

РОЗРОБЛЕННЯ ТА ВИПРОБУВАННЯ БУРОВОЇ ГОЛОВКИ З ГЕНЕРАТОРНОЮ СХЕМОЮ РІЗАННЯ ГІРСЬКИХ ПОРІД

**Я. С. Білецький, М. В. Сенюшкович,
В. В. Врюкало, І. Я. Білецька**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15;
тел./факс +380 (342) 72-71-37; e-mail: drill@nung.edu.ua*

У роботі описано конструкцію лопатевої бурової головки з комбінованою схемою розташування ріжучих елементів, яка дозволяє підвищити ефективність руйнування гірських порід з різними механічними властивостями. Проаналізовано результати промислового випробування дослідних взірців бурової головки при бурінні свердловин на родовищах ТзОВ «Новоуренгойська бурова компанія» (РФ). За результатами аналізу встановлено необхідність удосконалення гідравлічної системи промивання бурової головки.

Обчислено максимально допустиму концентрацію частинок шламу у буровому розчині для забезпечення ефективного очищення вибою та їх виносу на поверхню. Виконано комп'ютерне моделювання з використанням пакету Flow Simulation CAD/CAM системи Solid Works, для чого були створені різні моделі варіантів конструкції долота, вибою свердловини та фрагменту бурильної колони. Для кожного варіанту виконувався чисельний розрахунок руху рідини методом скінченних елементів. За результатами моделювання встановлено оптимальні кути нахилу гідромоніторних насадок до осі долота та їх віддалі від цієї осі. За результатами аналізу будуть виготовлені нові взірці бурової головки та проведені їх промислові випробування.

Ключові слова: *бурова головка, промивання свердловини, гідромоніторні насадки, гірська порода, шлам, механічна швидкість, буріння.*

Вступ. Підвищення ефективності розробки нафтогазових родовищ, нарощування обсягів буріння свердловин та зменшення собівартості продукції можливе за рахунок збільшення механічної швидкості буріння. Величина цієї швидкості залежить від ефективності руйнування порід буровими долотами, якості очищення вибою та своєчасного видалення уламків гірської породи в кільцевий простір.

Постановка проблеми. На сьогодні використовується багато конструкцій та модифікацій шарошкових та лопатевих доліт, що виготовляються вітчизняними виробниками та провідними світовими фірмами. Однак, у процесі буріння свердловин трапляються такі умови, коли їх розрізи складені гірськими породами з різними механічними

властивостями, що часто чергуються, і підібрати один тип породоруйнівного інструменту та режими буріння для такого інтервалу складно. Аналіз роботи доліт у таких умовах свідчить, що лопатеві долота мають вищі показники буріння у порівнянні з шарошковими. Поставлену проблему можна вирішити розробкою конструкції долота, яке дозволить підвищити ефективність руйнування гірських порід з різними механічними властивостями, можливість розширення діапазону підбору оптимальних режимів буріння, підвищить точність калібрування стінок свердловини з одночасним забезпеченням її якісного очищення від шламу [1].

Результати досліджень. Розроблена нами бурова головка (рис. 1) складається з корпусу 1, що оснащений центральним отвором 2 і торцевими отворами 3 для подачі промивальної рідини, приєднувальною різьбою 4 і робочими органами, що включають ріжучі 5 та калібрувальні 6 елементи, розміщені на лопатях 7. Лопаті 7 виконані як єдине ціле з корпусом бурової головки 1. Зубки 8 робочих елементів 5 і 6 мають кріпильну ділянку 9 і робочу поверхню з різальною кромкою 10, що виступає за корпус бурової головки на відстань не менше 0,25 діаметра корпусу по бічній і торцевій поверхнях з забезпеченням контакту ріжучих кромок з розбурюваною породою під визначеним кутом α . Цей кут відповідає визначеному нахилу осі розміщення ріжучих елементів 5 відносно горизонтальної площини. Корпус 1 бурової головки виконаний у вигляді геометричної фігури з виступаючими лопатями 16, у яких торцева частина 11 плавно переходить по заданому радіусу 12 в циліндричну 13 і далі у приєднувальну різьбову частину 4. Ріжучі зубці 5 комбіновано розташовані на лопатях 16 і торцевій частині 11 корпусу 1 по довжині у відношенні $2/3$ до діаметра для зовнішніх ріжучих зубців 5 і $1/3$ до діаметра для внутрішніх ріжучих зубців 14, розташованих на лопатях 16 та внутрішній конічній частині корпусу 1. Калібрувальні зубці 6 розташовані на лопатях 16 спірально, причому ріжучі зубці 5 і 14 розміщені під різними кутами до площини, яка проходить через вісь корпусу паралельно робочій площині ріжучої частини зі збільшенням кута від центру до периферії. Корпус 1 споряджений торцевими каналами 3 під різними кутами нахилу до осі корпусу, оснащеними відповідними насадками для гідромоніторного ефекту та центральним отвором для очищення вибою свердловини.

