



УДК 622.242

ВИКОРИСТАННЯ ВИБІЙНОГО БУРОВОГО ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ БУРІННЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН ПРИ ЗНИЖЕНОМУ ГІДРОСТАТИЧНОМУ ТИСКУ В СТВолІ СВЕРДЛОВИНИ

В. М. Савик,

кандидат технічних наук, доцент, кафедра обладнання нафтових і газових промислів,
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка.

П. О. Молчанов,

кандидат технічних наук, доцент, кафедра обладнання нафтових і газових промислів,
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка.

М. М. Лях,

кандидат технічних наук, професор, кафедра нафтогазового обладнання,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу.

В роботі виконано теоретичні дослідження з виявлення та визначення впливу найбільш суттєвих факторів і вибрано оптимальні геометричні параметри пристрою для буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини, які забезпечили найвищу ефективність буріння свердловини. Теоретичні дослідження протікання активного і пасивного потоків промивальної й пластової рідини та їх суміші через конструктивні елементи обладнання дозволяють встановлювати закономірності взаємозв'язку ефективності буріння нафтових свердловин від параметрів та режимів роботи пристрою для буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини. На основі проведених теоретичних досліджень визначені раціональні конструктивні особливості вибійного бурового обладнання, яке входить до складу пристрою для буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини. Запропоновано схему розміщення наземного обладнання, яке використовується для приведення в дію вибійного бурового обладнання.

Ключові слова: буріння при зниженому гідростатичному тиску, струминний насос, вибійне бурове обладнання, наземне обладнання для приведення в дію вибійного бурового обладнання.

USE DOWNHOLE DRILLING EQUIPMENT FOR OIL DRILLING WHILE REDUCING THE HYDROSTATIC PRESSURE IN THE WELLBORE

V. Savyk,

Ph.D., Associate Professor, Department equipment oil and gas fields,
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University.

P. Molchanov,

Ph.D., Associate Professor, Department equipment oil and gas fields,
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University.

M. Lyakh,

Ph.D., Professor, Department of Oil and Gas Equipment,
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas.

In this study, we carried out theoretical studies to identify and determine the influence of the most important factors and choose the best geometrical parameters of the drilling apparatus under reduced hydrostatic pressure in the wellbore, which provided high efficiency of drilling. Theoretical studies of the flow of active and passive streams and washing liquid reservoir, and mixtures thereof through constructive elements allow setting equipment interconnection patterns oil drilling efficiency of the device parameters and operating conditions for drilling with reduced hydrostatic pressure in the wellbore. On the basis of theoretical studies of the optimal design features of downhole drilling equipment, which is part of the drilling apparatus under

reduced hydrostatic pressure in the wellbore. A scheme of ground placement of the equipment used to actuate downhole drilling equipment.

Keywords: *drilling under reduced hydrostatic pressure jet pump, downhole drilling equipment, ground equipment to actuate downhole drilling equipment.*

Постановка проблеми в загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими або практичними завданнями. Стан зниженого гідростатичного тиску в стволі свердловини зазвичай досягається нагнітанням агента для зменшення густини промивальної рідини, як наприклад, повітря, азоту, відпрацьованого або природного газу. При цьому газ об'єднується з промивальною рідиною і зменшує її густину, що таким чином, знижує гідростатичний тиск в кільцевому просторі між бурильною колоною і стінкою ствола свердловини. Використання газу в якості агента для зменшення густини має певні недоліки: при використанні повітря існує ризик пожеж в свердловині і проблеми корозії; при використанні інертного газу (азоту) витрати можуть бути надмірно високими. Також великі витрати на стиснення на поверхні, які потрібні при всіх видах газу [1].

Інший спосіб зниження вибірного тиску – видалення пластового флюїду зі свердловини штучним викликанням підйому за допомогою використання струминного насоса. Струминні насоси використовуються для видалення пластового флюїду зі свердловини за допомогою зниження вибірного тиску в експлуатаційних свердловинах [2].

Робилися спроби розмістити струминні насоси в бурові долота. Однак, коли струминний насос поміщений в бурове долото, буровий розчин стає робочою рідиною перед входженням в сопло струминного насоса. У цьому випадку надзвичайно висока абразивність бурового розчину викликає передчасний знос струминного насоса [3].

