкілля – швейцарські та японські спеціалісти за погодженням з концерном Komatsu першими у світі пішли на сміливий експеримент! Ними був здійснений проект переобладнання серійного автосамоскида Komatsu HD 605-7 в електромобіль-автосамоскид, який отримав назву Komatsu EM 605-E Dumper. Спеціалісти замінили дизельний, 23 літровий двигун на електричний, з використанням електричного джерела енергії. Акумуляторна батарея енергоємністю 700 кВт*год. самоскида важить 4.5 тони. Вона складається з нікель-кобальт-марганцевих батарей. На сьогоднішній день 45-тонний E-Dumper, є найбільшим в світі електричним вантажним транспортним засобом.

Експериментальний варіант Komatsu EM 605-E Dumper задіяний на кар'єрі "Чассерал" в Швейцарії який видобуває мергелі для виробництва цементу. Електричний Komatsu EM 605-E Dumper під час експерименту виконував по 20 – 22 ходки на день, транспортуючи 1200 – 1500 тон гірської маси на довжині траси 2,6 км.

Конструктори запропонували оригінальну енергозберігаючу систему живлення автосамоскида. Оскільки самоскид E-Dumper є повністю електричним, немає ніякої необхідності використовувати гальма при спуску. Як гальма виступає його потужний електродвигун, що працює в режимі генератора. І найцікавіше, що при русі вниз по 13-градусному схилу в навантаженому стані, генератор самоскида виробляє більше енергії, ніж самоскид витрачає на підйом, рухаючись "без вантажу". Під час його руху на спусках система рекуперативного гальмування підзаряджає батарею до 40 кВт·г., що значно підвищує його ефективність. Отримана в результаті роботи електроенергія йде на підзарядку батарей і витрачається вже в процесі зворотного підйому самоскида по трасі транспортування. Так, якщо при старті eDumper має 90% заряду, після підйому на гору залишається 80%, однак при спуску з гори, за рахунок високої маси авто заряд в акумулятор відновлюється до 88%.

Електросамоскид Komatsu EM 605-E Dumper показав обнадійливі результати і покращив показники швейцарської гірничодобувної компанії, яка першою у світі пішла на цей сміливий експеримент. Заміна автосамоскида Komatsu з ДВЗ на електричний двигун дозволяє економити до 50 тисяч тон дизельного палива на рік. Після повного закінчення проекту автопарк компанії буде поповнений ще десятком подібних машин.

Застосування електричних самоскидів на кар'єрах України дозволить значно підвищити показники роботи гірничих підприємств. Електромобілі викидають CO₂ у 5 разів менше автомобілів з ДВЗ [3]. Економічний ефект: 10% електромобілів можуть зменшити імпорту пального на 1,6 млрд доларів на рік, що позитивно позначиться на стабільності економіки України та стимулює розвиток інноваційних галузей.

Перелік посилань

1. Ширін Л.Н. Транспортні комплекси кар'єрів: навч. посіб. / Л.Н. Ширін, О.С. Пригунов, О.В. Денищенко, Нац. гірн. ун-т. – Д. : НГУ, 2015. – 241 с.
2. Розрахунок шахтного локомотивного транспорту : навч. посіб. / О.О. Ренгевич, О.М. Коптовець, П.А. Дьячков та ін. – Д.: НГУ, 2007. – 83 с.
3. Ефективність електромобільного транспорту. / <https://zik.ua>. [Електронний ресурс] . Режим доступу: <https://zik.ua/news/2018/03/03/elektromobil>.

УДК 622.62

Герасименко А.О., аспірант кафедри транспортних систем і технологій
Науковий керівник: Денищенко О.В., к.т.н., доцент кафедри транспортних систем і технологій

(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)

НАПРЯМКИ ПІДВИЩЕННЯ ТЕХНІЧНОГО РІВНЯ ШАХТНИХ ЛОКОМОТИВІВ

Підвищення рівня концентрації гірничих робіт на вугільних шахтах, тобто зниження кількості діючих очисних вибоїв при збільшенні їх продуктивності є загальносвітовою тенденцією розвитку технології підземного вуглевидобутку. Кількість діючих комплексно-механізованих очисних вибоїв (КМЗ) на шахтах України за період з 2000 по 2017 р знизилася майже в тричі, а середньодобове навантаження на КМЗ за цей період в середньому зросла з 1000 до 2500 т / добу. Застосування на шахтах України сучасного високопродуктивного очисного обладнання дозволило істотно підвищити ефективність підземного вуглевидобутку, але середні показники роботи КМЗ значно поступаються показниками шахт провідних вуглевидобувних країн світу.

Одна з причин таких показників це більш складні гірничо-геологічні умови роботи. Разом з тим висока надійність і енергоозброєність сучасного очисного обладнання зумовлюють його високу вартість, а низька ефективність застосування найчастіше ставить питання про економічну доцільність його придбання. У зв'язку з цим питання забезпечення повної реалізації потенціалу сучасного високопродуктивного обладнання, підвищення швидкості монтажних-демонтажних робіт в умовах шахт України є надзвичайно актуальною.

Метою роботи є підвищення ефективності шахтних локомотивів у виробках закосмінного профілю. Цього можливо досягати за рахунок застосування опорно-направляючого механізму нового технічного рівня. Розширення сфери застосування шахтних локомотивів у виробках складної конфігурації досягається застосуванням в системі приводу зубчато-рейкових передач, у яких ведуче зубчасте колесо, закріплене на вихідному валу приводного редуктора, взаємодіє із зубчастою рейкою, розташованою по осі симетрії рейкового шляху [1].

Як рішення підвищення ефективності шахтних локомотивів у виробках складної конфігурації можливо використовувати патент РФ №180517 [2]. (рис. 1). Його конструкція складається з корпусу опорно-направляючого пристрою 1, приводного вала колісної пари 2, зубчатого колеса 3, рейки (зубчастої) 4, що направляють пазів 5, опор кочення 6.

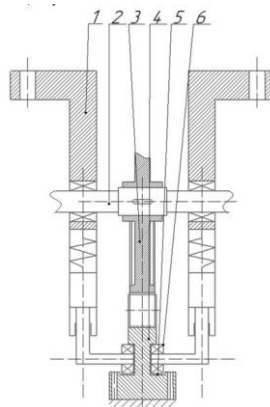


Рисунок 1 – Опорно-направляючий пристрій для зубчато-рейкових рушіїв шахтних електровозів

Електровози мають таку проблему як мала автономність, це можливо вирішити за допомогою заміни акумуляторних батарей на водневі паливні елементи і генератор водню [3] для них з можливістю автоматичного регулювання подачі останнього в залежності від сили струму тягових електродвигунів (рис.2). Установа працює в такий спосіб. По-перше в генератор водню 7 завантажують гранульований алюміній і галій 8, потім через регулятор 11 подають до цієї суміші воду через патрубок 10 з резервуара 9. У результаті реакції виділяється водень, який по патрубку 22 йде до водневого паливного елемента 18 з мембраною обміну протонів, де з'єднується з киснем повітря, що надходить від кулера 19 через фільтр 20 по патрубку 21. У результаті реакції водню з киснем в паливному елементі з'являється електрична енергія, яка через контролер 16 живить тягові двигуни 12,13. Вода ж, що утворилася в результаті реакції, збирається в резервуарі. Обертальний момент від двигунів передається колісним парам 2, 3 і електровоз починає рух по рейковому шляху 5. Провідниками 15 і 14 тягові двигуни з'єднані з контролером і регулятором і, в разі зміни величини струму в ланцюзі їх живлення, контролер подає сигнал на регулювання подачі води в генератор водню - підвищення величини струму дає сигнал на відкриття регулятора води і збільшення кількості водню на виході з генератора і навпаки. Відновлення запасу енергії генератора здійснюється завантаженням чергової порції алюмінію і галію, причому більша частина останнього використовується повторно. Припинення виділення водню і, як наслідок, знеструмлення системи здійснюється шляхом перекриття подачі води в генератор за допомогою регулятора.

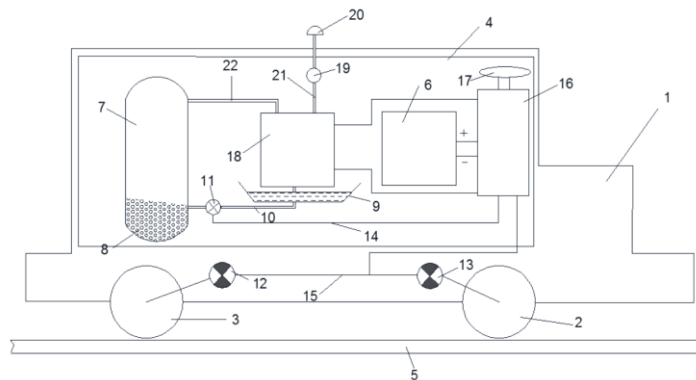


Рисунок 2 – Принципова схема електровозу

Додавання в конструкцію генератора водню з сумішшю алюмінію, галію і води дозволяє підвищити автономність, продуктивність і надійність локомотиву. Застосування водню і кисню, як паливних елементів, значно зменшить собівартість енергії установки. При додаванні до цього електровозу системи зубчастого зчеплення збільшиться вантажопід'ємність шахтного електровозу, значно підвищиться допустимий кут підйому. Це дасть змогу підвищити навантаження на локомотивну відкатку, зменшить простой за причиною "підзарядки" електровозів, забезпечить беступенчасту доставку обладнання.

Перелік посилань

1. Шахтная напочвенная дорога с зубчатым приводом: пат. 2323842 РФ: МПК В61В 13/02, В61С 11/04, Е21F 13/00. № 2005140882/11 ; заявл. 19.12.2003 ; опубл. 10.05.2008, Бюл. № 13.
2. Опорно-направляющее устройство для электровоза с зубчато-реечным приводом: пм. 180517 РФ : МПК В61В 13/02, В61С 17/00. № 2017124248; заявл. 07.07.2017 ; опубл. 14.06.2018, Бюл. № 12.
3. Шахтный локомотив: пат. 112717 Україна: МПК В61С 17/06, Е21F 13/02 . № u201607046; заявл. 29.06.2016; опубл. 26.12.2016, Бюл. №24.

УДК 622.271

Григор'єв Ю.І. к.т.н., старший викладач кафедри відкритих гірничих робіт,
Євтушенко М.С., студент гр. ГІВ-19м

(Криворізький національний університет, м. Кривий Ріг, Україна)

ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМИ КОМПЛЕКСНОЇ МЕХАНІЗАЦІЇ РОЗРОБКИ ТЕХНОГЕННОГО РОДОВИЩА НАСИПНОГО ТИПУ

Погіршення поточного стану відкритих гірничих робіт та жорсткі умови ринкової економіки спонукають гірничодобувні підприємства до винайдення нових та оптимізації існуючих технічних та технологічних підходів щодо виконання гірничих робіт.

Комплексне освоєння родовищ є одним з таких напрямків, оскільки забезпечує суттєве покращення техніко-економічних показників діяльності гірничих підприємств. Все більше досліджень підтверджують, що у майбутньому до відпрацювання будуть включатися родовища з рудами все меншої якості, вміст корисного компоненту в яких прямує до вмісту у техногенних родовищах. До аналогічного висновку підштовхує і досвід гірничих робіт передових вітчизняних і закордонних підприємств. Таким чином, вже сьогодні слід розглядати техногенні об'єкти джерелом мінеральної сировини, що поступово займатиме основне місце у сировинній базі гірничо-збагачувальних підприємств, а раціональне, технологічне складування і подальше відпрацювання сформованих техногенних родовищ корінним чином впливатиме на техніко-економічні показники гірничих робіт [1 – 2].

В роботі [3] була запропонована технологічна схема відпрацювання техногенного родовища насипного типу. Суть її полягає у розміщенні на відкосах техногенного родовища відкритих рудоскатів, обладнаних вібраційними живильниками. Пневмоколісні навантажувачі виймають мінеральну сировину з тіла техногенного родовища і доставляють до устя рудоскату, через які вона перепускається до засобів залізничного чи конвеєрного транспорту.

В ході досліджень були отримані техніко-економічні показники роботи типорозмірного ряду пневмоколісних навантажувачів виробника «САТ» дозволили зробити висновок про економічну доцільність використання моделей САТ-962L, САТ-966L, САТ-980Н при відпрацюванні техногенного родовища із відкритими рудоскатами в ході ведення виймально-транспортних робіт. Навантажувач САТ-993К з ковшем ємністю 23,7 м³, навпаки, характеризується найбільшими питомими приведеними витратами, а тому не рекомендується до використання без нагальної технологічної причини.

Дослідження показало для навантажувача САТ-966L найкращі техніко-економічні показники, а тому саме ця модель рекомендується для використання на техногенних родовищах.

Однак поняття схеми комплексної механізації передбачає не тільки вибір оптимального типорозміру пневмоколісного навантажувача, а й відповідного живильника, яким буде обладнаний відкритий рудоскат.

Вирішення цієї задачі потребує певної оптимізації. Критерієм такої оптимізації в нашому дослідженні слугував коефіцієнт використання обладнання. Очевидно, що максимальний коефіцієнт використання обладнання комплексу механізації досягається, коли продуктивність парку навантажувачів дорівнює продуктивності живильника. Якщо продуктивність живильника буде більше, то він простоюватиме. Якщо ж сумарна продуктивність навантажувачів буде більша, то живильник не справлятиметься і навантажувачі вимушені будуть простоювати.

Очевидно, що продуктивність навантажувача є функцією від відстані транспортування сировини від забою до живильника – L та розміру ковша навантажувача E .

При цьому в моделі оптимізації відстань транспортування змінюватиметься в раціональних межах від 10 до 500 м, а ємність ковша прийматиме значення досліджуваних типорозмірів.

Виробнича продуктивність живильника теж може приймати значення, обмежені типорозмірним рядом доступного обладнання. Однак, в умовах прийнятого дослідження рахуватимемо, що живильник обрано згідно проекту відпрацювання техногенного родовища у відповідності до необхідної виробничої потужності за техногенною сировиною.

Кількість навантажувачів n має бути цілочисельною. Кількість годин в зміні приймемо рівною 12 год, відповідно до навантажувача.

Врахувавши усі змінні, математична модель прийматиме вигляд (1).

$$\frac{T \times Q_{ж}}{n \times \sum Q_{пн}(L, E)} \rightarrow 1 \quad (1)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{ж} = [5, 25, 35, 30, 60, 90, 160, 300, 200, 1400, 1600, 800] \\ L = [10 \dots 500] \\ E = [4,4; 7,4; 8,2; 12,3; 23,7] \\ n \in Z \end{array} \right.$$

де $Q_{ж}$ – продуктивність живильника, $m^3/добу$; $Q_{пн}$ – продуктивність пневмоколісного навантажувача, $m^3/добу$; n – кількість навантажувачів у схемі комплексної механізації.

Також при виконанні даної оптимізації слід розуміти, що відстань L у найбільшій мірі буде визначатися геометрією техногенного родовища.

Виконавши оптимізацію даної моделі за ємністю ковша і кількістю навантажувачів, отримаємо, що оптимальний коефіцієнт використання обладнання $k=0,979$ при відстані транспортування 300 м і вібраційному живильнику ПШВ-4.75 досягається при використанні 3 пневмоколісних навантажувачів САТ-966L з ємністю ковша $7,4 m^3$.

Перелік посилань

1. Михайлов О. М. Ресурсозберігаюча та маловідходна технологія. Підручник для студентів вищих навчальних закладів, що навчаються за напрямом "Гірництво" / О. М. Михайлов, А. Г. Темченко, В. О. Ковалевський. – Кривий Ріг: Мінерал, 2003. – 298 с.
2. Nikolay Pyzhik, Yulian Hryhoriev. Dry raw material technogenic deposits formation and development technique // Metallurgical and Mining Industry. – 2015. – № 3. – Р. 298–302.
3. Технологія відпрацювання техногенного родовища відкритими рудоскатами / І. Є. Григор'єв, Ю. І. Григор'єв, В. Е. Усачов, М. С. Євтушенко // Національний гірничий університет. Збірник наукових праць. – Дніпро : НГУ, 2018. – № 56. – С. 18 – 28.

УДК 622.267

Дмитрук О.О., студентка групи 185м-19з-1 ГРФ

Науковий керівник: Коровяка Є.А., к.т.н., завідувач кафедри нафтогазової інженерії та буріння

(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)

РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУТКУ МЕТАНУ З ІГРЕНСЬКОГО ПОЛІГОНУ ТВЕРДИХ ПОБУТОВИХ ВІДХОДІВ

Метан є основним компонентом газу, що виділяється сміттєзвалищами (звалищного газу). Викиди метану в атмосферу роблять його основним винуватцем виникнення «парникового ефекту». В результаті скорочення викидів метану, при уловлюванні газу і його застосуванні в якості енергоносія, можна домогтися виробництва значної кількості енергії, а також позитивних економічних і екологічних результатів. Здійснення проєктів по регенерації енергії звалищного газу сприяє скороченню парникових газів і забруднюючих повітря речовин, що позитивно позначається на якості повітря і знижує потенційний ризик для здоров'я людини. Крім того, проєкти по екстракції газу знижують залежність від окремих енергоносіїв, сприяють економії, створюють робочі місця і допомагають розвитку економіки на місцях. У міжнародному масштабі існують значні можливості для розширення застосування енергії звалищного газу

Дніпропетровський регіон був проголошений зоною надзвичайного екологічного лиха ще в 2007 році. Але ситуація не тільки не покращилася за 3 роки, але і продовжує погіршуватися. У місті щорічно утворюється 300-350 тис. тон ТПВ і до 400 тис. тон будівельного сміття. Для його поховання використовуються два полігони: невелику частину вивозять на полігон під м. Новомосковськ, близько 140-150 тис. т направляється на завод зі спалювання побутових і будівельних відходів, а всі інші відходи, тобто половина всього обсягу залишається на несанкціонованих звалищах в межах міста.

Існує декілька варіантів застосування звалищного газу в Дніпропетровському регіоні:

- виробництво електроенергії з використанням двигунів, турбін, мікротурбін і інших технологій;
- переробка газу для виробництва альтернативного палива для місцевих промислових підприємств або інших організацій, які потребують постійних поставок палива (безпосереднє застосування біологічного газу є надійним і вимагає мінімальної переробки і незначних модифікацій наявного обладнання для спалювання);
- використання звалищного газу для виробництва газу газопровідної якості або альтернативного палива для автотранспорту.

Можливість регенерації метану і подальшої його утилізації, можна провести на прикладі муніципальної Ігреньського звалища, площею 14,9 га, розташована за житловим масивом Ігрень по Синельниківській шосе. Середня відстань від центру міста - 22 км. Вона експлуатувалася з 1974 року, в 2007 році була закрита.

Передбачається що біогаз, який буде видобуватися на Ігреньському звалищі, можливо використовувати у якості палива для автомобілів, а раціональне місце розташування автозаправної станції наведено на рис. 1.