За розробленою конструкцією було виготовлено два дослідних зразки долота під шифром Буг1-219-МСГВ, які пройшли випробування на родовищах ТзОВ «Новоуренгойська бурова компанія» (РФ). Одне долото відпрацьовано на Яро-Яхінському родовищі у інтервалі 628-750 м, друге – на Ново-Чесельському родовищі у інтервалі 1447-1480 м. Показники роботи доліт подані у табл. 1, а діаграма режимів буріння – на рис. 2.

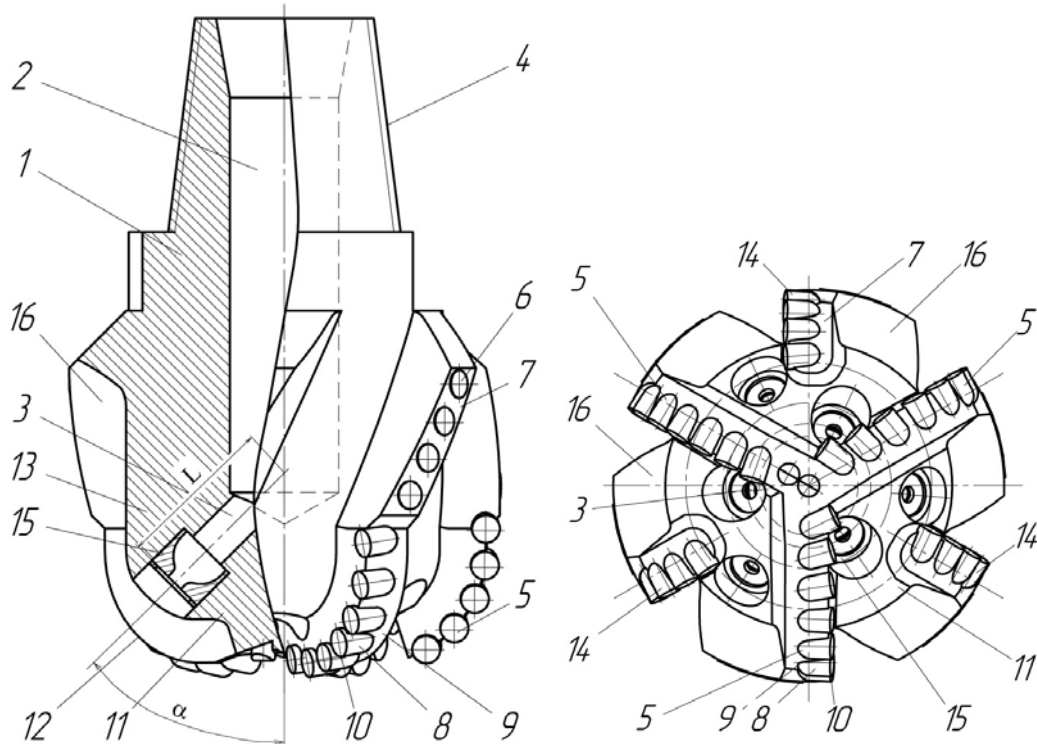


Рис. 1. Схема конструкції долота БуГ1-219-МСГВ

Долото №1 використовувалось для буріння інтервалу свердловини, складеного глинистими відкладами з прошарками аргілітів та алевролітів, з категорією твердості від м'яких до середньої. Середня механічна швидкість буріння складала 15,2 м/год при максимальній 17,1 м/год. За результатами відробки долота встановлено, що всі зубки залишились на місці, його зовнішній діаметр не змінився, але у торцевій частині відбулось ерозійне руйнування корпусу. Внаслідок цього почала різко спадати механічна швидкість буріння, після чого долото було підняте на поверхню. Долото №2 використовувалось для буріння інтервалу свердловини, складеного з прошарків аргілітів та алевролітів, з категорією твердості від середньої до твердої з малою абразивністю. Середня механічна швидкість буріння складала 2,87 м/год при максимальній 30,0 м/год. Причому протягом довбання механічна швидкість буріння декілька разів досягала максимуму, після чого різко спадала до мінімальних значень. За результатами відробки долота встановлено, що всі зубки залишились на місці, його зовнішній діаметр теж не змінився, але у торцевій відбулось ерозійне руйнування корпусу, що призвело до втрати однієї гідромоніторної насадки, після чого долото було підняте на поверхню.