Це все ще раз підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на підвищення ефективності видалення пластового флюїду зі свердловини штучним викликанням підйому за допомогою використання струминного насоса.

Аналіз останніх досліджень і публікацій, в яких започатковано розв'язання даної проблеми, на які спирається автор. Проаналізовано роботи теоретичного та експериментального характеру стосовно сучасного рівня техніки для буріння при зниженому гідростатичному тиску у свердловині: Бойка В.С., Яремійчука Р.С., Богуславець О.М., Кривулі

С.В., Воловика Л.В., Боровікової Т.В., Мазепи Ю.І. та інших учених. Встановлено, що в них недостатньо приділяється уваги способу зниження вибірного тиску – видалення пластового флюїду зі свердловини штучним викликанням підйому за допомогою використання струминного насоса.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми, яким присвячується означена стаття. Запропонована в роботі модернізація відноситься до пристрою і способу буріння нафтових свердловин і, зокрема, до пристрою й способу буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини за допомогою штучного підйому бурового розчину і пластової рідини з використанням пристрою зі струминним насосом, прикріпленим до відрізка внутрішньої обсадної колони, з одночасним бурінням буровим долотом і бурильною колоною, яка проходить через пристрій зі струминним насосом.

Пристрій, який задовольняє вищезазначеним вимогам, відноситься до вибірного бурового обладнання для забезпечення штучного підйому бурового розчину і пластового флюїду за допомогою гідравлічного струминного насоса, прикріпленого до концентричної колони обсадних труб, і бурильної колони, що містить бурове долото і проходить через струминний насос. При такій конструкції буровий розчин і пластовий флюїд не змішуються з робочою рідиною до того часу, поки робоча рідина не пройде через сопло струминного насоса. Струминний насос сполучений з відрізком внутрішньої концентричної колони обсадних труб. Пристрій із струминним насосом містить також еластичний вкладиш, який спучується для перенаправлення потоку бурового розчину з внутрішнього кільцевого простору до горловини струминного насоса.

Формулювання цілей статті (постановка завдання). Модернізація вибірного бурового обладнання для збільшення ефективності буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини. Для цього необхідно виконати теоретичні дослідження з виявлення та визначення впливу найбільш суттєвих факторів і вибрати оптимальні геометричні параметри пристрою для буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини, які

забезпечують найвищу ефективність буріння свердловини.

Висвітлення основного матеріалу дослідження. В процесі буріння свердловин з аномально-низькими тисками в стволі свердловини необхідно зменшувати густину бурового розчину. При цьому гідростатичний тиск стовпа бурового розчину знижується. Якщо гідростатичний тиск стовпа бурового розчину перевищує тиск, наявний в гірських породах, то умови буріння називають бурінням при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини. Коли зменшення густини призводить до гідростатичного тиску стовпа бурового розчину нижче, ніж тиск в порях гірських порід, пластові флюїди можуть потрапляти у ствол пробуреної свердловини. Буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини стало поширеним у сучасній нафтогазовій промисловості, тому що воно не дозволяє буровим розчинам проникати в навколишню гірську породу і погіршувати проникність пласта.

Стан зниженого гідростатичного тиску в стволі свердловини зазвичай досягається нагнітанням агента для зменшення густини, як наприклад, повітря, азоту, відпрацьованого або природного газу в буровий розчин, який закачують вниз бурильної колони під час процесу буріння свердловини. При цьому газ об'єднується з буровим розчином і зменшує його густину, що таким чином, знижує гідростатичний тиск в кільцевому просторі між бурильною колоною і стінкою ствола свердловини. Технологія з концентричними обсадними трубами – це поширений спосіб подачі газу до вибою свердловини за допомогою використання другої колони обсадних труб, яка підвішена в стволі свердловини всередині експлуатаційної обсадної колони. Газ проходить вниз до вибою свердловини через зовнішній кільцевий простір, утворений двома колонами обсадних труб. Буровий розчин, що подається по бурильній колоні, і пластовий флюїд об'єднуються з газом, коли він проходить вгору через внутрішній кільцевий простір між другою або концентричною колоною обсадних труб і бурильною колоною. Цей процес може бути зворотним, так щоб внутрішній кільцевий простір використовувався для нагнітання газу, а зовнішній – для відводу рідини і газу зі свердловини. Використання газу в якості агента для зменшення густини має певні недоліки. По-перше, при використанні повітря існують ризик пожеж в свердловині і проблеми корозії. По-друге, при