Після системи очищення і підготовки біогазу вміст метану (CH_4) у ньому може досягати 95 %, а вміст сірки дуже зменшується і може бути практично нульовим. Треба зазначити, що відділення вуглекислого газу (CO_2) і сірки (S) виконується спеціальними пристроями за допомогою води, а саме промиванням. Після цього за допомогою невеликого спеціального компресора піднімається тиск газу до 10 бар. Треба зазначити, що при цьому в абсорбері надмірний тиск вуглекислого газу поглинається водою. А концентрація метану в біогазі підвищується з 60 % до прийняттого рівня для використання його у якості палива для автомобілів (98 %). Далі газ транспортується у

ресивер в якому за допомогою спеціального водяного насоса високого тиску відбувається витіснення газу рідиною та подальше його стиснення до 270 бар.

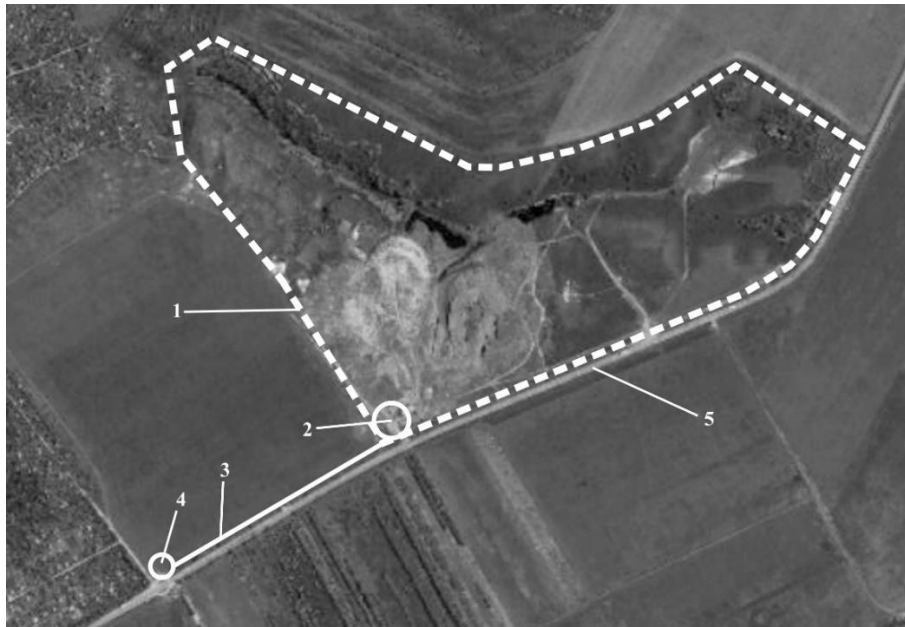


Рисунок 1 – Ігреньське звалище: 1 – Межі Ігреньського звалища; 2 – можливе розташування блоку компримування; 3 – магістральний газопровід довжиною 180 200 м; 4 – можливе місце розташування автозаправної станції; 5 – Синельниківське шосе.

З урахуванням зроблених досліджень можна зробити наступні висновки:

Полігони твердих побутових відходів Дніпропетровського регіону є джерелами високоенергетичного газу, що містить до 70% біометану, який може бути ефективно використаний у виробництві автомобільного палива, зокрема на прикладі Ігреньського звалища, в залежності від розташування полігонів щодо господарської інфраструктури.

За результатами моделювання визначено, що для умов Ігреньського звалища Дніпропетровської області України максимальна сумарна швидкість видобування біогазу може сягати 386 м³/год.

За результатами обґрунтування економічної доцільності та теоретичних розрахунків встановлено, що значення розрахункового коефіцієнта окупності, наведеної у якості прикладу пропозиції щодо спорудження автозаправної станції, вважається прийнятною, а сама пропозиція може бути прийнятою до впровадження

Утилізація біогазу дозволить значно поліпшити екологічну ситуацію в Дніпропетровській області України, запобігши виділення парникових газів та токсичних речовин.

Перелік посилань

1. Коровяка Е.А. Регенерація метана, выделяемого мусорными свалками, и возможности его утилизации в Днепропетровском регионе / Е.А. Коровяка, Е.А. Василенко, Э.С. Манукян // Геотехнічна механіка: Міжвід. зб. наук. праць / Ін-т геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова НАН України. – Дніпропетровськ, 2014. – Вип. 117. – С. 215 – 224

УДК 681.518.54

Єнін А.В. студент гр. 184м-19-1 ГРФ

Науковий керівник: Хоменко В.Л., к.т.н., доцент кафедри нафтогазової інженерії та буріння

(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)

ОСОБЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ КОЛТЮБІНГОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ КАПІТАЛЬНОГО РЕМОНТУ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Першим досвідом застосування безперервної гнучкої металевої труби для підземного ремонту і видобутку рідини пласта можна рахувати використання установки заглибного електровідцентрового насоса, розробленої під керівництвом Н.В. Богданова. Її відмітною особливістю був спуск і експлуатація заглибного агрегату на колоні гнучких сталевих труб. Кабель живлення заглибного двигуна при цьому розташовувався усередині колони. Це пропозиція і було основним в ідеї автора проекту, оскільки виключало контакт кабелю із стінками експлуатаційної свердловини при спускопідйомних операціях і експлуатації. В результаті надійність кабелю багаторазово збільшувалася в порівнянні з традиційними схемами. Окрім цього, виконання підземного ремонту зводилося до намотування труби на барабан без згвинчення і розгвинчування різьбових з'єднань колони. Установка була виготовлена і пущена в експлуатацію, але наступна її історія нам не відома.

Основною особливістю колтбінгової установки є робота гнучкої труби за наявності пластичних деформацій, що вимагає створення труб з принципово іншими властивостями, чим виготовляються нині. Бурхливий розвиток техніки і технології з використанням колони гнучких труб обумовлений наступними їх перевагами при виконанні підземних ремонтів :

- відсутня необхідність в глушенні свердловини і, як один з наслідків, не погіршуються колекторні властивості при вибійній зоні продуктивного пласта;
- скорочується час проведення спускопідйомних операцій за рахунок виключення згвинчування (розгвинчування) різьбових з'єднань колони труб;
- зменшується період підготовчих і завершальних операцій при розгортанні і згортанні агрегату;
- виключається забруднення довкілля технологічною і пластом рідинами.

Загальний вигляд колтбінгової установки приведений на рис. 1.

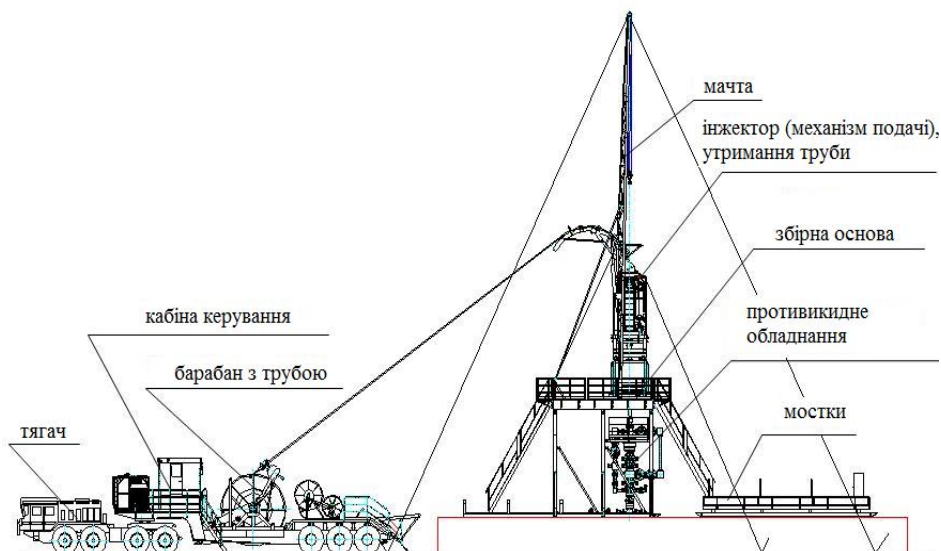


Рисунок 1 – Загальний вигляд колтбінгової установки

До теперішнього часу сформувалося декілька визначених напрямів, що відрізняються один від одного, в проектуванні і виготовленні комплексів устаткування для роботи з використанням колони гнучких труб. Під терміном "комплекс" надалі матимемо на увазі набір устаткування, що дозволяє виконувати усі технологічні операції при підземному ремонті свердловин із застосуванням КГТ. До них відносяться:

- транспортні операції з доставки устаткування на місце проведення робіт;
- спуск і підйом колони гнучких труб;
- підготовка технологічної рідини, вживаної при ремонті свердловини, - доставка рідини, її підігрівання і так далі;
- власне підземний ремонт - промивання пробок, збиття хлипака і так далі. До цієї ж групи операцій відноситься і закачування рідини у свердловину;
- операції по відновленню властивостей технологічної рідини, використаної в процесі підземного ремонту, дегазація, очищення і підігрівання. При певній організації робіт ця група операцій може не виконуватися.

Висока ефективність робіт, що виконуються з використанням КГТ, безумовно вплине на стратегію і тактику розробки родовищ в майбутньому. Передусім це стосується експлуатації родовищ, розташованих у віддалених і важкодоступних районах, а також тих, рідина пласта яких має аномальні властивості. Крім того, при подальшому вдосконаленні устаткування, що забезпечує роботу КГТ, можна досягти високої ефективності проведення усього комплексу робіт, пов'язаних з бурінням, освоєнням, експлуатацією і ремонтом горизонтальних свердловин. Можна виділити основні ключові напрями розвитку цих технологій:

- розширення класу типорозмірів установок;
- підвищення технічного рівня устаткування, експлуатаційних характеристик агрегатів;
- розробка систем автоматизованого контролю за функціонуванням вузлів агрегатів і технологічними процесами;
- створення установок з довгомірними безмуфтовими трубами великого діаметру для забурювання других стволів і проходки горизонтальних ділянок свердловин;
- забезпечення комплектності постачань;
- можливість сервісного обслуговування;
- доступна вартість.

Слід зазначити і недоліки, властиві даній техніці. До них, зокрема, відносяться:

- мимовільне і неконтрольоване скручування КГТ;
- неможливість примусового проворота КГТ;
- обмежена довжина труб, намотаних на барабан;
- складність ремонту КГТ в промислових умовах.

Підвищення довговічності колони гнучких труб забезпечується двома шляхами - поліпшенням якості їх виробництва і грамотною експлуатацією при проведенні робіт. Під грамотною експлуатацією КГТ мається на увазі ведення обліку режимів експлуатації окремих ділянок колони, зокрема фіксація в документах числа циклів "розмотування-намотування" для кожного інтервалу колони. У найкращому випадку передбачається також реєструвати значення внутрішнього тиску, при якому було здійснено напруження цього числа циклів. Коли останній показник не вдається відстежити з достатньою точністю, вважають, що тиск рідини був максимальним.

Перелік посилань:

1. Червінський В. П. Перший досвід застосування колтубінгової техніки в Україні / В.П. Червінський, В. Г. Филь, А. В. Яковлев // Нафтова і газова промисловість. –2004. –№ 3. –С. 23–25

УДК 622.032.2:622.611

Єгорченко Р.Р. аспірант гр. 185 – 18

Науковий керівник: Ширін Л.Н., професор кафедри транспортних систем та технологій (Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», м. Дніпро, Україна)

ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ГІДРАВЛІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ШАХТНИХ ДЕГАЗАЦІЙНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

В останні роки вугільна промисловість характеризується збільшенням обсягів виробництва. В першу чергу це пов'язано з впровадженням передової гірничодобувної техніки і технології ведення гірничих робіт [1]. Такі високі виробничі показники неможливо досягти без застосування комплексу заходів з управління метановиділенням засобами вентиляції та дегазації відповідно до чинних нормативних документів. Тому на шахтах західного Донбасу стало питання зміни існуючих підходів до дегазації, а саме до засобів транспорту метановугільної суміші.

Підземні газопроводи шахт Західного Донбасу мають значну довжину та велику кількість з'єднань ланок труб в газопровідних мережах (на один кілометр довжини дегазаційного газопроводу доводиться 200 – 250 з'єднань ланок труб). Значний негативний вплив на роботу підземної газопровідної мережі оказує вздимання порід підшоши, що веде к перегинам та прогинам газопроводу в містах з'єднання ланок, порушення герметичності системи.

В даний час питання ранжування причин втрат тиску по довжині вакуумного підземного дегазаційного трубопроводу внаслідок зміни його гідравлічного опору є актуальним . У більшості випадків різниця тисків на вакуум-насосної станції та у забої свердловини перевищує допустиму розрахункову величину. Для створення у свердловини необхідного розрідження, вводять в експлуатацію більшу кількість вакуум-насосів. Це тягне за собою збільшення кількості споживаної електроенергії і зниження ефективності роботи вакуум-насосної станції. При цьому очікуваного збільшення обсягу каптованого метану не відбувається, в той час як зростають підсосі повітря в трубопровідну мережу, приводячи до збільшення її опору. Очевидно, що зі зменшенням опору трубопроводу втрати тиску по довжині знижуються, і для формування величини розрідження в усті віддаленої свердловини, необхідної для відсмоктування розрахункової кількості метану, можливе використання меншого числа вакуум-насосів.

В роботі запропоновано спосіб реновації шахтного дегазаційного трубопроводу рис.1.

Принцип роботи полягає у розміщенні на внутрішній поверхні трубопроводу полімерного вкладишу, який в спричиняє усунення витоків з трубопроводів, зменшення шорсткості і гідравлічного опору їх внутрішніх поверхонь.

На полімерний вкладиш 10 наносять полімерний клей, потім вкладиш намотують на барабан 3 і доставляють до основного трубопроводу 1, що підлягає ремонту чи відновленню. Внутрішню порожнину останнього попередньо очищають від відкладень, потім край вкладиша 10 закріплюють до краю трубопроводу 1 за допомогою хомути 4 і герметика.

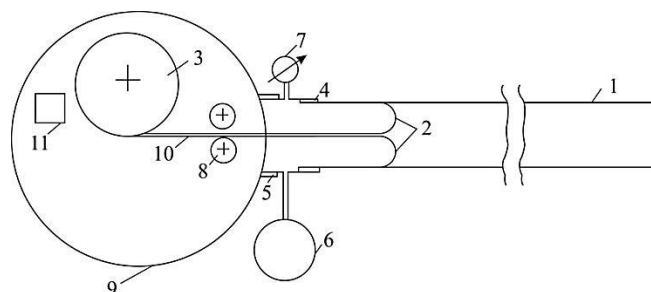


Рисунок 1 – Спосіб реновації трубопроводу: 1 – основний трубопровід; 2 – зона розгортання вкладиша в трубі; 3 – барабан з намотаним згорнутим вкладиш; 4, 5 – хомути для фіксації до труби країв вкладиш; 6 – компресор; 7 – манометр; 8 – вузол для позиціонування й змащення вкладиша; 9 – герметична оболонка; 10 – вкладиш; 11 – оглядове вікно.

Барабан 3 з вузлом 8 позиціонування вкладиша і нанесення клею на зовнішню сторону вкладиша розміщують в герметичній оболонці 9, край якої фіксують на основному трубопроводі 1 за допомогою хомута 5 і герметика. В утворену герметичну порожнину направляють стиснене повітря від компресора 6, який поступово надає постійну форму герметичній оболонці 9 і під дією якого вкладиш 10 через вузол 8 з внутрішнім 13 і зовнішнім 12 роликками, що направляють і покривають його маслом, починає рухатися в трубопровід 1, розвертаючись внутрішньої стороною назовні в зоні формування 2, що сприяє рівномірному формуванню його стійкої форми і фіксації до внутрішньої поверхні до кінця основного трубопроводу 1. Оператор здійснює постійний контроль тиску манометром 7 в робочій зоні, в тому числі в герметичній порожнині 9, і спостерігає через оглядове вікно 11 за функціонуванням барабана 6 і вузла 8 позиціонування вкладиша і нанесення масла.

Повітря, нагріте в результаті стиснення в компресорі 6, одночасно сприяє набуттю полімерним вкладишем форми внутрішньої порожнини основної труби 1 і прискорює полімеризацію клею. За рахунок цього утворюється надійний контакт розгорнутого вкладиша 10 і основної труби 1. Після досягнення зоною формування 2 вкладиша 10 кінця основного трубопроводу 1 компресор 6 вимикають, повітря стравлюють, а край вкладиша з'єднують з основним трубопроводом 1 хомутом з герметиком.

Введення в спосіб реновації трубопроводів іншого характеру переміщення полімерного вкладиша з формуванням стійкої форми і фіксації під дією рухомого середовища, наприклад стисненого повітря, забезпечує безперервність процесу незалежно від кривизни траси, усунення витоків з трубопроводів, зменшення шорсткості і гідравлічного опору їх внутрішніх поверхонь, зниження трудомісткості, підвищення темпів ремонту і, як наслідок, збільшення пропускної здатності, зниження енергоспоживання, травматизму і вартості експлуатації в цілому.

Перелік посилань

1. Михаил Барабаш. Стратегия развития угледобычи на шахтах ДТЭК ЭНЕРГО как основа энергетической безопасности Украины [Электронный ресурс]/ М. Барабаш// 14 июня 2017 г. Систем. требования: PowerPoint.
URL:<https://dtek.com/content/files/barabash.pdf>

2. Малашкина В.А. Дегазационные установки: Учебное пособие. 2-е изд.– М.: изд-во МГГУ, 2012 – 190 с.

УДК 622.03:622.06

Зезекало І.Г., д.т.н., професор кафедри НГІТ, Зімін О.Л., ст. викладач кафедри НГІТ, Сулім А.А. студент групи 501-МВ

(Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», м. Полтава, Україна)

ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ ПРИ РОЗРОБЦІ ПОКЛАДІВ У МАЛОПРОНИКНИХ ГІРСЬКИХ ПОРОДАХ З ПІДВИЩЕНОЮ КАРБОНАТНІСТЮ

Карбонатним породам та пісковикам з високою карбонатністю характерні деякі специфічні особливості: це крайня невитриманість за властивостями, складність структури порового простору, просторової структури резервуарів, мінливість фільтраційно-ємнісних характеристик та гідродинамічних зв'язків, що призводить до значних ускладнень у розвідці, оцінці перспектив та при розробці таких покладів. До цього часу дослідження перспективності ущільнених карбонатних порід на наявність запасів нафти чи газу виконувалось лише сумісно з дослідженнями ущільнених алевро-піщаних та сланцевих порід, які на сьогодні вивчені більш детально. На основі аналізу великої кількості публікацій [1 – 3], можна сказати, що для нетрадиційних порід у сланцевих та алевро-піщаних порід виконано детальний аналіз ресурсного потенціалу та визначені об'єкти для проведення дослідно-промислової експлуатації. Для карбонатних порід, не дивлячись на поширеність у ДДЗ, лише сформовано систему критеріїв оцінки скупчень нафти і газу у відкладах нижнього карбону та девону, а також узагальнено вивчено розповсюдження таких порід без урахування ступеня перспективності та оцінки ресурсної бази [1].