З проведеного аналізу видно, що долото №1 забезпечило проходку 122 м з максимальною механічною швидкістю в окремих інтервалах

17,1 м/год, а долото №2 – 33 м з максимальною механічною швидкістю в окремих інтервалах до 30 м/год. Такі показники відробки доліт можуть свідчити про доцільність виготовлення їх додаткової кількості та проведення подальших промислових випробувань. Однак, як показали результати відробки двох доліт, потребує удосконалення їх гідравлічна система промивання. Необхідно визначити оптимальну величину витрати промивальної рідини, щоб забезпечити ефективне очищення вибою свердловини від частинок гірської породи та винесення їх висхідним потоком, можливість гідромоніторного ефекту і одночасно запобігти утворенню турбулентних потоків та ерозійне руйнування корпусу долота.

Можливість гідромоніторного ефекту забезпечується при швидкості витікання струменя промивальної рідини з насадок більше 80 м/с. При витраті промивальної рідини $Q=32 \cdot 10^{-3}$ м³/с, кількості насадок $n=6$ та їх діаметрі $d_n=9 \cdot 10^{-3}$ м середня швидкість витікання струменя складає

$$V = \frac{Q}{F} = \frac{4 \cdot Q}{n \cdot \pi \cdot d_n^2}; \quad V = \frac{4 \cdot 32 \cdot 10^{-3}}{6 \cdot 3,14 \cdot (9 \cdot 10^{-3})^2} = 83,83 \text{ м/с.}$$

Така середня швидкість витікання струменя промивальної рідини з насадок на 5% перевищує мінімально необхідну для гідромоніторного ефекту. Але вона є усередненою, тому що реальна картина витікання промивальної рідини з отворів долота буде залежати від характеристик локальних гідравлічних опорів на шляху кожного із струменів і загальний потік буде розподілятися між отворами долота нерівномірно. Вивчення характеру цього розподілу було одним із завдань проведеного дослідження.

Залежно від фізико-механічних властивостей гірської породи, типу долота і режимно-технологічних параметрів, об'єм утвореного шламу за одиницю часу може змінюватися у великому діапазоні, що часто зумовлює проблеми його виносу із свердловини. Цьому питанню присвячено ряд наукових праць, в яких основна увага приділяється швидкості потоку бурового розчину в кільцевому просторі, що забезпечить винесення частинок гірської породи на поверхню [2-3]. Якщо вибій і кільцевий простір забруднені частинками шламу, то процес буріння супроводжується заклинюванням долота, затяжками, а іноді навіть і прихопленням інструменту, зниженням швидкості буріння та викликає помилкову думку про зустріч долота із твердою чи абразивною гірськими породами. А при поганому очищенні вибою відбувається повторне перемелювання шламу, що і стає причиною зниження проходки на долото, збільшення енергетичних і матеріальних витрат при повному виконанні гідравлічної програми промивання свердловини.