використанні інертного газу, як, наприклад, азоту, витрати можуть бути надмірно високими. У будь-якому випадку, великі витрати на стиснення на поверхні, які потрібні при всіх видах газу. Для стиснення газу використовуються компресори, які мають витрату газу 20-100 м³ / год, повинні забезпечувати швидкість виходячого із свердловини потоку 15-25 м/с. Витрати енергії великі.

Наукове дослідження проведено на основі патенту [4]. Як видно на рис. 1, ствол 9 свердловини обладнаний експлуатаційною обсадною колоною 5, яка відокремлює зовнішній кільцевий простір 10 від землі 6. Пакер 7 проходить до з'єднання з експлуатаційною обсадною колоною 5. Внутрішня обсадна колона 8 концентрична з експлуатаційною обсадною колоною 5 і має діаметр менший, ніж у неї. Внутрішня обсадна колона 8 проходить вниз від поверхні і прикріплена до пакера. Внутрішня обсадна колона 8 та експлуатаційна обсадна колона 5 утворюють зовнішній кільцевий простір 10, який тягнеться до поверхні і на вибої закритий пакером 7. У зовнішньому кільцевому просторі 10 міститься робоча рідина 1, яка подається із поверхні.

У внутрішній обсадній колоні встановлена бурильна колона 4, так що утворюється внутрішній кільцевий простір 18 між бурильною колоною 4 і внутрішньою обсадною колоною 8. Буровий розчин 2 проходить з поверхні по бурильній колоні 4 до вибою ствола 9 свердловини і потім проходить вгору через кільцеву область між бурильною колоною 4 та експлуатаційною обсадною колоною 5. Коли буровий розчин досягає пакера 7, він проходить вгору через внутрішній кільцевий простір 18. Можливе зворотне проходження потоку бурового розчину 2 вздовж бурильної колони 4 по внутрішньому кільцевому простору 18.

Вибійне бурове обладнання прикріплене до внутрішньої обсадної колони 8 і розташоване над пакером 7. Використовуваний струминний насос має сопло, горловину і дифузор, який передає енергію від робочої рідини до бурового розчину і пластового флюїду для штучного підйому та видалення бурового розчину і пластового флюїду зі свердловини. При цьому зменшується гідростатичний тиск стовпа отриманої суміші в кільцевому просторі між концентричною колоною обсадних труб і бурильною колоною вище струминного насоса. Корпус 22 з впускним отвором для бурового розчину нагвинчений на внутрішню обсадну колону 8 і проходить вгору від неї. Корпус

22 з впускним отвором для бурового розчину має приблизно такий же внутрішній діаметр, як і колона 8, так що при необхідності буровий розчин 2 може продовжувати проходити вгору до поверхні через внутрішній кільцевий простір 18. Крім того, корпус 22 містить впускний отвір 19 для бурового розчину, що є вікном у корпусі 22 і дозволяє буровому розчину 2 проходити в камеру 20 для бурового розчину. Камера 20 для бурового розчину являє собою кільцеву область, яка дозволяє буровому розчину проходити від впускного отвору 19 до насосної камери 13.