За промисловими даними значної кількості проведених робіт з інтенсифікації свердловин, продуктивний розріз яких складено карбонатними породами, можна зробити висновки, що при умові невисокої пористості і проникності, значного ефекту можна досягнути використовуючи різноманітні варіації кислотних обробок. При обробці свердловин застосовувались та випробовувались найбільш ефективні рецептури та високопроникні розчинники. Аналізуючи дані можна зазначити, що за умови правильно підібраної рецептури розчину, дебіти малопродуктивних свердловин у карбонатних відкладах можливо збільшити у декілька разів, а іноді і на декілька порядків. Аналіз значної кількості кислотних обробок показує, що отримані результати часто є неоднозначними, а позитивний ефект є несистемним. За весь період використання кислотних обробок велика частина їх була неуспішною переважно через відсутність досвіду, брак інформації про пласт та можливі хімічні реакції у ньому.

Для досягнення високої ефективності обробки необхідно досягти максимально глибокого проникнення розчину в пласт та створення якомога широко розгалуженої сітки каналів у зоні обробки. Обробка кислотними розчинами, основними компонентами яких є соляна кислота та вода при обробці низькопроникних колекторів не є ефективними. Через малу проникність розчин на водній основі майже неможливо закачати в пласт на достатню для ефективно обробки глибину. Соляна кислота у таких розчинах занадто швидко реагує з карбонатами гірських порід, через що розчин швидко втрачає свою активність ще у навколосвердловинній зоні.

Для збільшення ефективності обробок більш доцільно використовувати розчини, що дозволяють закачувати максимально великі об'єми у пласт, та, після завершення реакції, легко виносити її продукти при освоєнні. Використання удосконалених кислотних розчинів на основі повільно діючих органічних кислот (наприклад метанової, етанової та ін.) дозволяє закачати розчин глибоко у пласт до початку активного розчинення карбонатів та виділення великої кількості продуктів реакції, що сповільнюють подальшу реакцію, та газів, які внаслідок дії ефекту Жамена блокують

подальший рух розчину у пласт. Крім того, важливим компонентом сумішей є рідина-носій: замість води доцільно використовувати розчинники низької в'язкості та з малим коефіцієнтом поверхневого натягу, що дозволяє закачувати великі об'єми розчину глибоко у низькопроникний пласт при тисках, нижчих за тиски розриву.

На ефективність експлуатації колекторів з високою карбонатністю впливають і інші фактори. Сучасні бурові розчини та розчини глушіння свердловин являють собою складні комплекси з великою кількістю складних хімічних сполук. Висока хімічна активність карбонатів часто призводить до значних змін властивостей порід унаслідок буріння, глушіння, освоєння чи перфорації свердловин при реакції з хімічними реагентами технологічних рідин. Особливу небезпеку несе буріння свердловин за умови значної депресії на пласт, при цьому фільтрат бурового розчину проникає у продуктивний горизонт на значну глибину. Фільтрат здатний утворювати у пласті складні сполуки та частково, або повністю блокувати рух флюїдів у привибійній зоні свердловини. Щоб ліквідувати негативний вплив фільтрату технологічних рідин необхідно проводити очистку привибійної зони свердловини, що можливо часто лише за допомогою високорухливих кислотних розчинів малої в'язкості.

Важливою умовою ефективної кислотної обробки свердловин являється глибина проникнення рідини в пласт. Особливо це стосується обробки низькопроникних гірських порід-колекторів, коли швидкість протікання реакцій не дозволяє глибоко протиснути активний розчин у пласт. Для забезпечення максимальної глибини прокачування рідини вглиб пласта важливу роль відіграє розчинник, що повинен відповідати деяким важливим умовам. Рідина носій повинна мати мінімальну в'язкість та коефіцієнт поверхневого натягу для максимальної рухливості розчину, щоб забезпечити проникнення у найдрібніші пори, каверни та тріщини гірської породи. Хімічні властивості рідини носія повинні забезпечити відсутність нерозчинних осадів у процесі можливих реакцій з породою, та мати високу утримуючу здатність сполук, що утворюються у процесі реакцій кислот з породою. Також рідина повинна задовольняти екологічним вимогам та економічності її застосування. Експериментальні дослідження дозволили виявити найбільш перспективні рідини-розчинники для застосування при кислотних обробках, це газовий конденсат, метанол, ацетати, ацетон, нефрас. Особливо ефективними ці розчинники є при високих температурах і високій карбонатності гірських порід.

Отже, системний аналіз проведених кислотних обробок на свердловинах вказує на необхідність удосконалення технологій обробки привибійної зони пласта, що складений карбонатними відкладами, з урахуванням накопиченого нами досвіду. Враховуючи значний ресурсний потенціал вуглеводнів в ущільнених низькопористих карбонатних породах Дніпрово-Донецької западини, можна зробити висновок про перспективність подальших розробок методів інтенсифікації карбонатних гірських порід. Подальші дослідження слід направити на удосконалення кислотних розчинів за рахунок зниження поверхневого натягу та в'язкості, що забезпечить глибоке проникнення розчину в пласт.

Перелік посилань

1. Вакарчук С.Г. Ресурсний потенціал нетрадиційних вуглеводнів ущільнених карбонатних порід турнейського ярусу ДДЗ // Нафтогазова галузь України. – 2015. – №5 – С. 46-49
2. Лукин А.Е. Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена // Геол.журн. – 2011. – № 1. – С. 21–41.
3. Вакарчук С.Г. Перспективи пошуків скупчень неконвенційної нафти в карбонатних відкладах палеозойського комплексу Дніпровсько-Донецької западини // Тектоніка і стратиграфія – 2015 – вип.42– С. 34-39.

УДК 622.06

Калужний А.П., доцент кафедри НГІТ Зімін **О.Л.,** ст. викладач кафедри НГІТ,
Яремченко Д.О. студент групи 601-МВ
(Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»,
м. Полтава, Україна)

ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ГЛУШІННЯ СВЕРДЛОВИН З АНОМАЛЬНО-НИЗЬКИМИ ПЛАСТОВИМИ ТИСКАМИ

Глушіння свердловин при експлуатації нафтових та газових свердловин є одним з найбільш розповсюджених заходів. Як правило, кожна свердловина піддається глушінню не рідше, ніж одного разу на рік із-за необхідності проведення підземних ремонтів, заміни насосного обладнання, промивки вибою від забруднення і т.д. При цьому кожне глушіння свердловини негативно впливає на стан привибійної зони пласта, збільшує її водонасичення, погіршує фільтраційні властивості та знижує колекторські властивості пласта.

Таке зниження природної проникності привибійної зони пласта обумовлюється поглинанням рідини глушіння продуктивним пластом як за рахунок зниження пластового тиску і перевищенням допустимих величин репресії на пласт, так і в результаті капілярного пропитування в гідروفільні породи. Потрапляння рідини глушіння в продуктивний пласт може приводити до наступних явищ, які у будь-якому випадку приводять до зниження фільтраційно-ємнісних властивостей привибійної зони пласта[1].

Ці процеси сильно відображаються на режимах експлуатації свердловин. По-перше, знижується їх продуктивність (в 1,5 – 2 рази), по-друге, збільшується час процесу їх освоєння(1-5 доби), а також вихід свердловини на режим експлуатації (10 – 30 діб), по-третє, збільшується обводненість продукції, що видобувається (на 30 – 70%). Бажання знизити негативні фактори та зберегти колекторські властивості пласта при глушінні свердловин призвело до розробки методів «лояльного глушіння», направлених забезпечення цих умов. Першочерговою проблемою, яка виникає при глушінні свердловин є поглинання технологічних рідин. Проаналізувавши геологічні умови при експлуатації свердловин на родовищі, які експлуатуються в умовах аномально низьких пластових тисках встановлено, що застосування на початковому етапі розробки родовищ традиційних рідин для глушіння таких як розчини хлористого натрію та кальцію, гідрофобні емульсії та інші стали неефективними [2]. Насамперед, це пов'язано з неможливістю зниження густини та збільшення в'язкості даних рідин. Перебуваючи в умовах АНПТ, ці розчини здатні знижувати фільтраційні параметри пласта-колектора через поглинання рідини, що створює ряд трудомістких проблем, як при проведенні робіт по ремонту свердловин так і при їх освоєнні.

Одним із ефективних способів освоєння газових, газоконденсатних і нафтових свердловин є використання самогенеруючої пінною системи (СГПС). Пінна система, яка використовується для витіснення промивної рідини дозволяє досить ефективно ввести свердловину в роботу без застосування азотної установки [3]. Для отримання СГПС застосовується поєднання цієї системи і прісної технічної води.

Рідини на нафтовій основі та емульсії мають високі закупорювальні властивості, які запобігають проникненню води та твердої фази бурового розчину в продуктивний пласт в процесі його розкриття або глушіння. Якщо порівняти розчини на вуглеводневій основі з глинистими розчинами, то роль глини виконує бітум, а роль води-дизельне паливо.

Ще однією рідиною, що відноситься до області закінчення свердловин, є рідина, що включає крохмаль, каустичну соду, пергідрат сечовини, хлористий калій і воду, та

додатково містить поверхнево-активну речовину (ПАР) і метасилікат натрію. Основними перевагами даної рідини глушіння є: зниження фільтраційних властивостей та мінімальний вплив на проникність привибійної зони пласта; відновлення первинної проникності продуктивного пласта більше ніж на 95%; крохмаль, що входить до складу рідини екологічно безпечний і економічно доступний; можна регулювати час розформування зони кольматації;

Недоліком більшості блокуючих рідин є їх висока фільтрувальна спроможність в пластових умовах та втрата продуктивності після їх глушіння при виконанні ремонтних робіт в свердловині. Збереження фільтраційних властивостей пластів-колекторів при ремонті свердловин може бути досягнуто шляхом зменшення об'єму та глибини проникнення фільтрату при використанні даних розчинів в продуктивний пласт, а також відновлена первісна проникність після очищення привибійної зони пласта.

У лабораторії було приготовано та проведено дослідження розчину такого складу: крохмаль – 2,0; каустична сода – 0,1; ПАР Неолон – 0,1; метасилікат натрію – 0,6; пергідрат сечовини – 0,1; хлористий калій – 3,0; вода – решта. Розчин був досліджений на основні властивості.

В результаті досліджень було визначено, що недоліком зазначеної рідини є низька ефективність глушіння свердловин, що зумовлено низькими значеннями умовної, пластичної в'язкості та динамічного напруження зсуву. Це надає складу здатність глибоко проникати в пласт і навіть поглинатися пластом, а структурно-механічні властивості не забезпечують можливості створення репресії на пласт.

У результаті досліджень пергідрат сечовини, який включений до складу рідини-прототипу пропонується замінити на більш ефективний та екологічний перкарбонат натрію, який при різних концентраціях здатний змінювати час деструкції полімеру. У якості поверхнево-активної речовини у розчині, що розробляється пропонується використовувати комплексний реагент лігносульфонат натрію.

Отже, для глушіння свердловин з аномально-низьким пластовим тиском застосовується велика кількість технологій та рідин глушіння, кожна з яких має як переваги так і недоліки. Глушіння свердловин з аномально-низькими пластовими тисками потребує особливого підходу, оскільки внаслідок низького тиску на вибої свердловиною поглинається велика кількість рідини при глушінні. Це призводить до погіршення фільтраційно-ємнісних характеристик привибійної зони свердловини та ускладнення при освоєнні та видобуванні нафти і газу.

На основі проведених досліджень ми з'ясували, що запропонована нами рідина для глушіння свердловин утворює кольматаційний екран, який є необхідною складовою для попередження забруднення та надмірного поглинання високопроникною породою блокуючого розчину, що є досить важливим моментом в умовах АНПТ. Саме завдяки цьому процесу ми можемо значно зменшити час на освоєння та виведення свердловини на режим. Крім цього, такі компоненти як метасилікат натрію – для збільшення стійкості блокуючої плівки від впливу температури та перкарбонат натрію – для регулювання часу розформування зони кольматації з наступним мінімальним впливом на фільтраційні показники колектора.

Перелік посилань

1. С. Рябоконт, Б. Мартынов, М. Ламосов, А. Бояркин. Высокоэффективные технологические жидкости для сохранения продуктивности коллекторов на стадиях перфорации, глушения и ремонта скважин // Технологии ТЭК. № 1, 2007, с.26–33.
2. А. В. Амиян, Н. П. Васильев. Применение пен для ремонта и освоения газовых скважин с АНПД // Газовое дело. № 6, 1972.
3. Жидкости глушения и промывки, сохраняющие коллекторские свойства пласта / Л.А. Магадова, М.А. Силин, Е.Г. Гаевой, В.Л. Заворотный, Д.Ю. Елисеев, Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – с.72 – 80.

УДК 622.24

Кононов М.І., студент гр. 185м-19-1 ГРФ

Науковий керівник: Судаков А.К., д.т.н., професор кафедри нафтогазової інженерії та буріння

(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)

РОЗРОБКА МЕТОДИКИ СТЕНДОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ТЕХНОЛОГІЇ ТРАНСПОРТУВАННЯ БЛОЧНИХ ФІЛЬТРІВ БУРОВИХ СВЕРДЛОВИН ПІДЗЕМНИХ ГАЗОВИХ СХОВИЩ

Аналіз наведених даних показав, що якість споруджуваної свердловини і її експлуатаційні характеристики визначаються комплексом технологічних робіт, проведених на заключному етапі її будівництва, який включає обладнання фільтром водоприймальної частини свердловини.

Особливу складність представляє обладнання гравійними фільтрами водоприймальної частини свердловини, водоносні горизонти, яких представлені дрібнозернистими, тонкозернистими і пилюватими пісками.

Раціональний спосіб створення гравійного фільтра в свердловині вибирається виходячи з необхідності отримання обсіпання високої якості із заданими параметрами при певних умовах проведення робіт і мінімумі витрат. Різноманітність природних гірничо-геологічних і гідрогеологічних факторів, конструкцій свердловин, і їх призначень, сприяло розробці принципово різних способів створення гравійних фільтрів, кожен з яких має свої переваги, недоліки і раціональні області застосування.

На основі проведеного аналізу можна відзначити наступне:

1. Поліпшенням якості гравійних обсіпань займаючись багато вчених. На сьогоднішній день не існує надійної технології створення гравійного фільтра з якісною гравійною обсіпанням. Технології їх створення мають ряд істотних недоліків. Одним із серйозних недоліків є утворення зяючих пустот в гравійній обсіпання, яке тягне неминуче піскування свердловини і може привести до виходу з ладу обладнання та її ліквідації;

2. Практика показує, що якісну гравійну обсіпання можливо створити тільки на денній поверхні, при візуальному контролі, правильно підібраному, ретельно просіяному і добре окатанном гравійному матеріалі;

3. Для вирішення цієї проблеми необхідно вести пошук нових технологій створення гравійних фільтрів на денній поверхні, заснованих на інших фізичних процесах і в'язучих матеріалах. До таких технологій можна віднести технологію виготовлення гравійних фільтрів на денній поверхні, засновану на використанні ефекту двофазного інверсного переходу агрегатного стану в'язучої речовини

У зв'язку з цим, ідея цієї дипломної роботи, полягає в використанні ефекту інверсного двофазного переходу агрегатного стану мінералов'язуючого речовини на водній основі під періодичним впливом негативних і позитивних температур.

Мета роботи-розвиток теорії та розробка рекомендацій щодо створення ефективної технології обладнання бурових свердловин гравійними фільтрами з попереднім омонолічуванням гравійного матеріалу на денній поверхні в блоки, з подальшим разомонолічуванням в призабійній зоні свердловини за рахунок використання ефекту інверсного двофазного переходу агрегатного стану мінералов'язуючого речовини на водній основі.

Для досягнення поставленої мети сформульовані наступні основні завдання досліджень:

1. Розробити та обґрунтувати нетрадиційну технологію обладнання бурових свердловин гравійними фільтрами в тонкозернистих Пісках.

2. Обґрунтувати і вибрати рецептуру мінералов'язучого речовини і блочного полімер-силікатного композиту для виготовлення полімер-силікатного фільтра.
3. Дослідити вплив рецептури мінералов'язучої речовини на фізико-механічні властивості матеріалу блочного полімер-силікатного фільтра.
4. Розробити та обґрунтувати технологію виготовлення полімер-силікатних гравійних елементів фільтра.
5. Розробка математичної моделі процесів теплопереносу в пористому крупнодисперсному середовищі полімер-силікатного гравійного елемента при обладнанні свердловини полімер-силікатним гравійним фільтром.
6. Провести Експериментальні стендові дослідження впливу параметрів технології транспортування полімер-силікатного гравійного фільтра по стовбуру свердловини на глибину його спуску.
7. Виконати дослідно-промислово перевірку розробленої технології обладнання бурових свердловин блочними полімер-силікатного гравійними фільтрами.
8. Розробити методичні рекомендації щодо визначення параметрів технології обладнання бурових свердловин полімер-силікатними гравійними фільтрами.

Перелік посилань

1. Процеси підземного зберігання газу : підручник. / М.А. Дудля, Л.Н. Ширін, Е.А. Федоренко. – Д.: Державний ВНЗ «Національний гірничий університет», 2012. – 412 с.
2. ДНАОП 1.1.21-1.20 -03. Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України – К.: 2003.-124 с.
3. Вирвїнський П.П. Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки: навч. посіб. / П.П. Вирвїнський, Ю.Л. Кузін, В.Л. Хоменко. –Д.: Національний гірничий університет, 2010 –368 с.

УДК 622.692.4

Крента С.А студент групи НГ-21, **Слива М.С.** студент групи 185-19-1 ГРФ
Науковий керівник: Максимович О.В., д.т.н., проф., завідувач кафедри зварювального виробництва, діагностики та відновлення металоконструкцій (Національний університет "Львівська політехніка", м. Львів, Україна)
Науковий керівник: Расцветаєв В.О., к.т.н., доцент кафедри нафтогазової інженерії та буріння (Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)

ДЕЯКІ ОСОБЛИВОСТІ ПРОЦЕСІВ СПОРУДЖЕННЯ ПІДВОДНИХ ПЕРЕХОДІВ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ В ЗИМОВИХ УМОВАХ

Технологія і організація підводно-технічних робіт в зимових умовах визначаються характеристикою водної перешкоди, температурним режимом і, головним чином, станом самої криги [1].

При спорудженні підводного переходу в зимових умовах (рис. 1) повинно бути передбачено виконання спеціальних зимових видів робіт (наприклад роботи по підтриманню майн та ін.) і спосіб укладання.



Рисунок 1 – Укладання трубопроводу та його баластування спеціальними вантажами в зимових умовах

До переліку виконання робіт на спорудженні підводного переходу в зимових умовах на додаток до заходів, зазначених у СНіП, повинні входити: технологічні схеми робіт з різання і прибирання льоду; заходи щодо збільшення несучої здатності льоду.