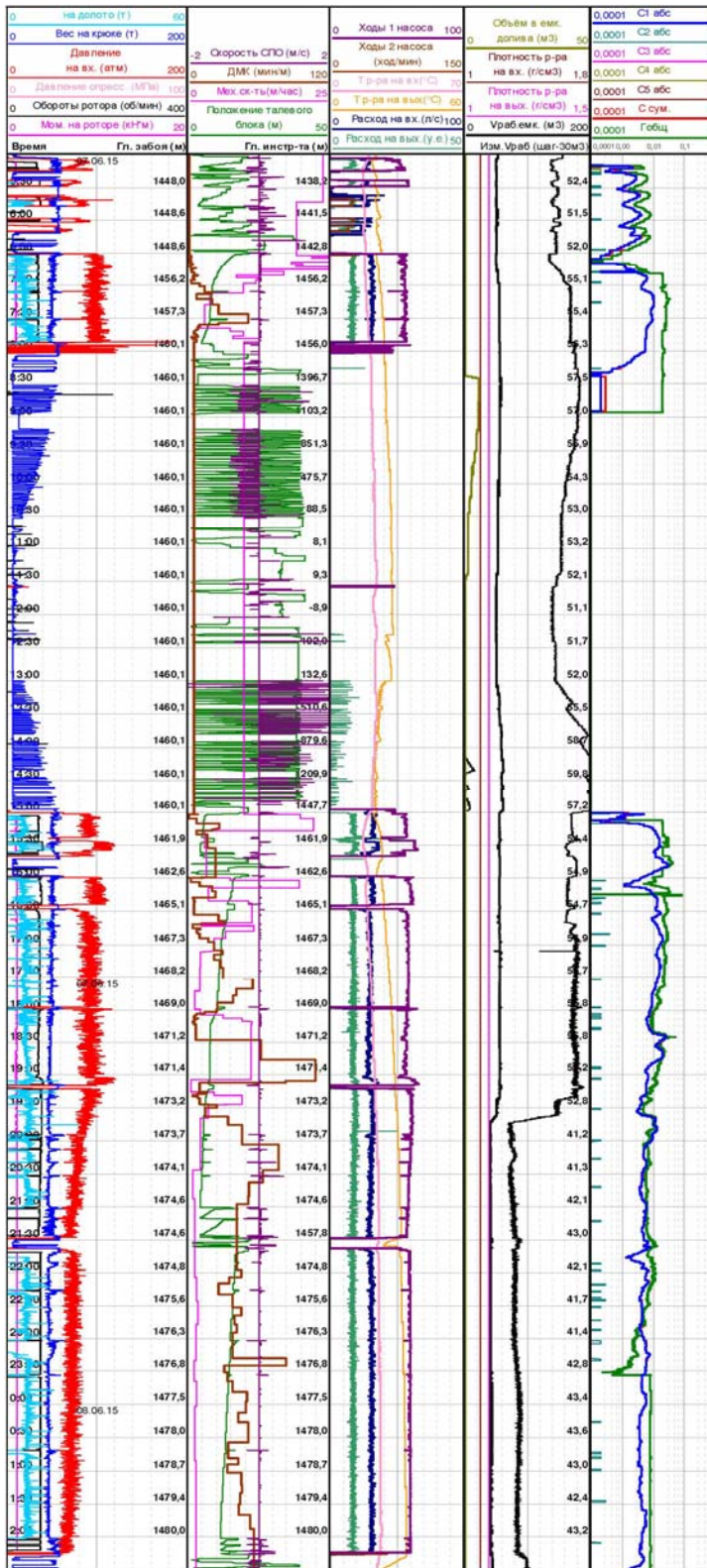


Рис. 2. Діаграма режимів буріння

Таблиця 1. Результати випробування доліт БуГ1-219-МСГ

№ долота	Інтервал буріння, м		Проходка за рейс, м	Час механ. буріння, час	Середня мех. швидкість, м/год	Режимні параметри буріння				Параметри бурового розчину					
	від	до				Навантаження на долото, 10^3 , Н	Тиск на стожку, 10^6 , Па	Витрата бурового розчину, 10^{-3} м ³ /с	Кутова швидкість обертання долота, с ⁻¹	Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Водовіддача, см ³ /30 хв	Товщина глинистої кірки, мм	Статичне напруження зсуву 1/10хв, дПа	Показник рН
1	628	750	122	8	15,2	40	7,5-9,0	32	9,42-12,56	1140	32	4	0,5	33/90	9
2	1447	1480	33	11,5	2,87	40-80	7,5-9,0	32	7,85-8,37	1120	30	4	0,5	12/32	8,5

Незважаючи на необхідність збільшення подачі бурового розчину на вибій з метою його ефективного очищення від шламу, таке збільшення призводить до негативних наслідків [3].

1. Підвищується диференційний тиск на вибій свердловини за рахунок зростання гідравлічних втрат у кільцевому просторі.

2. Інтенсифікується процес розмивання стінок свердловини з утворенням каверн і жолобів.

3. Зростають енергетичні витрати на реалізацію гідравлічної програми промивання.

4. Виникають поглинання бурового розчину і спрацювання елементів бурових насосів, вертлюгів, різьб бурильної колони, насадок долота і ін.

Одним із основних критеріїв вибору параметрів промивання свердловини є швидкість руху бурового розчину в кільцевому просторі.

У дослідженнях [2-4] за основу вибору витрати промивальної рідини (тим самим і швидкості руху рідини в кільцевому просторі) прийнята об'ємна концентрація шламу в затрубному просторі, яка визначається за кількома підходами:

1. За густинами промивальної рідини і гірської породи [3]:

$$C = \frac{\rho_{кн} - \rho_{бр}}{\rho_{зн} - \rho_{бр}},$$

де $\rho_{кн}$, $\rho_{бр}$, $\rho_{зн}$ – відповідно густина бурового розчину в кільцевому просторі у бурильних трубах і густина гірської породи, що розбурюється. Відповідно до діаграми буріння $\rho_{бр}=1120$ кг/м³, $\rho_{кн}=1140$ кг/м³. Густина гірських порід у розбурюваному інтервалі $\rho_{зн}=2500$ кг/м³. Тоді

$$C = \frac{1140 - 1120}{2500 - 1120} = 0,0145 \text{ або } 1,45\%.$$

2. Якщо розглядати масову концентрацію частинок шламу у 1 м³ бурового розчину ($V_{бр}$), то можна скористатись такою залежністю [4], пристосувавши її до заданих умов

$$m = \frac{V_{бр} \cdot \rho_{зн} \cdot (\rho_{кн} - \rho_{бр})}{\rho_{зн} - \rho_{кн}}, \quad m = \frac{1 \cdot 2500 \cdot (1140 - 1120)}{2500 - 1140} = 36,7 \text{ кг}.$$

Тобто у 1 м³ бурового розчину знаходиться 36,7 кг частинок шламу, або масова частка складає 0,032.