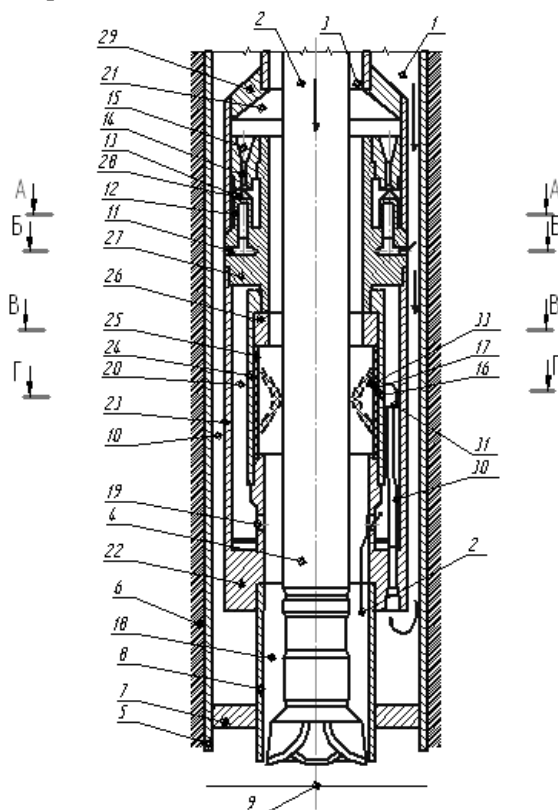


Рис. 1. Пристрій для буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини

Як видно на рис. 2,а, камера 20 для бурового розчину зовні обмежена зовнішньою стінкою 23 цієї камери, яка нагвинчена на корпус 22 з отвором для бурового розчину і проходить вгору від нього. Камера 20 для бурового розчину зсередини обмежена корпусом 27 пристрою з еластичним вкладишем, внутрішньою стінкою 24 камери для бурового розчину і корпусом 32 насоса. Внутрішня стінка 24 камери для бурового розчину проходить вгору вздовж камери 20 для бурового розчину і приварена до корпусу 27 пристрою з еластичним вкладишем. Корпус 27 включає еластичний вкладиш 25 і складається з двох циліндрів біля верхньо-

го і нижнього його кінців, які мають такий же зовнішній діаметр, як і у внутрішньої поверхні внутрішньої стінки 24 камери для бурового розчину. Використовуваний тут термін «пристрій з еластичним вкладишем» означає пристрій, еластичний вкладиш якого спучується з першого положення в інше положення для дотику з бурильною колоною і відводу зворотного потоку рідини через струминний насос. Нижній циліндр корпусу 27 пристрою з еластичним вкладишем приварений до корпусу 22 з впускним отвором для бурового розчину. Верхній циліндр корпусу 27 пристрою з еластичним вкладишем приварений до внутрішньої поверхні внутрішньої стінки 24 камери для бурового розчину.