Період виконання робіт в зимових умовах визначається тривалістю льодоставу. Виконання всіх робіт на льоду, установка обладнання та розміщення матеріалів, а також рух транспортних засобів по льоду дозволяється тільки після визначення його несучої здатності і порівняння наведеної товщини льоду з розрахунковою (допустимою), прийнятою в проекті організації будівництва з урахуванням вимог діючих нормативних документів. При виробництві всіх робіт на льоду особлива увага приділяється дотриманню правил техніки безпеки. Проект виробництва підводних земляних робіт в зимових умовах слід складати з урахуванням стану льодового покриву, обсягів робіт, термінів будівництва, ґрунтових умов, швидкостей течії і кліматичних умов.

При неможливості влаштування підводної траншеї повного профілю в зимовий період допускається розробка підводної траншеї в літніх умовах з доопрацюванням її перед укладанням трубопроводу в зимових умовах засобами малої механізації (наприклад гідромоніторами та/або ін.). Таку схему виробництва підводних земляних робіт приймають в проекті організації будівництва на підставі техніко-економічних обґрунтування. Підводні земляні роботи в зимових умовах можуть виконуватися: пристроями для розробки ґрунту, встановленими на льоду.

При використанні скреперних установок для розробки підводних траншей в зимових умовах хвостовий блок для зворотного ходу ковша встановлюють на

протилежному березі або на льоду. Грунт з відвалу в урізній частині переходу в незамерзаючому стані видаляють за межі берегової траншеї. У місці виходу скреперного ковша і тросів з води влаштовують майни, які підтримують у незамерзаючому стані під час виконання робіт. Підводні траншеї в зимових умовах слід засипати місцевим ґрунтом, якщо в не передбачена засипка іншим матеріалом. Трубопроводи на підводних переходах в зимових умовах в залежності від місцевих умов будівництва слід укладати наступними чином: протягуванням трубопроводу по дну; способом вільного занурення; опусканням трубопроводу з проміжних опор, встановлених на льоду. Тяговий трос прокладають по дну траншеї одночасно з пристроєм в льоду прорізи, що розробляється льодорізної машиною, при цьому швидкість опускання (прокладання) троса повинна відповідати швидкості переміщення льодорізної машини для попередження замерзання прорізу перед опусканням троса.

При значній ширині водної перешкоди для зменшення тягового зусилля при протягування трубопроводу ділянку троса, що примикає до тягових пристроїв на березі, допускається прокласти на поверхні льоду, а іншу частину – по дну. Протяжність ділянки троса, що прокладається по поверхні льоду і по дну траншеї, визначають розрахунком тягових зусиль.

При влаштуванні спускового шляху для протягування трубопроводу в зимових умовах зрізання берега по заданому радіусу і планувальні роботи рекомендується проводити до промерзання ґрунту. Для протягування трубопроводів на береговому ділянці в зимових умовах можна застосовувати крижані доріжки.

Крижану доріжку влаштовують на березі, що має рівну площадку з невеликим ухилом. Відривають неглибоку траншею з таким розрахунком, щоб її можна було заповнити водою на 0,1 – 0,2 м. Заповнювати траншею водою слід після невеликого промерзання ґрунту. Щоб запобігти сповзанню труби з крижаної доріжки на ділянках, де спускова доріжка виходить на природні позначки, доцільно з боків доріжка влаштувати обмежувальні земляні споруди (вали).

Довжину вхідний і вихідний майн розраховують таким чином, щоб глибина води у кромки майни h_M задовольняла умові [1]: $h_M = d_{TR} + d_{П} + h_{Л} + 0,50$, де d_{TR} – діаметр труби з футеровкою і вантажами, м; $d_{П}$ – діаметр розвантажують понтонів, м; $h_{Л}$ – товщина льоду, м.

При прокладанні трубопроводів способом вільного занурення в зимових умовах застосовують такі технологічні схеми виконання робіт:

– I схема: монтаж батогів трубопроводу на березі; пристрій майни на всю ширину дзеркала річки або водойми; переміщення трубопроводу в майну з послідовної стикування батогів на березі; укладка трубопроводу на дно траншеї з заповненням його водою;

– II схема: монтаж трубопроводу з ланок довжиною по 30 – 36 м на льоду по створу переходу; пристрій майни паралельно змонтованому трубопроводу; спуск трубопроводу в майну і укладання його на дно траншеї з заповненням його водою.

Роботи з укладання трубопроводу з опор, встановлених на льоду, рекомендується виконувати в такій технологічній послідовності: монтаж трубопроводу на льоду паралельно вісі наміченого прорізу або монтаж секцій трубопроводу на березі з подальшим переміщенням їх по льоду і зварюванням в одну нитку; пристрій майни для укладання трубопроводу; установка опор на льоду; спуск трубопроводу в майну; занурення трубопроводу на дно з проміжних опор.

Перелік посилань

1 ВСН 010 – 88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Подводные переходы. М.: Миннефтепроводстрой, 1990. – 103 с.

УДК 553.982.239

Бартош О.В, Бондаревська О.М. студенти гр. 2мМВ1**Науковий керівник: Ляшенко А.В.,** старший викладач кафедри нафтогазової інженерії та технологій*(Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», м. Полтава, Україна)*

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ГІДРАТОУТВОРЕНЬ У НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ

Видобуток нафти на родовищах України супроводжується інтенсивним парафіногідратуутворенням в трубах НКТ і міжтрубному просторі (між зовнішньою поверхністю НКТ і внутрішньою поверхнею обсадної труби). Для усунення цих відкладів у нафтових компаніях витрачаються значні трудові, матеріальні та фінансові ресурси [1].

Відсутність результатів натурних випробувань на реальних моделях, які адекватно відображають фізичні та термодинамічні процеси, що відбуваються у затрубному просторі при видобутку нафти, не дозволяють розробити ефективні технологічні методи і організаційно-технічні заходи щодо профілактики та зниження ймовірності гідратуутворень, корозійно-активних по відношенню до поверхні обсадних і насосно-компресорних труб в кільцевому просторі нафтових свердловин.

Для вибору оптимального способу боротьби з гідратуутворенням необхідно проводити подальші дослідження з метою вивчення умов, режимів, зон і закономірностей цих відкладів в насосно-компресорних трубах (НКТ) і затрубному просторі нафтових свердловин. Тільки з'ясувавши реальну картину фізичних механізмів і специфіку формування цих утворень, можна успішно розробити нові або вдосконалити вже існуючі ефективні технології з профілактики та очищення ускладнених нафтових свердловин, сприяючи підвищенню корозійної стійкості підземного свердловинного устаткування.

Для детального дослідження гідратуутворень і оксидів заліза в умовах затрубного простору нафтової свердловини, було проведено експерименти на лабораторній установці, представленій на рис.1. Вона дозволяє досліджувати гідратуутворення в широкому діапазоні зміни тиску (0,1 – 120 МПа) і температури (від -20 до +80 °С). Принципова схема установки дозволяє в повній мірі наблизити умови і режими гідратуутворень та оксидів заліза до реальних свердловинних процесів і характеристик.

При дослідженні впливу температури, тиску і природи водонафтової суміші, взятої безпосередньо з пластів нафтового родовища, досліджувалися як продукти гідратуутворень окремо, так і результат їх взаємодії зі сталеву поверхнею труб НКТ і барокамери. У той же час в результаті взаємодії корозійно-активного середовища з поверхнею НКТ і барокамери утворюються сульфіді і оксиди заліза, які в експериментах із дослідження гідратуутворень (ГУ) не враховувалися. Крім того, нами спеціально не досліджувалися продукти асфальтосмолопарафінових відкладень (АСПВ) на стінках труб НКТ і поверхні барокамери, які хоча в деяких випадках і були присутні, проте в дуже малій кількості (менше 5% мас.). Тому при обробці результатів вимірювання ними нехтували.

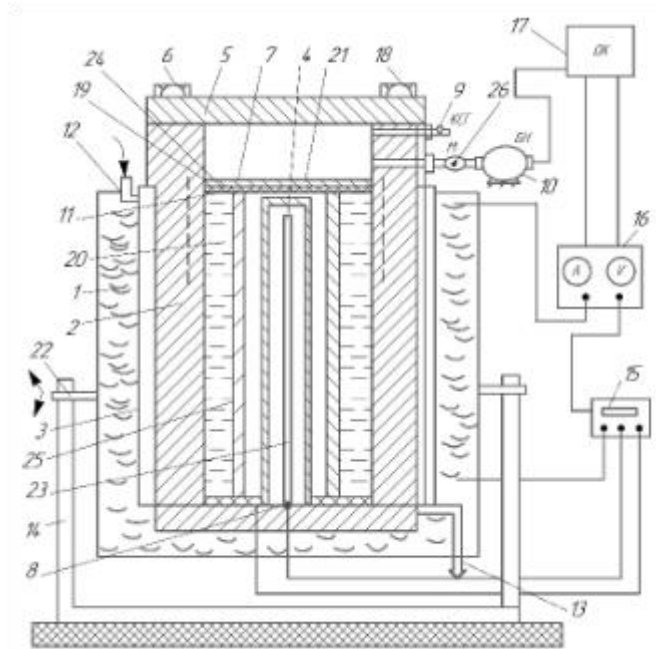


Рисунок 1 – Принципова схема експериментальної установки: 1 – піч; 2 – барокамера; 3 – охолоджуюча сорочка; 4 – трубка; 5 – кришка; 6 – віджимні болти; 7 – ізоляційна (текстолітова) прокладка; 8, 15 – електронні потенціометри; 9 – ніпель (КСГ – модель ніпеля); 10 – бустерний насос (БН); 11, 19 – пази; 12 – спеціальний пристрій для заливання азоту; 13 – кран; 14 – станина; 16 – автоматична система електрообігріву; 17 – обчислювальний комплекс (ОК); 18 – імпульсна трубка; 20 – об’єкти дослідження (зразки насосно-компресорної труби (НКТ) і пластова водонафтогазова рідина); 21, 25 – верхня та нижня стінки барокамери; 22 – осі цапф; 23 – електронагрівач; 24 – внутрішня кришка; 26 – манометр (М)

Отримані за допомогою інформаційно-вимірювальної системи статистичні результати експериментів дали можливість визначити умови, необхідні для гідратуутворень і оксидів заліза в інтервалі температур від -15 до $+60^{\circ}\text{C}$ і тисків від 0 до 60 МПа, які підтверджуються термодинамічними розрахунками фазових рівноваг у затрубному просторі свердловини, відомими з літератури [2 – 4].

Перелік посилань

1. В.Д. Середюк, Л.О. Книш. Запобігання відкладанню асфальтеносмолопарафінових відкладів у стовбурі свердловини // Нафтогазова енергетика. – 2010. – № 1 (12). – С. 37 – 40.
2. Условия и зоны гидратообразования в затрубном пространстве нефтяной скважины / М.Г.Вятчинин, Н.К.Праведников, О.Ю.Баталин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 6.– С. 56 – 57.
3. Исследование влияния температурных условий на состав и свойства смолопарафиновых отложений // В.А. Ершов, В.Н. Четверкина, А.Х. Шакирова и др. // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 9. – С. 12 – 15.
4. Закономерности гидратообразования в затрубном пространстве нефтяных скважин / М.Г. Вятчинин, Н.К. Праведников, О.Ю. Баталин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 4. – С. 56 – 57.

УДК 622.692.4

Маркович Р. А. студент гр. НГ-21**Науковий керівник:** Дзюбик А.Р., к.т.н., доцент кафедри зварювального виробництва, діагностики та відновлення металоконструкцій*(Національний університет "Львівська політехніка", м. Львів, Україна)*

ТЕНЗОМЕТРУВАННЯ РІЗНОТОВЩИННИХ СТИКІВ НАДЗЕМНИХ ДІЛЯНОК МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ

Використання механічних тензометрів для дослідження повздовжніх деформацій труб надземних ділянок магістральних трубопроводів дає змогу здійснювати спостереження протягом тривалого часу. Вивчалось питання впливу зварних стиків різнотовщинних труб на показники вимірювання за різного конструктивного виконання. Показано, що за значного розміру вимірювальної бази та її симетричного виконання відносно зварного шва, можна отримати задовільні результати.

Надземні ділянки магістральних трубопроводів мають широке використання при подоланні різноманітних перешкод природнього та техногенного характеру. Тут широко використовується поєднання труб різної товщини для забезпечення проектованої міцності конструкції. При цьому такі ділянки відносяться до особливо відповідальних та потребують постійного спостереження. Одним із контрольованих параметрів є напружено-деформований стан матеріалу труб, що зазнають різноманітних навантажень при спорудженні та експлуатації, сезонних зовнішніх впливах та непередбачуваних перевантаженнях [1, 2]. До останніх, перш за все, відносять повздовжні зусилля, які обумовлені зсувами ґрунту, розмиванням берегів річок, просіданнями опорних елементів тощо.

Забезпечення стабільного функціонування таких конструкцій обумовлює необхідність періодичного контролю їхнього стану в часі експлуатації та виконання різноманітних профілактичних робіт. При цьому комплексність підходу [2, 3], дає змогу забезпечити врахування апріорної інформації при застосуванні експериментально-розрахункових методик та рекомендацій існуючих нормативних документів. Одним із засобів контролю повздовжніх деформацій труб є тензометрування механічними та електричними засобами. Останні, тензорезистори, достатньо чутливі до негативного впливу зовнішнього середовища та потребують електроживлення вимірювальної апаратури в польових умовах. Більш практичним є застосування механічних тензометрів, які за відповідної підготовки вимірювальних баз, дають змогу отримати стабільні та точні з інженерного погляду результати.

В роботі вивчалася можливість використання механічного тензометра у випадку встановлення вимірювальних баз в зоні стика різнотовщинних труб. Застосовувався переносний незакріплювальний пристрій із довжиною бази 500 мм. Перевірка стабільності функціонування здійснювалася за допомогою інварового стержня, а періодичний контроль температури, контактним електричним термометром.

Дослідження повздовжніх деформацій виконувалося на лабораторній моделі магістрального трубопроводу діаметром 1020 мм. Вона містить кільцеві зварні шви стиків шести труб різних марок та товщин: 14 мм, 10 мм, 10 мм, 9,5 мм, 10 мм та 14 мм відповідно. Застосовувана модель являє собою горизонтальний циліндричний резервуар, що по торцевих поверхнях закритий півсферичними днищами (товщина 22 мм). Внутрішній тиск створюється водяною помпою із максимальним навантаженням до 15 МПа [4]. На поверхні труб було встановлено ряд вимірювальних баз у вигляді прямокутних плоских елементів із отворами діаметром 1,5 мм. Закріплення баз здійснювалося цианоакрилатним клеєм, а отвори в елементах слугували опорними місцями для конічних опорних стрижнів механічного тензометра. Вимірювання деформацій здійснювалися у двох взаємноперпендикулярних площинах на верхній та

бічній поверхнях.

Розташування вимірювальних баз виконано симетрично відносно кільцевих зварних швів труб. Також встановлено дві вимірювальні бази поза зоною зварювання. В результаті було отримано 14 вимірювальних ділянок (по 7 на кожену поверхню).

Вимірювання виконувалися після кожного ступінчастого навантаження внутрішнім тиском у 1,0 МПа (рис.1). Зменшення тиску досягалося шляхом переливання води в компенсаційну ємність, а контроль його величини за допомогою манометра класу точності 0,4.



Рисунок 1 – Вимірювання деформацій механічним тензометром

Отримані результати усереднювалися за декількома (не менше трьох) вимірюваннями. Далі здійснювалася апроксимація експериментальних даних лінійною функцією першого порядку за допомогою програмного засобу MS Excel.

Встановлено, що застосований механічний тензометр та методика встановлення вимірювальних баз забезпечують повторюваність результатів в процесі багатократних вимірювань. Для прийнятої схеми контролю деформацій вплив різновтовщинності труб лабораторного стенду практично є відсутній. Однак, в реальних умовах, можливий монтажний стик із відхиленням від перпендикулярності до осі труби, що буде вносити похибку в вимірювання. Тому при виконанні таких досліджень важливим є контроль конструктивних елементів надземної ділянки.

Для майбутніх досліджень представляє інтерес вивчення питання зміщення центрального перерізу вимірювальної бази відносно осі зварного шва.

Перелік посилань

1. Білобран Б.С., Дзюбик А. Р., Яновський С.Р. Вплив монтажного пружного згину на напружено-деформований стан надземних переходів магістральних нафтопроводів у горах // Нафтова і газова промисловість. № 6 – 2012., С. 39 – 42.

2. Білобран Б.С., Дзюбик А. Р. Забезпечення міцності надземного переходу магістрального трубопроводу із врахуванням умов його спорудження // 10-ий Міжнародний симпозіум українських інженерів-механіків у Львові: Праці. – Львів Кінпатрі ЛТД – 2013, С. 22 – 23.

3. Дзюбик А. Р., Банахевич Ю. В. Комплексний підхід до визначення напруженого стану зварних стиків магістральних трубопроводів // Український міжвідомчий науково-технічний збірник “Автоматизація виробничих процесів у машинобудуванні та приладобудуванні”. – Вип.38. – Львів, НУ “Львівська політехніка”. – 2004., С. 30 – 34.

4. Дзюбик А. Р., Назар І. Б., Палаш Р.В. Оцінка напруженого стану зварних стиків магістральних трубопроводів неруйнівними методами // Збірник наукових праць “Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету імені Михайла Остроградського”, м. Кременчук, № 5/2009(58) ч.1. С 65-67.

УДК 622.24.051.42

Манукян В.А., студент гр. 185м-191 ГРФ, Гладкий А.В., студент гр. 184м-19-1 ГРФ
 Науковий керівник: Пашенко О.А., к.т.н., доцент кафедри НГіБ
 (Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)

ТЕХНОЛОГІЯ ПІДВИЩЕННЯ СТІЙКОСТІ PDC ДОЛІТ

Основною проблемою будівництва свердловин різного призначення є необхідність їх буріння в різноманітних гірничо-геологічних умовах з високою механічною швидкістю і ресурсом. Питання підвищення ресурсу та універсальності бурового інструменту вкрай актуальне, особливо при проходці глибоких свердловин і свердловин з горизонтальним закінченням. Сучасні технології в області виробництва надтвердих штучних і композитних матеріалів дозволили створити сучасні бурові інструменти, що мають надзвичайні характеристики [1 – 6].

Для твердих гірських порід це долота і коронки з імпрегрованої породоруйнуючої матриці, насиченої дрібними штучними алмазами і оснащені надтвердими діамантовміщуючими вставками, що дозволяє створити універсальний і високоресурсний буровий інструмент [1].

Для ефективного буріння гірських порід середньої твердості зараз найбільш високі результати отримані при використанні доліт і коронок з термостійкими (TSP) різцями типу PDC (polycrystalline diamante cutters). Використання доліт з термостійкими різцями PDC дозволяє отримати високі результати [2 – 4].

Дослідження зносу доліт з різцями PDC показують, що різці зношуються тільки фрагментами. До моменту зняття доліт з роботи поверхню різців зношена в основному не більше ніж на чверть. При роботі фіксованого різця PDC зношуванню піддається тільки нижня, звернена до забою, ріжуча кромка (рис. 1). За даними компанії Smiht Bits, понад 60% доліт типу PDC виходять з ладу саме через відколи і зносу нижньої кромки різців.