3. Визначення концентрації частинок шламу через механічну швидкість буріння.

При механічній швидкості буріння 30 м/год за одну секунду руйнується стовпчик гірської породи висотою 0,00833 м. При діаметрі долота 219 мм площа вибою складає 0,03765 м² і, відповідно, об'єм зруйнованої породи – 0,00031362 м³.

Маса цієї породи густиною $\rho_{зн}=2500$ кг/м³ складає 0,758 кг. Витрата бурового розчину під час буріння складала $32 \cdot 10^{-3}$ м³/с, і тоді масова концентрація дорівнює 23,7 кг шламу на 1 м³ розчину, або масова частка – 0,021.

З виконаних розрахунків видно, що між ними існує певна розбіжність, але найбільша прийнята об'ємна концентрація шламу у буровому розчині не перевищує 3,2%. З графічних залежностей, поданих у [5], видно, що при механічній швидкості буріння 30 м/год і допустимій об'ємній концентрації шламу витрата бурового розчину не повинна перевищувати $25 \cdot 10^{-3}$ м³/с.

Визначимо витрату бурового розчину, необхідну для винесення частинок шламу потоком бурового розчину на поверхню, скориставшись виразом [6]:

$$Q = \frac{\pi}{4} \cdot (D_c^2 - D_T^2) \cdot \sqrt{\frac{3g}{C_x} \cdot \left(\frac{\rho_{зн}}{\rho_{бр}} - 1 \right)} \cdot d_q,$$

де D_c – діаметр свердловини, $D_c = D_D = 219$ мм;

D_T – зовнішній діаметр колони бурильних труб, $D_T = 140$ мм;

d_q – діаметр частинок шламу, $d_q = 3 \cdot 10^3$ м;

C_x – коефіцієнт гідравлічного опору частинки шламу, який залежить від форми частинки і має величину (0,05-0,1).

Тоді для зазначених вище даних отримаємо

$$Q = \frac{3,14}{4} \cdot (0,219^2 - 0,14^2) \cdot \sqrt{\frac{3g}{0,07} \cdot \left(\frac{2500}{1120} - 1 \right)} \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 0,0277 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Отже, для ефективного очищення свердловини від шламу при заданих розмірах долота та режимних параметрах буріння витрата бурового розчину може бути до $28 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$, але при цьому швидкість витікання струменя з насадок досягає тільки 73 м/с, що недостатньо для гідромоніторного ефекту. Тому при виготовленні і випробуванні наступних взірців долота необхідно вирішити питання можливості забезпечення гідромоніторного ефекту, ефективного промивання свердловини та підвищення стійкості долота. Для цього проводились чисельні дослідження з використанням пакету Flow Simulation CAD/CAM системи Solid Works. Були створені твердотільні моделі варіантів конструкції долота, вибою свердловини та фрагменту бурильної колони. З цих моделей формувався варіант розрахункової збірки бурової головки на вибої свердловини (рис. 3). Для кожного варіанту виконувався чисельний розрахунок руху рідини методом скінченних елементів.

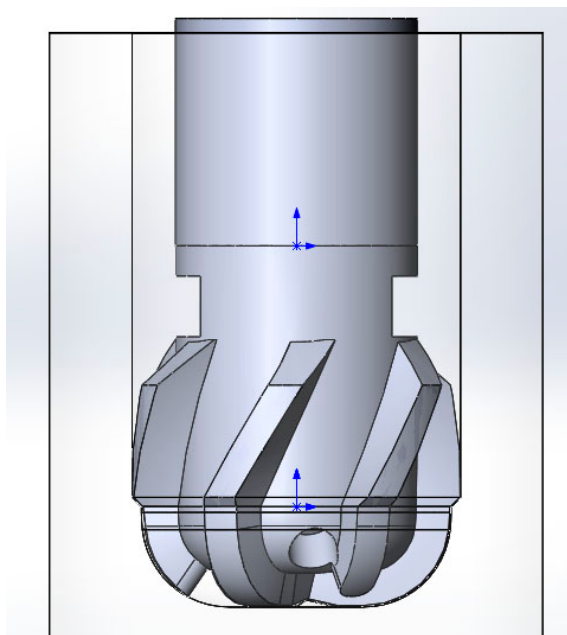


Рис. 3. Модель бурильної головки на вибої свердловини

Розрахунки проводилися з заданням параметрів потоку, які були при бурінні буровою головкою свердловини на Ново-Чесельському родовищі: об'ємна витрата рідини 32 л/с, тиск перед долотом 2 МПа. Роз-