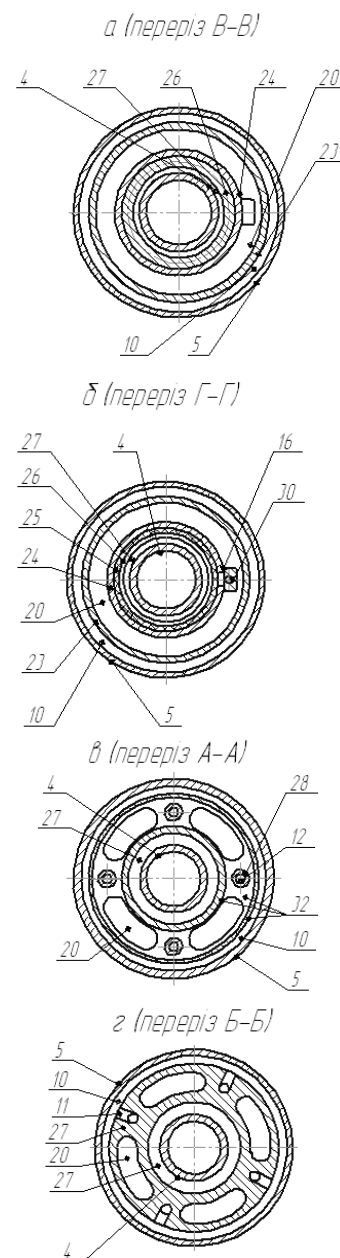


Рис. 2. Характерні перерізи бурового вибійного обладнання

Еластичний вкладиш 25 має циліндричну форму і з'єднаний з корпусом 27 пристрою з еластичним вкладишем (рис. 1). Еластичний вкладиш 25 має зовнішній діаметр, рівний діаметру внутрішньої поверхні внутрішньої стінки 24 камери для бурового розчину. Еластичний вкладиш 25 виготовлений з гуми, яка під час вспухування еластичного вкладиша розтягується всередину від внутрішньої стінки камери для бурового розчину до бурильної колони. У корпус 22 з впускним отвором для бурового розчину вгвинчена трубка 30 пристрою з еластичним вкладишем. Вона проходить вгору через камеру 20 для бурового розчину і вгвинчена в патрубок 31 пристрою з еластичним вкладишем. Цей патрубок приварений до внутрішньої стінки 24 камери для бурового розчину. Як видно на рис 5.1 і 5.2,б, впускний отвір 16 пристрою з еластичним вкладишем дозволяє робочій рідині 1 проходити через внутрішню стінку 24 камери для бурового розчину, розташовану між патрубком 31 і еластичним вкладишем 25. Робоча рідина 1 проходить із зовнішнього кільцевого простору 10 через трубку 30, патрубок 31 і впускний отвір 16 до еластичного вкладишу 25. Із збільшенням тиску робочої рідини 1 вона буде наповнювати зону 33 пристрою з еластичним вкладишем і еластичний вкладиш 25 буде спучуватися до того часу, поки не буде дотикатися до бурильної колони 4. Коли еластичний вкладиш 25 дотикається до бурильної колони, він відхиляє потік бурового розчину 2 у внутрішньому кільцевому просторі 18 і змушує буровий розчин проходити через впускний отвір 19 в камеру 20 для бурового розчину.

Як видно на рис. 1, корпус 32 насосної частини нагвинчений як на внутрішню стінку 24, так і на зовнішню стінку 23 камери для бурового розчину. Камера 20 для бурового розчину при своєму проходженні вгору через корпус 32 насосної частини розділяється на чотири секції, як це видно на рис. 5.3. Буровий розчин 2 проходить вгору через камеру 20 для бурового розчину і входить в насосну камеру 13. Насосна камера являє собою кільцевий простір, обмежений всередині насосом 12, а ззовні – корпусом 32 насосної частини. У насосній камері 13 буровий розчин 2 оточує насос 12 і втягується в горловину 14 під дією робочої рідини 1, що виходить з сопла 28 насоса (рис. 1).

Як видно на рис. 2,г, корпус 32 насосної частини містить чотири впускних отвори 11, які дозволяють робочій рідині 1 проходити із зовнішнього кільцевого простору 10 до насоса 12. Вибійне бурове обладнання містить чотири

насоса 12, які угвинчені в корпус 32 насосної частини. Кожен насос 12 виконаний циліндричним за формою і має сопло 28, яке жорстко з'єднане з верхнім кінцем насоса 12. Сопло 28 насоса має конічну форму з отвором в його вершині для можливості проходження потоку робочої рідини 1 з насоса 12 в горловину 14.

Як видно на рис. 3, робоча рідина 1 і буровий розчин 2 змішуються в горловині 4 з утворенням суміші 3. Потік суміші проходить вгору через горловину 4 і входить в дифузор 5, який являє собою конічний отвір в корпусі 34 дифузора, який угвинчений в корпус 32 насосної частини (рис. 1). Потік суміші 3 проходить вгору з дифузора 15 в камеру 21 для витікаючого потоку, яка являє собою кільцевий простір, обмежений зовні перехідною муфтою 29 внутрішньої обсадної колони і всередині – бурильною колоною 4. Перехідна муфта 29 внутрішньої обсадної колони вгвинчена в корпус 32 насосної частини і нагвинчена на внутрішню обсадну колону 8. Потік суміші 3 проходить з камери 21 у внутрішній кільцевий простір 32 і далі до поверхні.