При поглибленні ствола свердловини відбувається поздовжнє переміщення долота уздовж стінки стовбура, що призводить до взаємодії бічних різців долота і різців, розміщених на похилій частині торця долота, з гірською породою.

Таким чином, поздовжнє переміщення долота може привести до обертання різців. Наприклад, якщо механічна швидкість буріння долотом типу PDC дорівнює v_b , то за умови, що не відбувається прослизання різця без обертання.

На рис. 1 показана можлива конструкція обертового при бурінні різця PDC. різець – 1 встановлюється всередині корпусу – 2 з фіксацією осі різця – 3 стопорними пружними кільцями – 4 в канавках на осі – 3 і внутрішньої поверхні корпусу – 2.

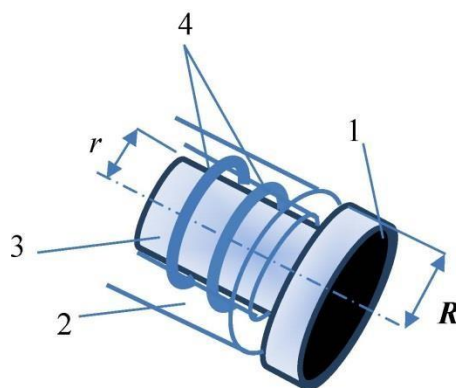


Рисунок 1 – Конструкція обертаючихся навколо свого центру різців типу PDC:
 1 – різець PDC; 2 – корпус; 3 – вісь; 4 – стопорні пружні кільця

Ідею підвищення ресурсу породоруйнуючого інструменту за рахунок забезпечення можливості обертання різців PDC навколо своєї осі має сенс реалізувати і при конструюванні колонкового інструменту. Коронки такого типу (рис. 2, б) можуть армуватися обертовими круглими різцями PDC за рахунок кріплення на осях – 4 і 5, виконаних у формі кільця по периметру корпусу коронки. Для забезпечення формування керна і розробки стінок свердловини різці встановлюються на двох осях, розташованих по зовнішньому і внутрішньому радіусу матриці коронки. При бурінні коронкою обертання скважиностворюючих різців – 1 буде забезпечуватися при взаємодії їх бічної поверхні зі стінкою свердловини, а обертання керностворюючих різців – 2 – формується керном.

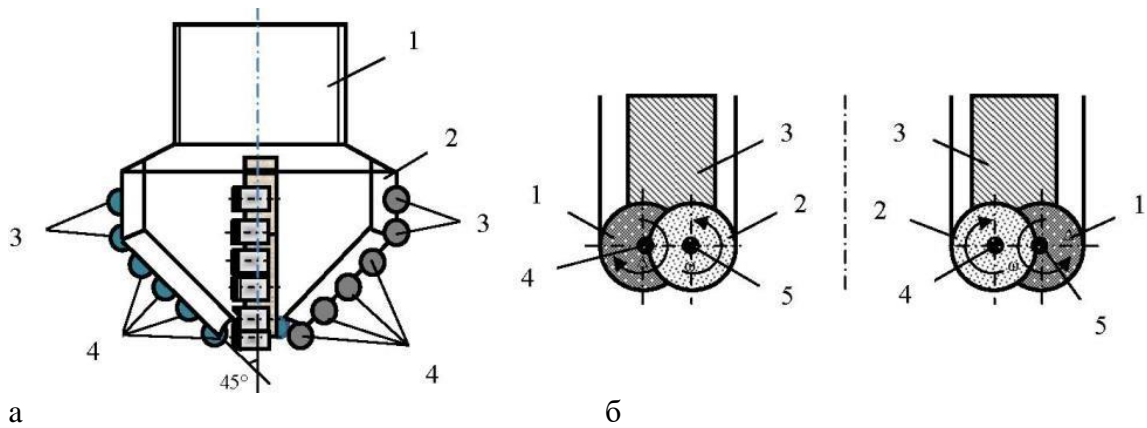


Рисунок 2 – Породоруйнуючий інструмент з обертовими при бурінні різцями типу PDC:
 а) буре долото: 1 – корпус з різьбленням; 2 – матриця; 3 і 4 – обертові різці;
 б) бурова коронка: 1 – зовнішній скважинообразуючий різець; 2 – внутрішній кернообразуючий різець; 3 – матриця коронки; 4 – вісь обертання зовнішніх свердловиностворюючих різців; 5 – вісь обертання внутрішніх керностворюючих різців;
 б – елементи каркаса осей обертання різців

Запропоновані конструкції забезпечують активне повертання різців навколо своєї осі в процесі поглиблення свердловини, що знижує їх знос і як наслідок підвищує ресурс породоруйнуючого інструменту.

Перелік посилань

1. Su O., Ali Akcin. Numerical simulation of rock cutting using the discrete element method // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2011. – V. 48 (3). – P. 434 – 442.
2. Нескоромна В.В., Борисов К.І. Аналітичне дослідження процесу різання-сколювання гірської породи долотом з різцями PDC // Известия Томського політехнічного університету. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 191 – 195.
3. Чулкова В.В. Метод вибору доліт PDC для перемешуються за твердістю гірських порід // Вісник Асоціації бурових підприємств. – 2015. – № 2. – С. 17 – 19.
4. Huang H., Lecampion B., Detournay E. Discrete element modeling of tool-rock interaction I: rock cutting
5. Інтегровані системи і технології. Каталог компанії Schlumberger. URL: https://www.slb.ru/services/ipm/integratedservices_management/ (дата звернення 18.01.2020).
6. Дудля М. А., Пащенко А.В., Пащенко О.А. Некоторые закономерности разрушения горных пород // Науковий вісник. – 1998. – НГАУ. – №2. – С.81 – 85.

УДК 622.02:552.513.1

Молдаванов Є.В., аспірант кафедри гірничої інженерії та освіти
Науковий керівник: Власов С.Ф., д.т.н., професор кафедри гірничої інженерії та освіти

(Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», Дніпро, Україна)

СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ ЗАЛЯГАННЯ ПІСКОВИКІВ У ПОКРІВЛЯХ РОЗРОБЛЮВАНИХ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ ДЛЯ УМОВ ШАХТ ЗАХІДНОГО ДОНБАСУ

Виконано статистичний аналіз пісковиків, як окремої літологічної підсистеми, в плані геологічних умов та особливостей будови, на підставі комплексу зібраних даних геологічного прогнозу шахт Західного Донбасу. Зокрема, описано аналіз глибин розробки, коливання потужності, відстані та кутів залягання пісковиків вище розроблюваних пластів. Це дозволило встановити закономірності характеру розподілу випадкових величин.

Актуальним завданням прогнозу місць аварійних зупинок очисних вибоїв, пов'язаних з посадкою секцій механізованого кріплення «на жорстку базу», є виявлення тенденцій та характеру розподілу випадкових величин будови, а також залягання пісковиків як одного з факторів.

Для виконання аналізу було зібрано геолого-технічні матеріали на шахтах ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» [1].

Спираючись на теорію ймовірності, з метою побудови ймовірнісної моделі масових випадкових явищ, виконано статистичний аналіз глибини розробки, коливання потужності пісковиків, відстані та кутів залягання вище покрівлі розроблюваного пласта, який представлено на рис. 1.

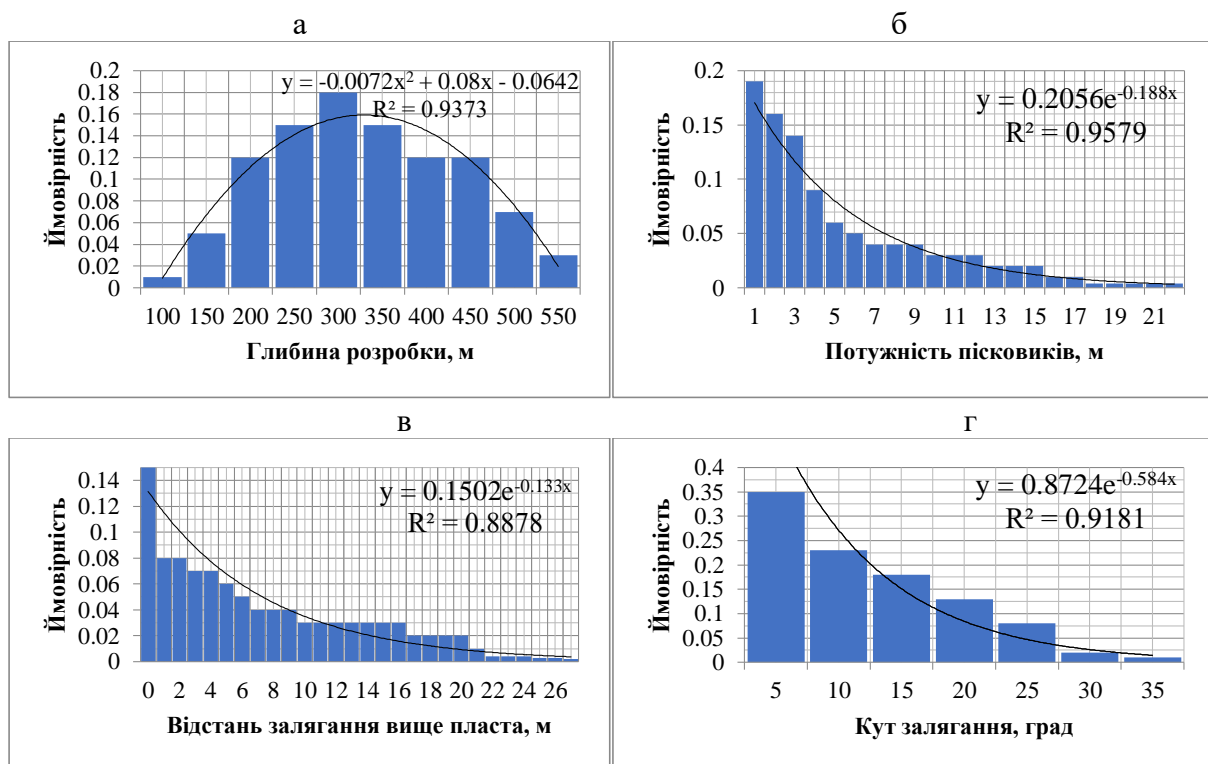


Рисунок 1 – Статистичний аналіз характеру розподілу випадкових величин:
 а – глибини розробки; б – потужності пісковиків; в – відстані залягання пісковиків вище покрівлі пласта; г – кутів залягання пісковиків

У результаті проведення статистичного аналізу глибин розробки вугільних пластів по шахтах ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» (рис. 1, а) вперше було встановлено закономірність, яка має характер розподілу Пуассона з $\lambda = 300$, а також характер розподілу Гауса, тобто нормального розподілу. Нормальний розподіл виникає тоді, коли величина, в даному випадку глибина розробки, являє собою суму великої кількості незалежних значень, кожне з яких відіграє незначну роль в утворенні загального результату.

Також виконано статистичний аналіз коливання потужності пісковиків (рис. 1 б), на підставі якого було встановлено закономірність, яка має характер експоненційного розподілу з $\lambda = 1$. Випадкова величина коливання потужності пісковиків є неперервним аналогом дискретного геометричного розподілу. З цього приводу можна стверджувати, що зі збільшенням потужності пісковиків прямопропорційно зменшується їх ймовірність залягання вище покрівлі пласта.

Що ж стосується аналізу відстані залягання пісковиків вище покрівлі розроблювальних пластів, то було встановлено закономірність, яка має характер експоненційного розподілу з $\lambda = 0,1$ (рис.1, в). Випадкова величина відстані пісковиків вище пласта також є неперервним аналогом дискретного геометричного розподілу. Можна стверджувати, що зі збільшенням відстані залягання пісковиків прямопропорційно зменшується їх ймовірність зустрічі вище покрівлі пласта.

Проведено статистичний аналіз кутів залягання пісковиків, на підставі якого було встановлено закономірність, яка має характер експоненційного розподілу з $\lambda = 5$ (рис. 1, г). Можна констатувати, що зі збільшенням кутів залягання пісковиків прямопропорційно зменшується їх ймовірність.

Встановлені закономірності дозволять підвищити ефективність результатів моделювання покровового переміщення очисного вибою задля обґрунтування раціональних параметрів відпрацювання вугільних пластів.

У подальших дослідженнях планується виконати статистичний аналіз фізико-механічних властивостей пісковиків, а саме: щільності, пористості, міцності, тріщинуватості, величини водопривлівів.

Аналіз геологічних умов та особливостей будови пісковиків, у подальшому, дозволить виконати моделювання покровового переміщення очисного вибою у просторовій геомеханічній моделі виїмкової ділянки [2], з урахуванням мінливої наявності пісковиків у покрівлях, задля прогнозу впливу вищезазначених пісковиків на технологію очисного виймання, що дозволить підвищити ефективність видобутку кам'яного вугілля на шахтах Західного Донбасу.

Перелік посилань

1. Геолого-промисловий очерк Западного Донбасса. – Кн. 1 / под ред. М.И. Струева. – Павлоград: Павлоградская геологоразведочная партия, 1968 – 1974, 1974. – 589 с.
2. Власов С.Ф. Пространственное моделирование геомеханических процессов при подземной разработке месторождений / С.Ф. Власов, А.А. Сидельников. – Д: НГУ, 2012. – 222 с.

УДК 622.24

Охлопкова А.А., студентка гр. 185М-19-1 ГРФ**Науковий керівник: Коровяка Є.А., к.т.н., завідувач кафедри нафтогазової інженерії та буріння***(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)***РОЗРОБКА СИСТЕМНОГО ПІДХОДУ ДО ПИТАНЬ УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ОСВОЄННЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ**

Геолого-технологічні умови знаходження води, нафти і газу в природному резервуарі залежать від взаємодії ряду факторів: співвідношення густини флюїдів, відносної насиченості порового простору кожним із компонентів, гідродинамічних умов у колекторському пласті, а також його літологічних особливостей і порової проникності [1].

Під терміном «освоєння нафтогазової свердловини» розуміють ком-плекс робіт, що проводяться з метою очищення продуктивної зони від забруднення і отримання промислового припливу пластового флюїду [2].

В основі усіх способів освоєння лежить принцип зменшення тиску стовпа рідини у свердловині нижче пластового і створення депресії, достатньої для подолання опору фільтрації пластової рідини. Зменшення тиску на пласт можна досягти зниженням густини рідини, зниженням рівня рідини у свердловині. Величина депресії вибирається залежно від типу колектора, виду пластової рідини стійкості колектора і колекторних властивостей пласта.

Найбільш ефективний спосіб освоєння - поступове збільшення міри аерації води після заміни нею промивальної рідини в обсадній колоні. Для цього в простор між колоною і насосно-компресорними трубами одночасно закачують воду і повітря. Поступово збільшуючи подачу повітря можна в досить широких межах регулювати густину водо-повітряної суміші. Щоб досягти більшої плавності зниження протитиску і зменшити витрату повітря рекомендується до води перед аеруванням додавати піноутворюючі поверхнево-активні речовини (ПАР).

В промисловій практиці відчувається гостра потреба в даних, щодо комплексної оцінки властивостей ПАР і газорідинних сумішей для конкретних технологічних процесів [3]. Досвід застосування активованих рідин доводить, що оцінка властивостей ПАР і газорідинних сумішей необхідно здійснювати з урахуванням фізико-хімічних критеріїв, фізико-механічних і технологічних параметрів, інженерно-екологічних і економічних вимог.

Таблиця 1

Значення величини поверхневого натягнення на межі розподілу фаз $\sigma_{т-р}$

| Вид ПАР | Вміст ПАР, % | Значення $\sigma_{т-р}$ (Н/м) для води: | |
|--------------------|--------------|---|------------------------|
| | | прісної | солоній (5% $CaCl_2$) |
| Сульфанол НП - 3 | 0,3 | 0,039 | 0,050 |
| | 0,5 | 0,036 | 0,046 |
| | 1,0 | 0,034 | 0,041 |
| Синтанол АЦЕС - 12 | 0,2 | 0,039 | 0,057 |
| | 0,5 | 0,035 | 0,055 |
| | 1,0 | 0,031 | 0,052 |

Підвищенням змочуваності, формуванням граничних шарів, підвищенням капілярного тиску всмоктування шляхом введення в рідину композицій, що містять ПАР, можна істотно збільшити міру впливу газорідинної суміші на породу-колектор. Поверхневе натягнення на межі "тверде тіло - рідина" $\sigma_{т-р}$, значною мірою, визначає тиск

капілярного всмоктування, підвищення якого чинить великий вплив на характер руху пін в пласті-колекторі. У табл. 1 приведені результати вимірів поверхневої активності речовин відносно міри мінералізації дисперсійного середовища.

Дані табл. 1 свідчать про відмінність поверхневої активності Сульфанола НП - 3 і Синтанолу АЦЕС-12 залежно від концентрації в розчині і мінералізації дисперсійного середовища: для слабомінералізованого середовища ефективність Синтанолу АЦЕС - 12 вища, ніж для мінералізованої, і в той самий час для мінералізованого середовища ефективний для застосування Сульфанол НП - 3.

Адсорбційні процеси визначають міру дисперсності (стабільність) гетерогенних систем, плівкоутворення і так далі. Дослідницькі роботи показали, що при циркуляції пін в пластах-колекторах спостерігаються втрати поодиноких ПАР типу ДНС - А, Сульфанол, Сульфонатна паста, Синтанол – 10 в кількості, що не перевищує 0,03 кг/кг при концентрації ПАР в розчині 1%. Втрати ж на адсорбцію композиційного ПАР (0,02% неіоногенного ПАР + 0,05% катіоноактивного реагенту-збирача) на пісковик і доломіті склали 0,05 кг/кг. При цьому об'єм витіснення нафти з більшістю вказаних поодиноких ПАР і типів гірських порід не перевищував 25%, а при використанні композицій - доходив до 97%.

Поширеним є також компресорний спосіб освоєння. Суть цього способу полягає в закачуванні в затрубний простір повітря. Останній відтісняє воду до башмака колони і проривається в середину НКТ [4]. При цьому відбувається газування рідини і часткове зниження рівня рідини у свердловині. Після того, як почнеться приплив, компресор відключають. Недоліком цього способу є різкі коливання тиску. При різкому зниженні тиску на пласт у момент викиду на гирло чергових порцій води інтенсифікується приплив з пласта. Якщо колектор недостатньо стійкий, можливе руйнування скелета породи, винесення у свердловину великої кількості піску і утворення піщаної пробки [2].

Дослідження, що були проведені на кафедрі нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка», були також спрямовані на визначення оптимальних композицій ПАР-піноутворювачів для умов роботи в пластах-колекторах вуглеводнів. Оскільки, як було доведено багатьма лабораторними дослідженнями, доволі ефективними, з позицій поверхневої активності, є Сульфанол НП - 3 і Синтанол АЦЕС – 12, їх композиції і досліджувалися, окрім того, у якості стабілізуючої домішки застосовували електроліт КСІ, який виступав реагентом-понижувачем тиску капілярного всмоктування в розчині. В результаті проведених робіт отримано дані щодо масового вмісту активних компонентів у композиті-піноутворювачі за умови дотримання наступного співвідношення між компонентами композита: Сульфанол НП – 3:Синтанол АЦЕС – 12:електроліт КСІ = 58%:26%:16%. Отримані дані є базовими для проектування оптимальних складів ПАР-піноутворювачів, що використовуються у технологіях освоєння нафтогазових свердловин.