рахунки проводились з визначення характеру витікання рідини через промивні отвори долота при різних кутах розміщення отворів відносно його осі та при різних відстанях розміщення сопла гідромоніторної насадки від осі долота. Результати комп'ютерного моделювання швидкостей витікання струменів рідини з промивних отворів долота подані на рис. 4-6.

Як видно з рис. 4, при куті нахилу промивних отворів до осі долота, які були закладені в початковій конструкції бурової головки (рис. 4а – кут 30°) витікання рідини з промивних отворів характеризується інтенсивним утворенням вихорів, які не сприяють очищенню вибою від частинок шламу. Також спостерігається підвищена швидкість (100 м/с) потоку вздовж однієї з лопатей долота, що зумовить підвищений абразивний знос поверхонь цієї лопаті. Зменшення кута нахилу промивних отворів до осі долота до величини 25° (рис. 4б) призводить до зменшення інтенсивності вихорів та незначному відхиленню високошвидкісного потоку від поверхні лопаті.

При куті нахилу промивних отворів долота 20° до його осі (рис. 4в) спостерігаються незначні вихори та зменшення швидкості рідини вздовж поверхонь лопатей долота. Високошвидкісні потоки проходять в проміжку між лопатями долота і сприятимуть швидкому виносу частинок шламу з привибійної зони.

Подальше зменшення кута нахилу промивних отворів до 15° (рис. 4г) створює потік рідини практично без вихорів, але призводить знову до руху рідини з швидкостями 90-100 м/с вздовж поверхонь лопатей долота.

На рис. 5 показано характер течії рідини вздовж долота при відповідних кутах розміщення промивних отворів відносно осі долота. Як видно з рисунка, при куті нахилу промивних отворів до осі долота 20° також спостерігається менше утворення вихорів порівняно з іншими варіантами кута нахилу промивних отворів. Швидкість руху рідини вздовж долота досягає 30 м/с і є вищою, ніж при інших варіантах кута нахилу промивних отворів. Це сприятиме кращому виносу частинок шламу з привибійної зони та ефективному її очищенню.

Таким чином, кут нахилу промивних отворів до осі долота 20° можна вважати для даної конструкції долота оптимальним з позиції забезпечення кращої очистки вибою від частинок шламу і для забезпечення зносостійкості поверхонь долота від абразивного зносу.

Ще одне чисельне дослідження було проведено з метою виявлення впливу глибини розміщення гідромоніторних насадок в промивних отворах долота на характер витікання рідини з долота у привибійну зону. Розглядалися варіанти розміщення сопла гідромоніторної насадки на відстанях 90 мм, 85 мм та 80 мм від осі долота. Невеликий діапазон відстаней розміщення сопла зумовлений конструктивними обмеженнями. Результати дослідження подані на рис. 6. Як видно з рисунку, за-

глиблення гідромоніторної насадки в тіло долота приводить до більшого завихрення потоків рідини і, як наслідок, погіршенню умов виведення частинок шламу з привибійної зони. Тобто гідромоніторну насадку в даній конструкції долота бажано розміщувати по можливості далі від осі долота, ближче до вибою.