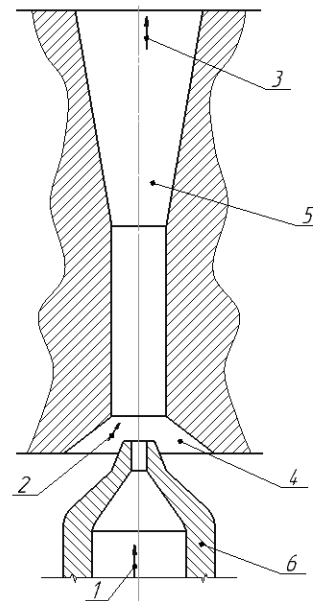


Рисунок 3 – Схема роботи струминного насоса

Струминний насос, який прикріплений до концентричної обсадної колони, і вибійне бурове обладнання діють так, як описано вище, тільки тоді, коли еластичний вкладиш 25 спучений так, як це показано на рис. 1. Коли еластичний патрубок 25 не спучений, буровий розчин 2 буде проходити вгору через внутрішній кільцевий простір 18, а не у впускний отвір 19 для бурового розчину. Коли буде збільшений тиск робочої рідини 1 для спучування еластичного патрубку 25 до його дотикання до бури-

льної колони 4, буровий розчин 2 більше не буде мати можливості проходити через внутрішній кільцевий простір 18, а замість цього буде продавлюватися під впускний отвір 19 для бурового розчину.

Спосіб піднімання для видалення бурового розчину і пластового флюїду 2 полягає в нагнітанні робочої рідини 1 через сопло так, щоб при виході робочої рідини із сопла створювався перепад тиску, який забезпечує втягування бурового розчину і пластового флюїду 2. Робоча рідина входить в дифузор, де об'єднується з буровим розчином і пластовим флюїдом. Коли робоча рідина об'єднується з буровим розчином і пластовим флюїдом, робоча рідина, що проходить з високою швидкістю, перетворює буровий розчин і пластовий флюїд в об'єднану суміш, що знаходиться під тиском, яка тепер має енергію для проходження до поверхні. При такому процесі зменшується тиск потоку суміші 3 унаслідок пониження гідростатичного навантаження стовпа рідини вибійним буровим обладнанням. Зниження гідрос-

татичного навантаження, в свою чергу, знижує тиск в стволі 9 свердловини нижче вибійного бурового обладнання і дає можливість пластовому флюїду із колектора проходити в ствол 9 свердловини. Цей спосіб піднімання може бути використаний під час процесу буріння свердловини.

На рис. 4 показано наземне обладнання, яке необхідне для буріння свердловини при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини з використанням концентрично розміщеного струминного насоса. Деяке обладнання, як, наприклад, бурова вежа 10, буровий насос 2, обладнання циркуляційної системи 6, таке ж саме, що застосовується при звичайних операціях буріння. Крім того, показано інше обладнання для буріння при пониженому гідростатичному тиску в стволі свердловини, як, наприклад, чотирьохфазний (нафта, вода, буровий шлам і газ) сепаратор 4, факельна стійка 5, складські резервуари 9 для нафти, резервуари 8 для попутно видобутої води та резервуари 7 для бурового розчину.