Перелік посилань

1. Нафтогазова механіка: навч. посібник / О.В. Потетенко, Н.Г. Шевченко, К.А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХПІ, 2013. – 160 с.
2. Овчинников В.П. Заканчивание скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 1995. – 237 с.
3. Прогресивні технології спорудження свердловин / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. – 164 с.
4. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.

УДК 622.267

Побідинський Д.І., студент гр. 185-18-2 ГРФ**Науковий керівник: Дмитрук О.О., асистент кафедри нафтогазової інженерії та буріння,
Яворська В.В. асистент кафедри нафтогазової інженерії та буріння***(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)*

ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ВИДОУВАННЯ МЕТАНУ ГАЗОВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

Актуальність проблеми. Розвідка та видобуток природного газу зі сланцевих пластів - явище відносно нове. Протягом останніх років зростає невідповідність між досить ізольованими дебатами і висновками експертів про вплив видобутку газу з нетрадиційних джерел на навколишнє середовище, з одного боку, і поглядом суспільства на цю проблему з іншого. Останній в більшій мірі ґрунтується на повідомленнях ЗМІ, а також аргументах екологічних активістів. Цей поділ світу технічних знань і суспільного сприйняття виходить далеко за формальні рамки і може розглядатися в першу чергу як якийсь соціологічний (формуєчий різну ступінь прийнятності суспільством видобутку сланцевого газу) феномен. В його основі лежить недостатня поінформованість і слабе поширення знань про досвід, накопичений в останні два десятиліття в США та Канаді.

Природний газ зі сланцевих формацій не підлягає вилученню традиційними методами, які застосовуються в родовищах конвенційного типу, через специфіку форм присутності та поширення. Багато технічних аспектів видобутку газу з нетрадиційних джерел ідентичні видобутку з традиційних родовищ. Технології його видобутку - гідравлічний розрив пласта (ГРП) - відомі і використовуються протягом десятиліть в традиційному видобутку, хоча, скоріше, як виняток, ніж правило.

Економічні проблеми. Собівартість видобутку сланцевого газу в Північній Америці, за оцінками Міжнародного енергетичного агентства (IEA), коливається від 3 до 7 дол. / 1 Mmbtu (1 млн. Британських термічних одиниць). В Європі прогнозується на рівні від 5 до 10 дол. / 1 Mmbtu. Довгострокова розробка родовищ рентабельна лише при високих цінах на газ, оскільки протягом усього терміну експлуатації постійно збільшуються кількість операцій по ГРП і число свердловин (внаслідок різко падає дебіт), що вимагає високого рівня капітальних вкладень. Таким чином, існуючі економічні проблеми не сприяють розвитку галузі. В результаті зниження цін на газ багато великих американських компаній, що займаються розробкою родовищ сланцевого газу, зіткнулися з фінансовими труднощами. За оцінками глави нафтогазової компанії Total, в 2015 р американські нафтові компанії закрили дві третини всіх бурових вишок в США.

Геологічні проблеми. Термін експлуатації сланцевих свердловин набагато менший, ніж звичайних газових свердловин. Якщо середній термін життя газових свердловин в США - 30-40 років, то сланцевих свердловин значно менше. Так, життєвий цикл останніх на Barnett Shale – 8 –12 років, а близько 15% свердловин, пробурених в 2003 р, вичерпали свій ресурс вже через п'ять років.

Екологічні проблеми. Екологічні проблеми виникають, перш за все, внаслідок створюваного ГРП ефекту гідравлічного удару, тобто за допомогою введення в глинисті шари води, піску і хімічних реагентів.

Негативний вплив видобутку сланцевого газу на навколишнє середовище і здоров'я людини виражається в забрудненні атмосферного повітря, поверхневих і підземних вод, згубний вплив на геологічне середовище (в тому числі на посилення сейсмічної активності), підвищенні радіоактивного фону, виснаженні земельних, біологічних і водних ресурсів та ін.

Перспективи видобутку сланцевого газу в Європі. Передбачувані місця видобутку сланцевого газу в Європі різні за розміром території видобутку, водним ресурсам, структурі, геологічним та іншим особливостям, що додатково до неоднозначних (а часто і суперечливим) даних про вплив видобутку сланцевого газу в США на навколишнє середовище не дозволяють виробити єдину думку про доцільність його видобутку.

Для більш точного уявлення про ресурси сланцевого газу в Європі будуть потрібні кардинальні зміни підходів до ведення пошуково-розвідувальних робіт, буріння оціночних свердловин і оцінці технічно видобутих запасів сланцевого газу. При цьому на практиці лише мала частка цих запасів може в майбутньому виявитися рентабельною для цілей промислового видобутку.

Серйозні екологічні проблеми в густонаселеній Європі будуть мати вирішальне значення для прийняття рішення про доцільність видобутку сланцевого газу.

Висновки. В сучасних умовах питання про розвідку і видобуток сланцевого газу, можливі перспективи і ризики широкомасштабного видобутку сланцевого газу в Європі розглядаються виходячи з більш ніж 10-річного досвіду експлуатації свердловин в США.

На основі аналізу фактичних даних і наукових робіт можна зробити наступні висновки:

1. Негативний вплив на навколишнє середовище в процесі видобутку сланцевого газу значно більше, ніж в разі видобутку газу з традиційних газових родовищ.

2. Найбільш значущим негативним фактором є забруднення підземних і поверхневих вод високотоксичними компонентами водних розчинів, використовуваних при ГРП (миш'яком, бензолом і ін.).

3. Широкомасштабний видобуток сланцевого газу потребує вилучення з обігу значних площ земельних ресурсів.

4. Видобуток сланцевого газу супроводжується підвищеним рівнем забруднення повітря токсичними речовинами і емісією парникових газів.

5. Значним негативним фактором може бути порушення геологічної середовища в результаті ГРП.

6. У районах видобутку сланцевого газу спостерігається підвищення радіоактивного забруднення.

7. В цілому, виявлені значні відмінності, перш за все за природними і соціально-економічних умов видобутку сланцевого газу в США і Європі посилюють ризик негативного впливу на навколишнє середовище в густонаселених районах Європи.

Перелік посилань

1. Закон України від 21.05.2009 №1392 – VI «Про газ (метан) вугільних родовищ».
2. Кузера С.В. Видобування шахтного метану та захист навколишнього середовища (огляд)/С.В. Кузера, І.Д. Дризднік, Ю.С. Кафтан, Ю.Б.Должанська // Вугілля України. – 2005. –№ 6. –С. 13 –14.

УДК 622.24

П'ятниця К.В., студентка гр. 185м-19-1 ГРФ**Науковий керівник: Давиденко О.М., д.т.н., професор кафедри нафтогазової інженерії та буріння***(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)*

ШЛЯХИ ВДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОНАННЯ ШАРОШКОВИХ ДОЛІТ

Бурові шарошкові долота – основний породоруйнівний інструмент для буріння свердловин в нафтовій і газовій промисловості та геологорозвідці. Застосовують їх для буріння вибухових свердловин на кар'єрах кольорової і чорної металургії, при видобуванні золота і алмазів, при спорудженні гідрогеологічних свердловин. Шарошкове долото, як по його конструкції, так і за технологією виготовлення, є, напевне, найскладнішим з усього інструменту для буріння суцільним забоєм.

Шарошкові долота (рис. 1) є найбільш універсальним породоруйнівним буровим інструментом, оскільки сфера їх застосування охоплює практично усе різноманіття гірських порід: від дуже м'яких до дуже міцних [1].

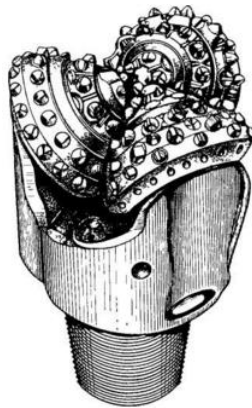


Рисунок 1. – Схема шарошкового долота

Шарошкові долота складаються з лап, на цапфах яких розташовані шарошки з озброєнням (зубцями).

Нафтові компанії, що займаються бурінням, приділяють велику увагу якості пробурених і переданих в експлуатацію нафтогазових свердловин. При цьому акцент робиться на скорочення термінів їх будівництва для забезпечення швидкого введення в експлуатацію. Тим самим створюються конкурентні умови для виробників бурового інструменту, який є, беззаперечно, найголовнішим чинником, що забезпечує максимальність показників за швидкістю поглиблення забою свердловини, а це, у свою чергу, примушує постійно удосконалювати вироблюваний інструмент [2].

Як відомо, бурові шарошкові долота працюють в дуже важких умовах – при навантаженнях, що обчислюються десятками тон, тиску – до 200 атмосфер, при частоті обертання шарошок долота – до кількох сотень обертів за хвилину. Наявність абразивного середовища призводить до швидкого зношування як породоруйнуючих зубців (сталевих армованих чи твердосплавних), так і опор шарошок.

Конструкція шарошкового долота передбачає досягнення високої точності деталей, що входять до конструкції, та їх взаємного просторового розташування. Важкі умови роботи доліт на вибої вимагають використання в їх конструкціях високоякісних і зносостійких матеріалів, а сама технологія їхнього виробництва віднесена до особливо складної [1].

Протягом останніх десятиліть за кордоном і у нас в країні безперервно ведеться складна і трудомістка робота з поліпшення конструкцій доліт, їх окремих вузлів, технології виробництва, вдосконалення матеріалів, хіміко-термічної обробки, армування та ін. В останні роки, у міру вдосконалення проектування, створення нових матеріалів і технологій, все більше уваги проектувальники приділяють оптимізації конструкцій і технологічності виготовлення доліт.

Вітчизняні та зарубіжні бурові підприємства вимагають всебічного скорочення термінів модернізації серійних або розробки нових типорозмірів бурових доліт [3]. Це додатково вимагає прискорення і поліпшення наукового підходу до оптимізації проектування і технологічності виготовлення доліт, що сприятиме підвищенню показників буріння і виходу їх на більш високий технічний рівень.

Бурові долота в процесі роботи на вибої зношуються, що в кінцевому підсумку впливає на показники їх роботи і буріння свердловини в цілому. Знос долота визначає його працездатність, довговічність і надійність [4].

Працездатність – стан, при якому долото може виконувати задані функції, зберігаючи значення параметрів у межах, встановлених нормативно-технічною документацією.

Довговічність визначається спроможністю долота зберігати працездатність до настання граничного стану при встановленій системі експлуатації.

Надійність визначається здатністю долота виконувати задані функції, зберігаючи в часі значення встановлених експлуатаційних показників у заданих межах, що відповідають режимам і умовам користування, технічного обслуговування, зберігання і транспортування. Надійність долота - комплексний показник, який включає насамперед його безвідмовність і довговічність.

Безвідмовність визначає спроможність долота протягом певного часу зберігати працездатність. Безвідмовність характеризується двома станами: працездатний і непрацездатний. Перехід долота з працездатного стану в непрацездатний називається відмовою.

Розрізняють поступові відмови, які виникають внаслідок зношування вузлів долота, і раптові відмови - внаслідок дії випадкових зовнішніх факторів [1].

Знос визначається умовами роботи долота на вибої (фізико-механічні і абразивні властивості порід, режим буріння, властивості бурового розчину, температура і т. ін.) та його конструктивними особливостями.

Резюмуючи зміст вищенаведеної інформації щодо огляду питань роботи шарошkových доліт, необхідно відмітити. Знос опор шарошkových доліт визначається притаманними їм конструктивними особливостями, односторонністю завантаженості бігових доріжок з боку вибою і умовами буріння (параметри режиму буріння, механічні й абразивні властивості гірських порід тощо).

Досвід експлуатації шарошkových доліт на підприємствах нафтогазової галузі свідчить про відсутність стабільності в показниках роботи окремих однотипних доліт, відпрацьованих в одних і тих же умовах [2].

Перелік посилань

1. Буріння свердловин: Довідник: У 5-ти т.: т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук / АТ "Агронафта". – К.: "Інтерпрес ЛТД", 2002. – 301 с.
2. <http://www.worldoil.com>.
3. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
4. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.

УДК 622.24

Стрілець В.І., студент гр. 184м-19з-1 ГРФ

Науковий керівник: Ігнатов А.О., к.т.н., доцент кафедри нафтогазової інженерії та буріння

(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)

РОЗРОБКА МЕТОДИЧНИХ ОСНОВ ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕФЕКТИВНИХ ПРОФІЛІВ СВЕРДЛОВИН

Вивчення джерел науково-технічної інформації показує наступне: на даному етапі розвитку нафтогазовидобувної галузі спостерігається стійка тенденція, без перебільшення, стрімкої зміни геологічних і техніко-технологічних умов буріння свердловин, що є результатом збільшення середньої глибини залягання продуктивних пластів, і, як наслідок, ускладнення свердловинних умов [1]. Враховуючи те, що буріння свердловин - це досить капіталомісткий процес, який може супроводжуватися виникненням небезпечних ускладнень і навіть аварій, неприпустимо допускати втрачання такої споруди через невірні інженерні рішення на всіх етапах операцій з проектування і спорудження. Завданням спорудження свердловини є з'єднання продуктивного пласта з денною поверхнею герметичним, міцним і довговічним експлуатаційним каналом при мінімальних витратах. Серед прогресивних інженерних прийомів досягнення поставленого завдання, особливої уваги заслуговує направлене буріння - технічна система, що включає комплекси методів, технологій, апаратних і технічних засобів, покликаних вирішувати проблему спорудження свердловин в заданому напрямі - вивірною траєкторією, а забій приводити в задану проектом точку з урахуванням можливих допустимих відхилень [2].

У практиці нафтогазової справи прийоми направленого буріння більш відомі під терміном «похило-спрямованого буріння», що широко використовується в сучасних системах розробки вуглеводневих покладів. Як правило, вісь або траса свердловини це просторова крива, що від устя свердловини має вертикальну спрямованість, а у подальшому, в міру дії тих або інших чинників, набуває складної орієнтації – отримує викривлення (рис. 1) [3].

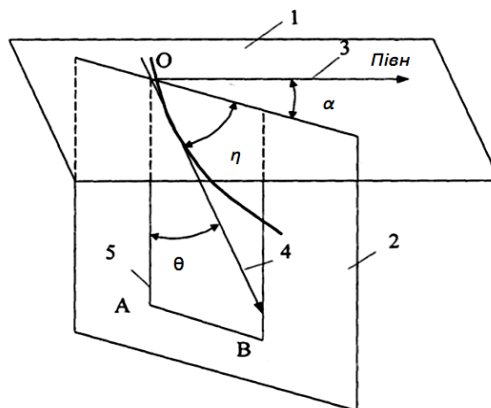


Рисунок 1. – Просторове положення свердловини: 1 - горизонтальна площина; 2 - апсидальна площина; 3 - магнітний меридіан; 4 - дотична до точки стовбура; 5 - вертикаль через точку виміру кутів

Прийнято, у відповідності до характеру просторового положення, розрізняти наступні типи свердловин: 1) вертикальні - свердловини із zenітним кутом, що не перевищує 3°; 2) похило спрямовані - свердловини, траєкторія яких не має ділянок із zenітним кутом, що перевершує 60°; 3) горизонтальні - свердловини із zenітним кутом 60° і більше.

Проектна траєкторія похило спрямованих і горизонтальних свердловин повинна відповідати техніко-технологічним обмеженням [4]: не перевищувати значень максимально допустимих бічних відходів стовбура; мати обґрунтовану розрахункову інтенсивність викривлення стовбура на ділянках транспортування та установки експлуатаційного устаткування і розташованих нижче інтервалів; не допускати перевищення значень максимально можливого зенітного куту на ділянці стабілізації та ін. Перелічені вимоги забезпечують ефективне передавання навантаження на долото, гарантований спуск по стовбуру бурильного інструменту, приладів, обсадних колон, а також відповідність бурової установки по вантажопідйомності колон.

Завдання профілізації стовбурів свердловин (рис. 2) полягає у необхідності забезпечення таких показників: мінімізація вірогідності перетину пробурених і таких, що буриться стовбурів свердловин; досягнення проектної траєкторії; попадання в заданий об'єкт буріння (круг допуску); мінімальні довжина свердловини, вартість буріння, тривалість буріння.

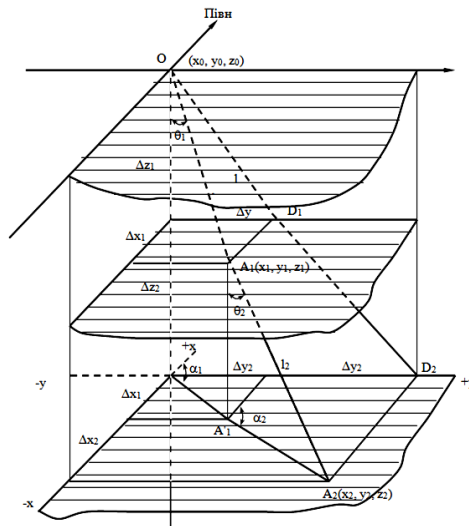


Рисунок 2. - Визначення просторового положення траси свердловини

Максимально допустима інтенсивність викривлення стовбура визначається з умов безперешкодного спуску і експлуатації забійних двигунів, бурильних і обсадних труб, випробувачів пласта і іншого устаткування для випробування і експлуатації свердловини [2]. Операції зі зміни просторового положення траси свердловини виконують за допомогою спеціальних забійних компоновок (взаємодіючий комплект, що складається з обважених бурильних труб (ОБТ), стабілізаторів і інших пристроїв, розміщуваних безпосередньо над долотом).

Варіаціями забійного компонування можна управляти величиною і на-прямом вигину бурильної колони і таким чином впливати на кут відхилення забою так, як це технологічно необхідно.

Перелік посилань

1. Прогресивні технології спорудження свердловин / Є.А. Коров'яка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. – 164 с.
2. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
3. Раба Х. Технологія бурення нафтяних скважин. Пер. с англ. – М.: Недра, 1989. – 412 с.
4. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.

УДК 622.24

Сушкевич І.А., студентка гр. ГРм-20-1**Науковий керівник: Богославець В.В., к.т.н., доцент кафедри буріння свердловин**
(Івано-Франківський національний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна)**МЕТОДИ ПОКРАЩАННЯ ЯКОСТІ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ**

Збереження природної проникності продуктивних пластів є найважливішою вимогою до технологій завершення свердловин. Від ефективного її вирішення залежить продуктивність свердловин. Якість первинного розкриття продуктивних горизонтів під час буріння нафтових свердловин визначає успішність подальшої розробки родовищ.