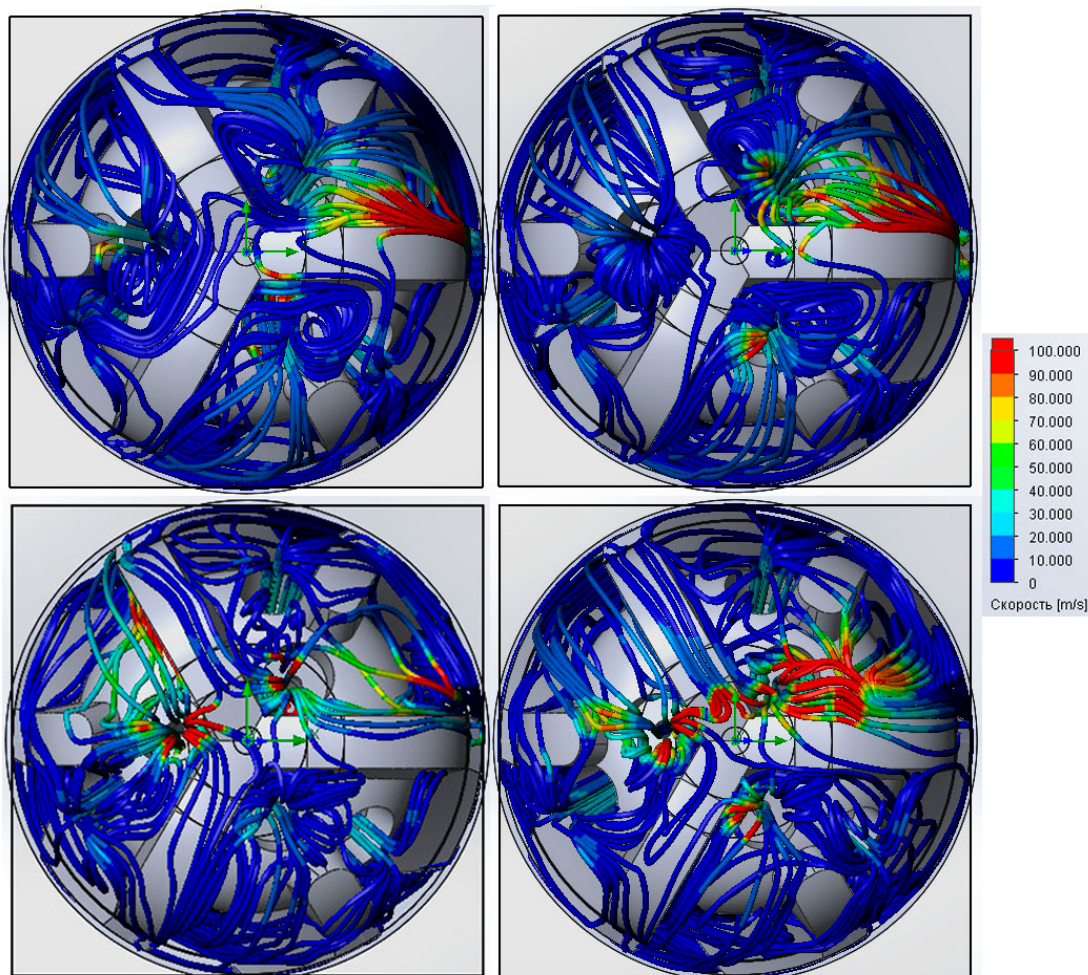


Рис. 4. Характер витікання рідини через промивні отвори долота при різних кутах розміщення отворів відносно його осі: а) 30°; б) 25°; в) 20°; г) 15°

Висновки. За результатами виконаних досліджень встановлено, що розроблена конструкція долота потребує подальшого випробування після врахування результатів попередніх випробувань та внесення конструктивних змін за результатами виконаного моделювання. Пропонується в конструкції долота нижню групу промивальних отворів виконати під кутом 20° до осі долота, а гідромоніторні насадки в цих отворах розташувати на віддалі 90 мм від його осі. Величина витрати

промивальної рідини з умови ефективного очищення вибою та винесення шламу повинна бути не менше $28 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$, а з умови забезпечення гідромоніторного ефекту – не менше $30,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$.

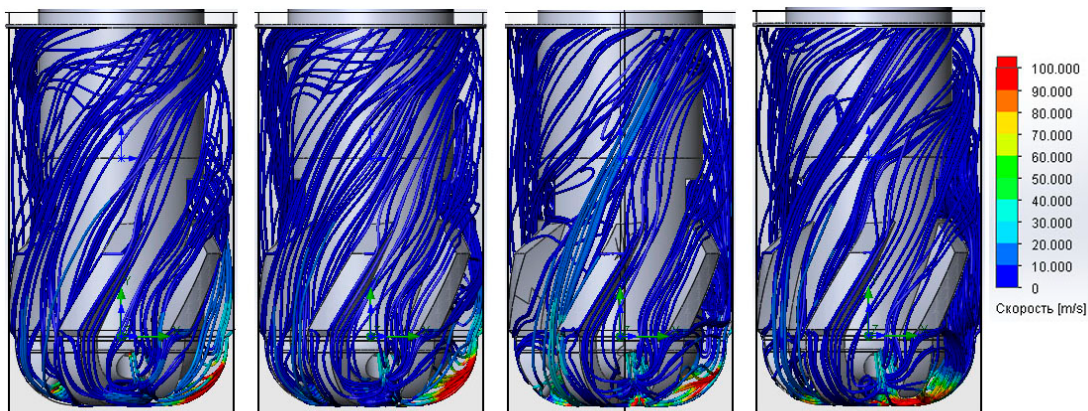


Рис. 5. Характер течії рідини вздовж долота при різних кутах розміщення промивних отворів відносно його осі: а) 30°; б) 25°; в) 20°; г) 15°