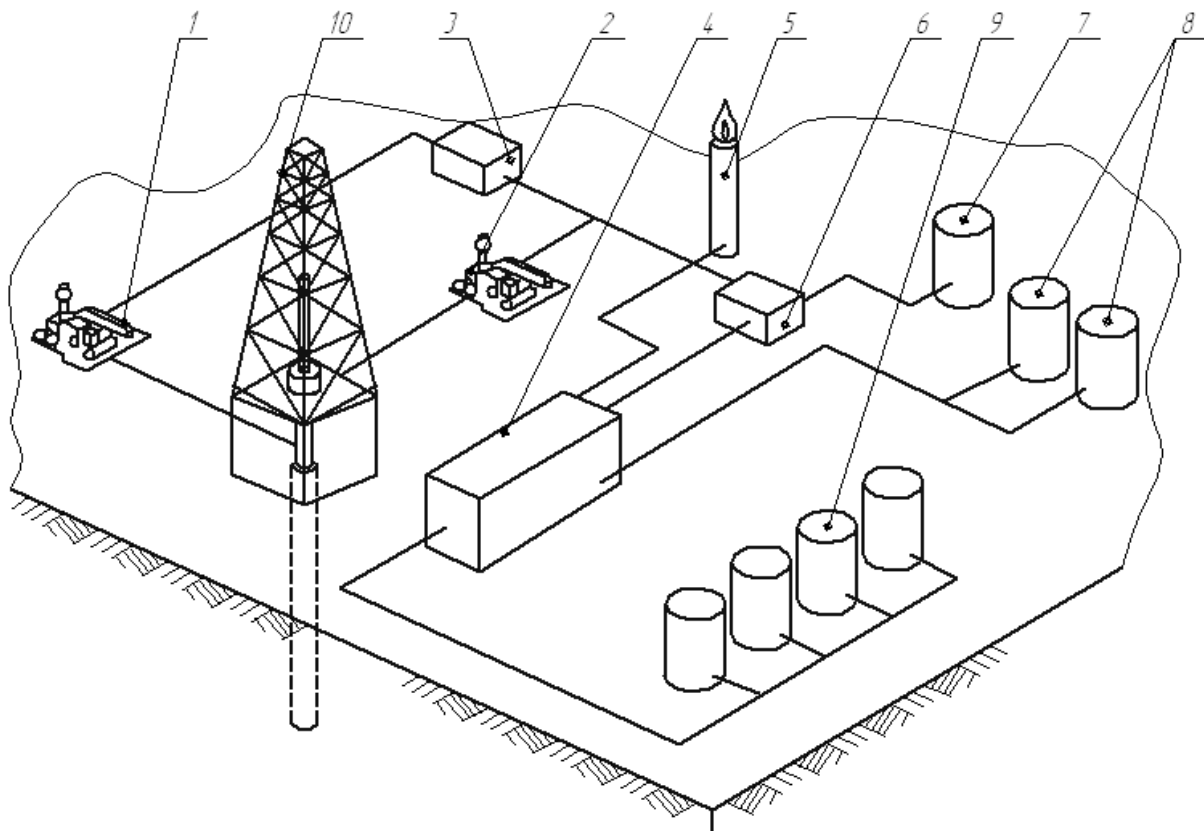


Рисунок 4 – Схема наземного обладнання, яке використовується для приведення в дію вибійного бурового обладнання

Додатковим наземним обладнанням, яке необхідне для роботи концентрично струминного насоса, є насос 1 для робочої рідини й устаткування 3 для її фільтрування. Необхід-

ний окремий насос для нагнітання робочої рідини вниз по кільцевому простору, адже буровий насос неможливо використовувати з двох причин. По-перше, насос для робочої рідини

повинен працювати при набагато більших тисках, ніж буровий насос. По-друге, робочу рідину необхідно фільтрувати, так щоб вона не викликала передчасну ерозію сопел в буровому вибійному обладнанні. Буровий розчин, який закачується і циркулює вниз по бурильній колоні за допомогою бурового насоса 2, містить шлам, що утворюється з пробуреної гірської породи, і тому він не є придатним для пропуску через невелике сопло струминного насоса.

Конструкція струминного насоса показана на рис. 5. Процес змішування робочої рідини і бурового розчину з пластовим флюїдом в струминному насосі з центральним струменем можна умовно поділити на дві ділянки.

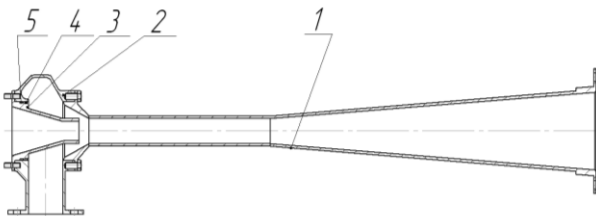


Рисунок 5 – Струминний насос СН-1

Потік бурового розчину із пластовим флюїдом подається в робочу камеру 2, а робоча рідина із більшим тиском і подачею подається через сопло 3. Протікання суміші на початковій ділянці проходить на прикладі розповсюдження затопленого турбулентного струменя. На границі затопленого струменя утворюється обширна зона змішування – турбулентний приграничний шар. Внаслідок залучення частинок рідини в приграничний шар розтікання струменя в камері змішування буде проходити не в товщині нерухокої рідини, а в попутному потоці, що відсмоктується. При цьому кут розширення струменя менший тим, чим більша швидкість потоку, що підсмоктується. Крім турбулентного приграничного шару існує ядро швидкостей рідини, що зменшується по мірі віддалення від сопла. Завдяки тому, що в приграничний шар безперервно залучаються частинки з середовища, що перекачується, загальна витрата рідини в струмені по мірі віддалення від перерізу сопла підвищується. В певному перерізі зростання приграничного шару припиняється за рахунок обмеження стінками камери змішування. Починаючи з цього перерізу припиняється залучення нових мас середовища, що переміщується, в струмінь робочої рідини. Але в цьому перерізі швидкість по радіусу розподілена не рівномірно. Тому є потреба в додатковій ділянці стабіліза-

ції в камері змішування довжиною до 6-10 діаметрів, на якій проходить подальше вирівнювання параметрів потоку.