Запобігання забрудненню продуктивного пласта при цементуванні свердловин [1, 2] досягається зменшенням репресії на пласт і фільтраційних властивостей тампонажного розчину, забезпеченням фізико-хімічної відповідності фільтрату тампонажного розчину складу порід пласта, пластовим флюїдам і фільтрату бурового розчину. У [2] рекомендують такі заходи для запобігання забрудненню продуктивного пласта у процесі цементування: обмеження висоти піднімання тампонажного розчину за одну ступінь, використання ступеневого цементування; використанням полегшеного тампонажного розчину; зменшення фільтраційних властивостей тампонажного розчину використанням полімерів або тампонажних розчинів на вуглеводневій основі; регулювання реологічних властивостей тампонажного розчину, а також швидкостей його нагнітання і протискування; кріплення продуктивного пласта без цементування з використанням фільтрів; цементування із встановленням пакера в покрівлі продуктивного пласта.

Одним з методів покращання якості розкриття продуктивних пластів є обробка бурових розчинів (поверхнево-активних речовин) ПАР. Використання цього методу не вимагає великих додаткових капіталовкладень і унікального чи дефіцитного устаткування. Для запобігання впливу поверхневих ефектів на забруднення продуктивних пластів необхідно зменшувати величину міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат – нафта. З цією метою перед розкриттям пластів до бурових розчинів додають ПАР. Додавання ПАР до бурового розчину впливає на параметри зони проникнення змінює фізико-хімічні властивості флюїдів, характер розподілу нафти і води у поровому просторі колектора та впливає на фільтраційні параметри зони проникнення.

Для приготування емульсій в лабораторних умовах використовували ультразвуковий диспергатор УЗДН-А з робочою частотою генератора і випромінювача 22 кГц. Емульсії об'ємом 50 мл готували в однакових посудинах місткістю 100 мл із підтриманням постійних параметрів випромінювача (інтенсивність 7; синхронізація 4,5; тривалість 10 хв) для об'ємних концентрацій фільтрату 0,10, 20, ..., 100%. Приготування емульсій відбувалось таким чином: спочатку в посудину наливали нафту у певному співвідношенні і розміщували її під вертикальною стінкою всередині камери, на якій закріплений штатив з концентратором випромінювання, потім протягом 5 хв додавали в рівномірному співвідношенні фільтрат бурового розчину і 10 хв диспергували випромінювачем. Для приготування емульсії фільтрату використовували нафту Мільківського нафтового родовища (густина 813 кг/м³, вміст (мас. %): парафінів 1,54, смол 3,53, асфальтенів 0,99, сірки 0,26).

Дослідження реологічних властивостей проводились з використанням ротаційного віскозиметра «Реотест-2» з коаксіальними циліндрами і відносним зазором 0,94 на 24 швидкостях обертання внутрішнього циліндра. Обробка даних виконувалась за методикою [2, 3] в пакетному режимі. Клас реологічних моделей сформований із моделей Ньютона, Шведова – Бінгама і Оствальда. Найбільш адекватними реологічними

моделями емульсій з досліджуванним діапазоном концентрацій фільтрату базових і базових з додавкою оптимальної композиції ПАР рецептур для планів експериментів є модель Оствальда. Контроль стану емульсії оцінювали за допомогою цифрового мікроскопа Webbers G50S DeepViewer (An Mo Electronics Corp., Тайвань). Аналіз мікрофотографій дисперсних систем полягає у визначенні розмірів часток, дисперсності, а також у вирішенні низки статистичних завдань, таких як побудова статистичного та емпіричного розподілу. Властивості дисперсних систем залежать від розмірів частинок, тому визначення дисперсності і побудова функції статистичного розподілу розмірів частинок є обов'язковою при дослідженні будь-якої дисперсної системи.

Для вирішення цих завдань використовувалась мова технічних та інженерних розрахунків MATLAB, а саме графічний інтерфейс користувача в MATLAB в масиві Graphical user interface (GUI) Toolbox, який показано на рисунку 1.

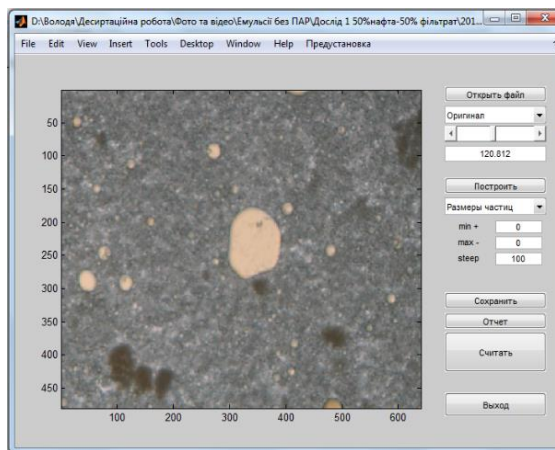


Рисунок 1 – Інтерфейс програми MATLAB та аналіз мікрофотографії двофазної дисперсної системи

Перетворене зображення складається тільки з чорного (дисперсне середовище = 1) і білого (дисперсна фаза = 0) кольорів. У двофазних системах, якщо одна фаза має колір відмінний від кольору іншої фази таким способом "розподіл фаз" можна зробити завжди. За замовчуванням значення граничного відтінку вибирається як середнє арифметичне яскравості всіх пікселів.

Таким чином, за результатами вивчення емульсій фільтрату бурового розчину – нафта одержані результати дозволяють уточнити механізм забруднення продуктивних пластів внаслідок проникнення фільтрату бурових розчинів, утворення емульсій, прояву її неньютонівських властивостей і суттєвого підвищення в'язкісних властивостей. Визначено розміри, побудовано емпіричний розподіл бульбашок за розмірами. Для вмісту фільтрату 40 – 60% структура емульсії характеризується високою дисперсністю і практично не розшаровується, а при тривалому знаходженні її в стані спокою проявляються тиксотропні властивості.

Перелік посилань

1. Мыслюк М.А. Об ухудшении коллекторских свойств продуктивных пластов / М.А., Мыслюк, Ю.М. Салыжин, В.В.Богославец // Нефтеное хозяйство – 2014. – № 1. – С. 35-40.
2. Мыслюк М.А. Пакет программ для обработки данных ротационной вискозиметрии / М.А.Мыслюк, И.И.Рыбчич, Ю.М.Салыжин и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 10. – С. 24-26.
3. Myslyuk M. The evaluation rheological parameters of non-Newtonian fluids by rotational viscosimetry / M. Myslyuk, I. Salyzhyn // Applied Rheology. – 2012. – 223. – Pp. 32381 (7 pages).

УДК 681.518.54

Таран В.О. аспірант кафедри ТСТ**Науковий керівник: Ширін Л.Н., д.т.н., професор кафедри ТСТ***(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)*

ОЦІНКА МЕТОДІВ ПОПЕРЕДЖАННЯ УТВОРЕННЯ ГАЗОГІДРАТІВ ПРИ ТРАНСПОРТУВАННІ ГАЗУ.

Стратегічне завдання газодобувної галузі України - забезпечення надійних та безпечних умов видобутку, транспортування і постачання газу споживачам. Надійна робота газотранспортної системи і компресорних станцій ПСГ безпосередньо залежить від якості газу, що транспортується [1, 2]. В силу неоднорідності і розрізненості діючих родовищ проблема контролю якості газу є основним критерієм надійності, особливо по такому параметру як вологовміст газу.

При транспорті газу по шлейфам від свердловин до установки комплексної підготовки газу (УКПГ) відбувається зниження температури і втрати тиску. Якщо температура знизилася, нижче температури гідратуутворення, то в шлейфах відбувається утворення кристалогідратів, в результаті чого зменшується прохідний перетин трубопроводу. Це, в свою чергу, веде до зменшення продуктивності куша газових свердловин і, в кінцевому рахунку, продуктивності УКПГ і всього промислу в цілому. Дослідженнями [3, 4], що при певних умовах в шлейфах можливе утворення гідратних пробок, які можуть привести до повного припинення проходження газу по шлейфу.

В умовах Пролетарського ПСГ до системи інженерних споруд, що забезпечують збір і підготовку газу до транспортування входять свердловини для закачування і відбирання газу, компресорна станція, система газопроводів, устаткування для охолодження, осушування і очищення газу (сепаратори, фільтри, абсорбери і адсорбери). Попередніми дослідженнями встановлено що означених процесів без комплексної оцінки їх сумісною дією призводить до корозійних відкладень в трубопроводах, арматурі та приладах.

По характерних умов створення гідратів в трубопроводах фахівці відносять вологу. Волога в певних умовах призводить до утворення гідратів, випадають в газопроводі у вигляді твердих кристалів. Гідратів пробки можуть повністю закупорити трубопровід. Гідрати вуглеводневих газів є нестійкими сполуками вуглеводнів з водою і складаються з однієї або декількох молекул газу (метану, пропану, вуглекислого газу та ін.) і води. При транспорті газу по шлейфам від свердловин до установки комплексної підготовки газу (УКПГ) відбувається зниження температури і втрати тиску, що в ряді випадків може привести до утворення гідратних пробок і виникнення нештатних і аварійних ситуацій.

Крім тиску і температури на гідратуутворення впливає швидкість і турбулентність потоку, домішки в газі сірководню і вуглекислого газу.

На магістральних газопроводах можуть застосовуватися такі способи попередження утворення гідратів:

Основним напрямком боротьби з гідратуутворення є створення умов термодинамічної нестабільності гідратних з'єднань. Для цього використовуються теплові, технологічні та хімічні методи. Якщо ж гідратная пробка все-таки утворилася, її ліквідують зниженням тиску, закачуванням метанолу, локальним прогрівом або комбінацією цих прийомів. Метанол CH_3OH застосовується як для ліквідації вже утворилися гідратних пробок, так і для профілактичних заливок з метою попередження гідратуутворення.

Основні принципи боротьби с гідратоутворенням можливо розділити на два напрями. Перший це підтримка температури газу більшої ніж температура гідратоутворення, а другий це зниження температури точки роси газу.

Для реалізації підтримки температури газу більшої а ніж температура гідратоутворення використовують теплові методи , а саме теплоізоляція трубопроводів або локальний підігрів (на проміжках де утворення газогідратів можливе більше ніж на інших).

Для реалізації зниження температури точки роси газу на підприємствах галузі переважно використовуються технологічні та хімічні методи:

1. Технологічні методи передбачають попередню осушку газу , зменшення щільності газу шляхом вилучення вуглеводородів, зменшення тиску при транспортуванні газу.

2. Хімічні методи базуються на введенні в газовий потік інгібіторів різного типу. Також використовують поверхнево-активні речовини які утворюють захисний шар і заважають процесу гідратоутворення.

Перелік посилань

1. Hammerschmidt E.G. Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines // Industrial and Engineering Chemistry – 1934. – vol. 26. – № 8. – P. 851-855.

2. Мусакаев Н.Г., Уразов Р.Р. Теоретическое исследование методов создания термодинамической неустойчивости гидратной фазы для борьбы с гидратообразованием в трубопроводах // Современная наука. 2013. № 1(12). С. 7 – 12.

3. Poberezhny, L., Hrytsanchuk, V., & Hrytsanchuk, A. (2016). Корозійно-механічне руйнування труб викидних ліній свердловин під дією газових гідратів. Науковий вісник НЛТУ України, 26(7), 267-272. <https://doi.org/10.15421/40260743>.

4. Автоматизация процесса удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов / Г.Ю. Коловертнов, А.Н. Краснов, Ю.С. Кузнецов, М.Ю. Прахова, С.Н. Федоров, Е.А. Хорошавина // Территория Нефтегаз. 2015. №9. С. 70-76.

УДК 662.24

Терець Р.В. студент гр. 185м-19-1ГРФ

Науковий керівник: **Судаков А.К.**, д.т.н., професор кафедри нафтогазової інженерії та буріння

(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)

РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ВИДОБУТКУ ГАЗОГІДРАТІВ НА АКВАТОРІЇ ЧОРНОГО МОРЯ

Роботу присвячено розробці технології буріння експлуатаційних свердловин для видобутку газогідратів на акваторії Чорного моря.

У 2019 року в Україні було видобуто 20,7 млрд куб. м газу (у 2018 році - 21,0 млрд куб. м). Зменшення видобутку газу в порівнянні з 2018 роком склало 300 млн куб. м, або близько 1,4

Скорочення видобутку компанією "Укргазвидобування" пов'язане з природним падінням на основних родовищах, яке в 2019 році склало близько 1,5 млрд кубометрів. У Нафтогазі нагадують, що найбільше родовище компанії – Шебелинське – було відкрито в 1950 році, рівень його виснаженості становить 89%. Рівень виснаженості Західно-Хрестищенського родовища – 90%, Яблунівського – 79%, Ефремовського – 82%, Мелехівського – 82%. Пік видобутку природного газу на цих родовищах спостерігався в 1960 – 1970 роках.

При цьому в 2019 році УГВ відкрило три нових родовища з ресурсною базою 2,15 млрд кубометрів газу і майже на 15 млрд кубометрів наростило запаси.

Актуальність роботи обумовлена тим фактом, що в довгостроковій перспективі газові гідрати можуть стати новим джерелом газу. При нинішніх темпах видобутку і споживання традиційних джерел енергії, людству вже на даному етапі необхідно шукати альтернативні ресурси. Однією з таких альтернатив і є газові гідрати завдяки значним ресурсам і неглибокому залягання.[1]

Гідрати газів представляють собою кристалічні сполуки - включення, які характеризуються строго визначеною структурою для різних газів. Вони можуть служити джерелом вуглеводнів, тому що містять в собі величезні запаси газу. Це обумовлено особливістю їх структури, в одному об'ємі гідрату міститься до 160 – 180 обсягів газу у вільному стані.

Вміщуючи породи це мули різного літологічного складу. Потужності гідратвміщуючих опадів досягає 400 – 500 м, максимум 800 – 1000 м. Газогідрати можуть розвиватися як в четвертинних опадах, так і в неогенових відкладеннях. Нижня межа товщі газогідратів паралельна поверхні дна. Подгідратні поклади газів накопичуються нижче опадів, просочених газогідратами, які складають для вступників з надр газів 43 непроникну покришку. В даному випадку, можливо, існує певна динамічна рівновага: гази з верхньої частини поклади можуть надходити в воду, гази з надр компенсують втрачене.[2]

Подгідратні поклади виникають в такому випадку лише при більш потужному підтоку знизу, ніж втрати газів з поклади зверху. Поки що вивчити поклади газогідратів в Чорному морі бурінням не вдалося, отримані лише цікаві геофізичні (сейсмоакустические) дані. Судячи з літературними даними, знахідки газогідратів локалізовані в великих геологічних структурах Східно-Чорноморської западини - в прогинах Сорокіна, Гірссунском, Туапсинському, в Західно-Чорноморської западини.

Для розробки родовища кристалогідратів приймається напівзаглибна бурова установка з динамічним позиціонуванням проект MOSS CS-50 Mk II «Полярна зірка» вона конструктивно відрізняється від ППБУ попереднього типу тільки системою утримання установки над свердловиною в процесі буріння. При зміщенні ППБУ по

відношенню до свердловини автоматично подається команда на відповідні двигуни, і установка повертається на вихідну точку з заданими координатами.

Для найбільш ефективної видобутку крісталогідратів приймаємо похилу фільтрову свердловину. Буріння буде проводитися з використанням забійного двигуна.

За даним проектом передбачається будівництво горизонтальних свердловин. Відповідно до завдання на проектування, будівництво свердловин намічається виробляти із середнім зміщенням на точку входу в пласт 850 м і довжиною горизонтальної ділянки 500 м [3].

При цьому для профілю врахована вимога в тому, щоб на ділянці набору кута інтенсивність викривлення була $i_1 = 25,7\text{‰}$ на 10 м

На інтервалі збільшення з інтенсивністю 25,70 на 10м на глибині 30 м – по вертикалі набирається зенітний кут 25,7 град., Радіус викривлення при цьому становить 350 м. Ділянка стабілізації набраного кута закінчується на глибині 380 м - по вертикалі (579 м – по стовбуру). Зенітний кут в кінці інтервалу досягає значення 900. Потім під цим кутом буриться горизонтальну ділянку довжиною 500 м.

При забезпеченні даного типу профілю свердловини відхилення забою по покрівлі пласта К.В. складе 850 м, загальна довжина ствола свердловини в продуктивному пласті складе 1079 м, а загальне відхилення свердловини на кінець буріння складе 850 м.

Оскільки пластова поклад крісталогідратів може мати неоднорідну структуру і вмщати в себе прошарку або домішки мулів і осадових, приймаємо за робочу частину свердловини фільтрову колону складається з перфорованої обсадної труби діаметром 146 мм, на якій буде встановлено гравійний фільтр із шаром гравійної обсіпання не менше 50 мм, жорстко закріплений в перфорованої обсадної трубі виконує роль кожуха з зовнішнім діаметром 273мм.

Внутрішній діаметр обсадних труб 132 мм дозволить використовувати всі доступні на сьогоднішній день технології видобутку крісталогідратів.

Експлуатація свердловини буде проводитися шляхом зниження гідростатичного тиску в свердловині шляхом зменшення щільності розчину.

Планований обсяг видобутку газу зі свердловин становить 1000 – 1500 м³ з добу, точний буде з'ясований після початку її експлуатації з причини відсутності досвіду експлуатації такого роду свердловин.

Перелік посилань

1. <https://www.ukrinform.ru/rubric-economy/2871945-v-proslom-godu-dobyca-gaza-v-ukraine-sokratilas-na-14.html#>
2. Макогон, Ю.Ф.,(1965). Образование гидратов в газоносном пласте в условиях многолетней мерзлоты. *Газовая Промышленность*, No.5. С. 14-15.
3. Макогон, Ю.Ф. (1966). Особенности эксплуатации месторождений природных газов в зоне вечной мерзлоты. *Газовая Промышленность*. Стр.19.
4. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. 2010, №2 С. 21
5. Макогон, Ю.Ф. (1972). Природные газы в океане и проблемы их гидратов. Москва, ВНИИЭГазпром. Экспресс Информация, No.11, 43 стр.

УДК 622.24

Філатов А.В., студент гр. 184м-19-1 ГРФ**Науковий керівник: Ігнатов А.О., к.т.н., доцент кафедри нафтогазової інженерії та буріння***(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)*

ДЕЯКІ ПРИНЦИПИ ПОБУДОВИ СВЕРДЛОВИННИХ СИСТЕМ ГІДРАВЛІЧНОГО РУЙНУВАННЯ ПОРІД

Навіть поверхневий аналіз прийомів і методів, що застосовуються в гірничо-видобувній галузі України і інших держав з розвиненою сировинною базою, свідчить про широке застосування в процесах виймання корисних копалин капітальних гірничих виробок різної номенклатури. Проте, останнім часом спостерігається стала тенденція переорієнтації окремих ланок видобувної промисловості на застосування так званих геотехнологічних методів.

Необхідність використання геотехнологічного вилучення корисних копалин викликана як прагненням до скорочення витрат на процеси виймання корисних копалин з надр, так і неможливістю застосування класичних способів виконання гірничих робіт [1].