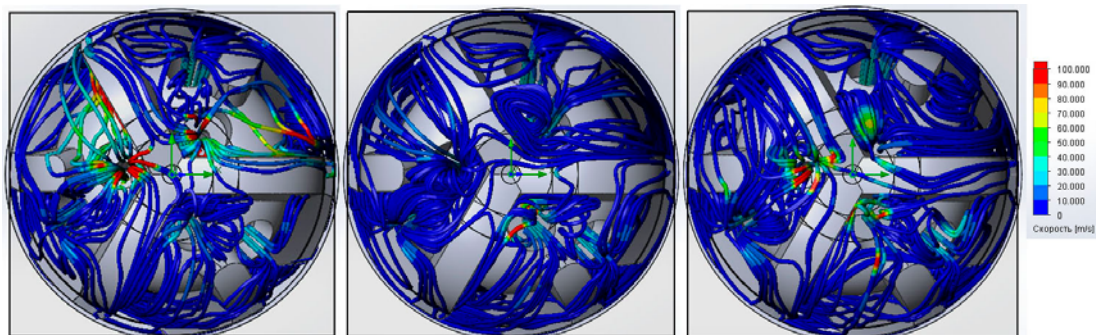


Рис. 6. Характер витікання рідини через промивні отвори долота при різних відстанях розміщення сопла гідромоніторної насадки від осі долота: а) 90 мм; б) 85 мм; в) 80 мм.

Література

1. Бурова головка з комбінованою схемою буріння і очищення свердловин / Я.С.Білецький, М.С.Білецький, М.І.Гунчак, Т.Я.Шимко, М.В.Сенюшкович, І.І.Чудик // Патент України на корисну модель. №92096. Бюл. № 14, від 25.07.2014р.
2. Хакімов Л.З. Оптимальні витрати промивальної рідини для буріння свердловини діаметром 215,9 мм / Л.З.Хакімов, В.П.Дверій // Нафтова і газова промисловість. – №4. – 2003. – С. 24-25.
3. Лігоцький М.В. Оптимальні швидкості у кільцевому просторі для винесення вибуреної породи / М.В.Лігоцький // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – №4. – С. 24-25.

4. Коцкулич Я.С. Бурові промивні рідини. Підручник / Я.С.Коцкулич, М.І.Оринчак, М.М.Оринчак. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 500 с.
5. Чудик І.І. Оптимальна подача промивальної рідини на вибій при бурінні свердловини / І.І.Чудик, Р.Б.Бабій / Нафтогазова енергетика. – 2007. – №3 (4). – С. 71-75.
6. Кулиев А.Э. Исследование гидродинамических процессов при промывке забоя нефтяных скважин / А.Э.Кулиев // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Баку, 1974. – 36 с.

Стаття надійшла до редакції 22.10.2015р.

*Рекомендовано до друку д.т.н., професором Векериком В.І.,
д.ф.-м.н., провідним науковим працівником Шацьким І.П.*

THE DEVELOPMENT AND TESTING OF DRILLING BITS WITH OSCILLATING CUTTING CIRCUIT

Y. S. Biletskyi, M. V. Seniushkivych, V. V. Vriukalo, I. Y. Biletska

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gaz;

76019, Ivano-Frankivs'k, Carpats'ka str., 15;

ph. +380 (3422) 727137; e-mail: drill@nung.edu.ua

The research describes the design of flat bottom combined drill bit, which allows to enhance the efficiency of drilling the rock with various mechanical properties. The industrial testing results of the given bit samples for drilling at the “Novy Urengoy drill company” Ltd. (Russian Federation) sites have been analyzed. The results proved the necessity of hydraulic flushing system improvement.

The maximum permissible concentration of debris grains in the drilling fluid to provide efficient well-bottom flushing and washout has been calculated. Computer modeling using Flow Stimulation CAD/CAM package of Solid Works system has been performed. For this purpose, different bit, BHA and well bore fragment configurations have been elaborated. A numerical calculation of fluid flow using FEM (Finite Element Method) has been performed for each sample. The obtained results have determined the inclination angle of jet pump nozzle to bit pivot and the former's remoteness from the pivot. Taking the obtained results into account, new bit samples will be manufactured and industrial testing will be held.

Key words: *drill bit, well flushing, jet pump nozzles, rock, debris, velocity, drilling.*