Після вирівнювання полів тиску і швидкостей змішаний потік, що має ще більшу швидкість, потрапляє в дифузор 1, де проходить перетворення кінетичної енергії потоку в потенціальну енергію тиску.

Підсмоктування бурового розчину і пластового флюїду в струмені робочої рідини проходить в результаті взаємодії сил турбулентного тертя, що викликає появу вихрів активного і пасивного середовищ у вхідному перерізі камери змішування, де встановлюється тиск, який нижчий тиску пасивного середовища. Складання вихрового і поступального рухів рідини утворює, згідно теореми Кутта-Жуковського, підйомну силу, яка є поперечною по відношенню до напрямку поступального руху. При цьому проходить змішування активного і пасивного потоків.

Висновки. Проведена модернізація вибійного бурового обладнання дасть можливість збільшити ефективність буріння при зниженому гідростатичному тиску в стволі свердловини порівняно із використанням як робочого середовища газу, так як використання робочої рідини дозволяє уникнути недоліків, пов'язаних з газом, тим самим підвищуючи безпеку і зменшуючи витрати енергії.

Література

1. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин. Частина 2 / Підручник для вищих навчальних закладів. У 4-х частинах. Частина 2. – Івано-Франківськ: Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, 2009 – 589 с.
2. Використання ежекторного пластовипробувача для освоєння та інтенсифікації роботи свердловин ДК «Укргазвидобування» / Богуславець О.М., Кривуля С.В., Воловик Л.В., Боровікова Т.В., Мазепа Ю.І. // Питання розвитку газової промисловості України : збірник наукових праць – Харків : УкрНДІгаз, 2011. – Вип. 39. – С.199 – 203.
3. Яремийчук Р.С. Создание глубоких управляемых депрессий на пласт с помощью струйных аппаратов // Нефтяное хозяйство. – № 11. – 1981. – С. 6-8.
4. Пат. РФ № 2288342. Забойное буровое оборудование с независимым струйным насосом / ХЬЮЗ В. Джеймс (US), РЕНФРО Джими Джош (US); патентообладатель: Санстоун Корпорейшн (US) – заявлено 03.09.2002; публикация 27.11.2006. – 6 с.

В работе выполнены теоретические исследования по выявлению и определению влияния наиболее существенных факторов и выбраны оптимальные геометрические параметры устройства для бурения при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины, которые обеспечили высокую эффективность бурения скважины. Теоретические исследования протекания активного и пассивного потоков промывочной и пластовой жидкости и их смеси через конструктивные элементы оборудования позволяют устанавливать закономерности взаимосвязи эффективности бурения нефтяных скважин от параметров и режимов работы устройства для бурения при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины. На основе проведенных теоретических исследований определены оптимальные конструктивные особенности забойного бурового оборудования, которое входит в состав устройства для бурения при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины. Предложена схема размещения наземного оборудования, используемого для приведения в действие забойного бурового оборудования.

Ключевые слова: бурение при пониженном гидростатическом давлении, струйный насос, забойный буровое оборудование, наземное оборудование для приведения в действие забойного бурового оборудования.

Відомості про авторів:

Савик Василь Миколайович, кандидат технічних наук, доцент кафедри обладнання нафтових і газових промислів, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24.

E-mail: savicppntu@rambler.ru.

orcid.org/0000-0002-0706-0589

Молчанов Петро Олександрович, кандидат технічних наук, доцент кафедри обладнання нафтових і газових промислів, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24.

E-mail: petja_men@ukr.net.

orcid.org/0000-0001-5335-4281

Лях Михайло Михайлович, кандидат технічних наук, професор, професор кафедри нафтогазового обладнання, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна.

E-mail: karimat@rambler.ru.