Геотехнологічні методи дозволяють переводити корисні копалини на місці залягання в рідкий, газоподібний або дисперсний стан з подальшим транспортуванням на земну поверхню за допомогою свердловин. Розплавлення сірки і вилуговування металів, термічні способи підвищення нафтовіддачі пластів – це далеко не повний перелік можливих сфер застосування геотехнологічних методів.

Переваги геотехнології стають особливо яскравими за можливості рентабельної розробки навіть некондиційних і позабалансових запасів корисних копалин.

Свердловинний гідровидобуток зводиться до наступних операцій: гідророзчленовування, гідравідбій, гідропідйом, гідротранспорт [2].

Ефективність процесу гідророзмиву визначається: конструктивними особливостями і геометричними параметрами інструменту руйнування масиву - гідромонітора; витратно-напірними і фізичними характеристиками агента руйнування - напірної рідини; гідравлічними параметрами в камері розмиву і порядком ведення очисних робіт в ній [3].

Система взаємопов'язаних технологічних процесів свердловинного гідравлічного видобутку включає в себе такі важливі складові, як пульпоутворення і всмоктування. Причому режим останнього, практично повністю визначається результатами попереднього, тобто гранулометричним складом зруйнованої породи [4].

Однак практика доводить таке: однією із слабких ланок методу гідровидобутку є відсутність пристроїв, що управляють потраплянням у всмоктуючий отвір зруйнованої породи і недостатня зона захоплення останньої. В результаті відбувається заповнення робочої камери підйомного апарату (зокрема ерліфта) твердим матеріалом і формується аварійна обстановка при всмоктуванні, оскільки в ерліфт поступає, практично, тільки вода [5].

Частка піску, при взаємодії з потоком рідини, характеризується гідравлічною крупністю, тобто швидкістю падіння у воді. Транспортування часток зруйнованої породи характеризується абсолютною швидкістю частки V_q , яка пов'язана з середньою швидкістю потоку рідини V_p співвідношенням

$$V_p = u + V_q, \quad (1)$$

де u – швидкість осідання частки шламів в нерухомій рідині, м/с.

Оскільки одна з величин V_p або V_q відома, то для визначення іншої необхідно знайти величину u .

Рівняння руху твердої частки складають виходячи із законів механіки: суму усіх сил, діючих на частку, прирівнюють до сили інерції. В умовах гідропідйому це зробити легко, тому, що траєкторія частки відома і напрямки дії усіх сил співпадають з напрямком руху частки [6].

Остаточно маємо наступне рівняння для визначення швидкості осідання частки шламу в нерухомій рідині

$$u = \sqrt{\frac{4g}{3C} d \left(\frac{\rho}{\rho_p} - 1 \right)}, \quad (2)$$

де g – прискорення сили тяжіння, м/с^2 ; C – коефіцієнт опору, який залежить від форми тіла і режиму обтікання; d – діаметр кулі, м ; ρ_p і ρ – відповідно густина рідини і щільність тіла, яке занурюється, кг/м^3 .

Вказане співвідношення (2) отримане з умови, що частки зруйнованої породи мають кулясту форму.

При прийнятій схемі відпрацювання родовища вимагають рішення такі завдання розрахунків: визначення механізму взаємодії часток зруйнованої породи із рідиною (рис. 1) і отримання параметрів процесу транспортування гірської маси.

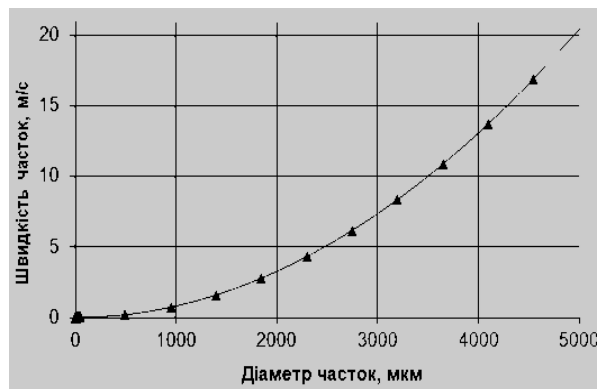


Рисунок 1. – Визначення граничних значень швидкості осідання часток породи при їх взаємодії із транспортуючою рідиною

На рис. 1 представлено дані щодо граничних значень швидкості осідання часток породи при їх взаємодії із транспортуючою рідиною, які є базовими для визначення необхідної швидкості висхідного потоку в експлуатаційній колоні свердловини гідравлічного видобутку.

Перелік посилань

1. Фізико-хімічна геотехнологія / М.М. Табаченко, О.Б. Владико, О.Є. Хоменко, Д.В. Мальцев – Д.: Національний гірничий університет, 2012. – 310 с.
2. Маланчук З.Р., Боблях С.Р., Маланчук Є.З. Гідровидобуток корисних копалин. – Рівне: НУВГП, 2009. – 280 с.
3. Сквжнинная гидродобыча полезных ископаемых / В.Ж. Аренс, Н.И. Бабичев, А.Д. Башкатов и др. – М.: Изд. МГУ, 2007. – 295 с.
4. Аренс В.Ж. Сквжнинная добыча полезных ископаемых (геотехнология) / В.Ж. Аренс. – М.: Недра, 1986. – 279 с.
5. Физико-химическая геотехнология / под общей редакцией В.Ж. Аренса. – М.: Издательство МГУ, 2010. – 575 с.
6. Гейер В.Г., Дулин В.С., Заря А.Н. Гидравлика и гидропривод. – М.: Недра, 1991. – 331 с.

УДК 622.24

Шохін А.Ю., студент групи 184м-19з-1 ГРФ**Наукові керівники: Камишацький О.Ф., к.т.н; Расцветаєв В.О., к.т.н., доценти кафедри нафтогазової інженерії та буріння***(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)*

ДО ПИТАННЯ УДОСКОНАЛЕННЯ КОНСТРУКЦІЇ ГРАВІЙНИХ ФІЛЬТРІВ ПРИ СПОРУДЖЕННІ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН

При спорудженні експлуатаційних свердловин виникають проблеми, найважливішими з яких є зниження собівартості видобутку, запобігання екологічного забруднення і порушення структури підземних горизонтів. Зниження собівартості видобутку можливо за рахунок спорудження високодебітних свердловин, які найбільш повно використовують потенціал продуктивного пласта. [1]

Істотний резерв зниження собівартості видобутку полягає в мінімізації експлуатаційних витрат, які залежать від наявності в речовині, що видобувають, піску і інших сторонніх домішок. Порівняно незначне зниження собівартості в загальному балансі досягається мінімізацією капітальних витрат на спорудження свердловини в основному за рахунок спрощення конструкції в комбінації з подальшим комплексом робіт на стадії закінчення щодо підвищення дебіту і запобігання виносу піску. Проблема збереження структури продуктивного пласта, а, отже, стабільного дебіту в часі залежить від успіху заходів щодо запобігання виносу піску або інших уламкових фракцій. Крім цього, винесення піску різко збільшує загальні витрати на експлуатацію родовища [2].

Найбільш якісними і довговічними з точки зору експлуатації свердловин є гравійні фільтра. Однак на сьогоднішній день немає єдиної думки про ширину гравійної обсіпання таких фільтрів, яка і впливає в кінцевому підсумку на діаметр свердловини і відповідно на собівартість видобутку.

Від ширини гравійного фільтра залежить стійкість і питома продуктивність свердловини. Вплив ширини гравійного фільтра на винос піску необхідно розглядати в безпосередньому зв'язку з міжшаровим коефіцієнтом. При вірно підбраному міжшаровому коефіцієнті ширина обсіпання, що запобігає винос піску, може бути незначною. Якщо в якості обсіпання використовувати неоднорідну суміш або суміш з великим міжшаровим коефіцієнтом, то її ширина, що затримує пісок, істотно збільшується.

У своїй роботі С.В. Комісарів досліджував залежність обсягу винесеного піску від ширини обсіпання для різних міжшарових коефіцієнтів. За результатами досліджень встановлено, що гравій розміром 0,5 – 1 мм повністю утримує частинки 0,1 – 0,25 мм при товщині шару засипки 35 мм. Зі збільшенням міжшарового коефіцієнта винос піску збільшується, проте він може стабілізуватися за рахунок збільшення ширини фільтра. При міжшарових коефіцієнтах 2 – 10 фільтр товщиною 15 мм пропускав приблизно стільки ж піску, як і фільтр з міжшаровим коефіцієнтом 5 – 20 товщиною 50 мм. Частинки діаметром 2 – 3 мм майже не утримували дрібний пісок, в тому числі і частинок 0,25 мм при товщині обсіпання, яка обмежувалась 50 мм [1].

У роботі Р. Сеусье досліджував на моделі вплив ширини гравійного фільтра на обсяг винесеного піску. В процесі експерименту ширина гравійної обсіпання змінювалася від 25 до 80 мм. При розмірі часток гравію не більше шестиразового діаметра частинок піску збільшення ширини гравійного фільтра не впливало на обсяг винесеного піску. Якщо розмір гравію перевищував шестиразовий розмір піщаних частинок, то при збільшенні ширини гравійного фільтра кількість винесеного піску знижувалося [2].

Зазначені висновки підтверджуються дослідженнями С.В. Комісарова, а Р.Елліс зазначає, що теоретично при правильному підборі розмірів гравійної обсіпання попередження виносу піску з колектора в свердловину забезпечує фільтр товщиною, що відповідає трьом діаметрам гравійних частинок. Т. Ландресс рекомендує приймати мінімальну товщину гравійного обсіпання, рівну п'яти діаметрам частинок гравію. Китайський інженер Ю. Чанг проводив експерименти по визначенню мінімально допустимої ширини гравійного обсіпання при різних режимах експлуатації. Отримані результати свідчать про те, що ширина гравійного фільтра в 3 – 5 діаметрів частинок не забезпечує затримання часток піску при високих швидкостях фільтрації. При спорудженні гравійних фільтрів в високодебітних свердловинах мінімально допустима ширина обсіпання повинна бути 10 мм.

Чинними нормативними документами регламентується механізм підбору гравію відповідно до міжшарового коефіцієнта 8 – 12, що не забезпечує запобігання пісковання при малій товщині обсіпання. С.К. Абрамов рекомендує мінімально допустиму товщину обсіпання для зазначених міжшарових коефіцієнтів 50 мм. І.Ф. Володько вважає, що фільтр товщиною 30 – 35 мм стійкий до проникнення піску, але з урахуванням встановлення фільтрової колони не по вісі в свердловині рекомендована ширина обсіпання становить 45 – 50 мм. До аналогічного висновку прийшов і В.М. Гаврилко [2].

Зазначені рекомендації справедливі для однорідних по потужності щодо фракційного складу продуктивних пластів. У разі складання пласта з чергуванням пропластків на деяких інтервалах фільтра міжшаровий коефіцієнт може значно перевищувати рекомендовані у СНиП 8-12, а ширини обсіпання 30 – 50 мм буде недостатньою для запобігання пісковання. М.Г. Онопрієнко відзначає, що надійніше приймати товщину гравійного обсіпання 150 – 200 мм. Однак, в деяких випадках створення фільтрів такої потужності економічно недоцільно, а іноді навіть ці параметри не дозволяють уникнути пісковання.

Як відомо забезпечити мінімальний міжшаровий коефіцієнт гравійного фільтра, а відповідно і максимальну його пропускну (фільтруючу) здатність можна збільшенням кількості шарів гравійного обсіпання. При цьому для відносно однорідних пісків достатньо буде двошарового фільтра, який в порівнянні з одношаровим на 30% буде фільтрувати ефективніше; а ось для неоднорідних пісків слід застосовувати багатошарові фільтри. Створення багатошарових і навіть двошарових фільтрів в свердловині із заданою товщиною шару складне завдання, тому співробітниками НТУ «Дніпровська політехніка» ведеться розробка нових гравійних фільтрів, які будуть створюватися на поверхні за допомогою спеціального в'язучого полімеру (Рис. 1).

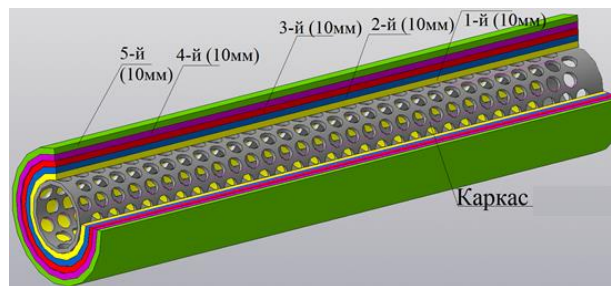


Рисунок 1 – Загальний вигляд 5-ти шарового гравійного фільтра з міжшаровим коефіцієнтом $K = 2$ для неоднорідних пісків

Перелік посилань

1. Башкатов А.Д. Предупреждение пескования скважин. М.: "Недра", 1991. – 176 с.
2. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. М.: «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 556 с.

УДК 662.24

Якубець А. П. . студент гр. 185м-19-1ГРФ**Науковий керівник: Судаков А.К., д.т.н., професор кафедри нафтогазової інженерії та буріння***(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)*

РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ ВИГОТОВЛЕННЯ БЛОЧНОГО ФІЛЬТРУ СВЕРДЛОВИН ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

Роботу присвячено розробці параметрів конструкції, технології виготовлення блокових полімер-силікатних гравійних фільтрів для обладнання бурових свердловин, споруджених у продуктивних горизонтах, представлених середньозернистими, дрібнозернистими, тонкозернистими та пилюватими пісками. Використання яких дозволить ефективно, швидко, дешево створювати бурові свердловини з якісними, екологічно чистими, ресурсозберігаючими гравійними фільтрами з пухким обсіпанням.

У бурових свердловинах різного призначення на воду, нафту, газ і при підземному вилуговуванні рух флюїдів здійснюють: в прямому (зі свердловини), в зворотному (у свердловину) і реверсивному напрямках (свердловини підземних сховищ газу). На увесь період експлуатації свердловини стінки її в межах продуктивного пласта мають бути стійкими. Це досягається установкою у свердловині фільтру, призначення якого полягає в збереженні стінок свердловин від обвалення і в очищенні флюїдів, що поступають на денну поверхню, від твердих домішок.

Залежно від розміру часток гірської породи продуктивного пласта конструкції фільтрів можуть застосовуватися від найпростіших – трубчастих з перфорацією або каркасно-стержневих до найскладніших – гравійних. Гравійні фільтри застосовують у свердловинах, коли продуктивний пласт представлено пісками, причому, якщо піски середньозернисті, то рекомендується фільтр з одношаровим гравійним обсіпанням, якщо піски дрібнозернисті, то фільтр рекомендується багатшаровий (двох-, тришаровий).

Останні роки за рахунок робіт вітчизняних і зарубіжних дослідників технологія спорудження свердловин на воду отримала належні розвиток. Але, не дивлячись на це, ряд питань залишаються вивченими. На сьогоднішній день не існує надійної технології створення гравійного фільтра з якісної гравійної обсіпанням.

Блокові фільтри і фільтри що споруджуються в свердловині поряд зі своїми перевагами мають ряд суттєвих недоліків.

При застосуванні блокових фільтрів отримуємо на вибої фільтр з високою якістю, проте такий фільтр має малу водозахвативающу поверхню, великі гідравлічні опору і наявності безлічі тупикових пор. Так само використання цього фільтра при облаштуванні свердловини пред'являє свої вимоги за технологією транспортування його на вибій свердловини, яка полягає в складність збереження фільтраційного шару фільтра в процесі його установки. Через низку вищеописаних недоліків економічна доцільність використання цього фільтра на практиці часто ставиться під сумнів.

Найчастіше використовують фільтри, що споруджуються на вибої свердловини. Такі фільтри можуть мати такі недоліки:

- складність забезпечення надійної доставки гравію в інтервал формування обсіпання;
- потрапляння в гравійному шарі великого обсягу сторонніх домішок;
- розшарування гравію;
- формування в гравійному шарі великої кількості пустот і відкритих каналів, що ведуть до піскування;
- складність центрованої установки фільтрової колони;

- складність установки фільтрової колони впотай;

Однак при невисокій якості гравійного шару застосування цих способів дозволяють спростити технологічний процес спорудження гравійного фільтра, при цьому такі фільтри матимуть незначні гідравлічні опору і велику водозахоплюючу поверхню.

Але є способи споруди гравійної обсіпання на вибої свердловини при якому можливо створити якісний шар гравійної обсіпання. Наприклад, спосіб спорудження гравійного фільтра в свердловині при транспортуванні суміші при комбінованої циркуляції дозволяє створити якісний шар гравійної обсіпання, однак він вимагає застосування спеціального свердловинного і поверхневого обладнання, що веде до значного підвищення вартості робіт.

В основу роботи покладено ідею створення технології виготовлення елемента гравійного фільтра блокової конструкції з омонолічуванням гравійного матеріалу за допомогою мінералов'язучого речовини на основі рідкого скла з подальшим висушуванням або спіканням силікатної композиту, установкою його в свердловині і переходом гравійного матеріалу з монолітного стану в пухке в зв'язку з розчиненням полімер-силікатного в'язучого у воді [1].

Розроблено технологію обладнання водоносного горизонту фільтром з блоками пов'язаного силікатним клеєм гравію. Установка фільтра буде проводитися методом гідророзмиву пласта. Запропоновано і обґрунтовано спосіб прискореного розчинення в'язучого. Розроблено технологію виготовлення блоків пов'язаного гравію і збірки фільтра.

Проведено дослідження з вивчення фізико-механічних властивостей силікатної композиту і його розчинності в воді. Встановлено що найбільшу міцність мають зразки з фракцією гравію 0,5 – 0,75мм, а зразки з фракціями 1 – 2 і 3 – 5 мм є значно меншими міцності. Розчинення силікатної композиту швидше відбувається в гарячій воді. Розчинення при температурі води 90 °С в 30 разів швидше, ніж розчинення при температурі 20 °С. Виходячи з цього, рекомендується проводити розчинення у воді з якомога найбільшої температурою. Гранулометричний склад майже ніяк не позначився на розчиненні зразків.

Розроблений фільтр дозволяє об'єднати переваги фільтрів споруджуються як на поверхні, так і в свердловині. При створенні якісного гравійного шару, з заданими технологічними, гідравлічними, гранулометричний параметрами, полегшує завдання доставки гравію на забій без застосування спеціального свердловинного і поверхневого обладнання. При цьому створений шар гравійного обсіпання володіє незначними гідравлічними опорами і великою водозахоплюючою поверхнею. Застосування такого фільтра дозволить підвищити якість робіт при спорудженні свердловин з гравійної обсіпанням. Зменшить час на їх спорудження, а так само підвищить ймовірність попередження свердловин від піскування. Що в свою чергу приведе до зменшення вартості робіт і виключення додаткових витрат на ліквідацію аварій при обладнанні свердловини гравійними фільтрами.

Перелік посилань

1. Пат. 87993. Україна, МПК Е21В 43/00. Гравійний фільтр / А.О. Кожевников, А.К. Судаков.; заявник і патентовласник Національний гірничий університет. – №а200605532; заявл. 22.05.2006; друк. 10.09.2009, Бюл. №17.