

Министерство образования и науки Украины  
Государственное высшее учебное заведение  
«Донецкий национальный технический университет»



# «Бурение»

сборник тезисов докладов  
X Всеукраинской студенческой научно-технической  
конференции

22–23 апреля 2010 г.



Министерство образования и науки Украины  
Государственное высшее учебное заведение  
«Донецкий национальный технический университет»



## **«БУРЕНИЕ»**

**сборник тезисов докладов  
X Всеукраинской студенческой научно-технической  
конференции**

**22-23 апреля 2010 года**

УДК 550.8.071(083); 622.24; 621.825.24; 622.248.6; 622.248; 65.015.11;  
622.233:551.49; 622.242.243; 622.243; 622.243.272

Бурение: Сб. научн. трудов студ. – Донецк: ДонНТУ, 2010. – 95 с.

В сборнике представлены материалы докладов юбилейной X Всеукраинской научно-технической конференции студентов «Бурение», которая проводилась 22-23 апреля 2010 г. на кафедре технологии и техники геологоразведочных работ Донецкого национального технического университета.

В работе ежегодной конференции, принимали участие студенты из Национального горного университета (г.Днепропетровск), Ивано-Франковского национального технического университета нефти и газа), Полтавского нефтяного геологоразведочного техникума и Донецкого национального технического университета.

Рассмотрены вопросы проектирования бурового инструмента и оборудования для геологоразведочного и инженерно-геологического бурения скважин и технического бурения шахтных стволов. Ряд докладов затрагивает проблемы совершенствования технологии и технологических процессов в бурении. Часть докладов посвящена обобщению зарубежного опыта бурения скважин.

**Редакционная коллегия:**

**Каракозов А.А.,** зам. директора по научной работе института горного дела и геологии ДонНТУ, к.т.н., зав. каф. ТТГР, зам. председателя Оргкомитета конференции «Бурение»

**Юшков И.А.,** к.т.н., доцент кафедры ТТГР, отв. секретарь Оргкомитета конференции «Бурение»

**Калиниченко О.И.** д.т.н., профессор кафедры ТТГР

**Пилипец В.И.,** к.т.н., профессор кафедры ТТГР

**Русанов В.А.,** к.т.н., доцент кафедры ТТГР, отв. за НТТС по институту горного дела и геологии ДонНТУ



*На пленарном засіданні X Всеукраїнської науково-технічної конференції студентів «Бурення»*

УДК 622.24

## СТАН І ШЛЯХИ УДОСКОНАЛЕННЯ БУРОВИХ ДОЛІТ

**Андрусенко С.Ю.**, група РТ-06

Національний гірничий університет, м. Дніпропетровськ, Україна

*Науковий керівник – асистент Ігнатів А.О.*

При безкеровому бурінні значно підвищується рейсова швидкість (інструмент підіймають лише для зміни зношеного долота), а також, в деяких випадках, збільшується і механічна швидкість буріння. Тому, при детальній розвідці родовищ корисних копалин, коли геологічний розріз району досліджено вивчено, і свердловини споруджуються лише для вивчення шару корисної копалини. Доцільно використовувати безкерове буріння долотами (в переважній більшості лопатеві та шарошкові).

Шарошкові долота складаються з лап, на цапфах яких розташовані шарошки з озброєнням (зубцями). Усередині шарошок розташовані підшипники. Цапфа і підшипник утворюють опору долота. Озброєння – сталеві зубці, твердосплавні вставки або їх комбінація.

Опора шарошок – найбільш відповідальний вузол шарошкових доліт, стійкість якого найчастіше визначає термін роботи доліт в цілому. Опора

сприймає радіальні і осьові навантаження (по відношенню до цапфи). За абсолютним значенням радіальні навантаження перевершують осьові. Останні сприймаються опорою шарошок і діють як від центру долота до периферії, так і від периферії до центру.

Опора шарошок залежно від типорозміру доліт, конструюється з різних поєднань кулькових (К) і роликів (Р) підшипників кочення і підшипників ковзання (ПК). При будь-якому поєднанні кульковий замковий підшипник, який фіксує положення шарошки на цапфі, сприймає двосторонні осьові і радіальні навантаження. У кулькового підшипника невелика контактна поверхня, унаслідок чого питомі навантаження великі. Це сприяє зношуванню підшипника.

Роликовий підшипник, маючи велику контактну поверхню, по вантажопідйомності перевершує кульковий, але він сприймає тільки радіальні навантаження і часто менш надійний в роботі при високооборотному бурінні. Найбільшою вантажопідємністю по радіальних навантаженнях володіє підшипник ковзання, що надійно працює при обмежених окружних швидкостях і частотах обертання.

Подальше вдосконалення шарошкових доліт здійснюється по трьох основних напрямках:

- 1) підвищення міцності і зносостійкості матеріалів;
- 2) поліпшення конструкції основних вузлів, точності їх виготовлення з метою збільшення надійності, довговічності і ефективності руйнування гірської породи та очищення вибою від зруйнованої породи;
- 3) вдосконалення способу доставки на вибій.

Перші два напрями відносяться до опори, форми і матеріалу породоруйнуючих елементів, а також промивці доліт. Ведеться пошук більш зносостійких композиційних матеріалів для підшипників ковзання; розробляється система герметизації і мастила опор; розробляються долота з розвантаженою опорою; удосконалюється система промивки і форма зуба; оптимізується величина нахилу зубців.

З метою усунення зазначених вище недоліків та збільшення строку служби шарошкових доліт, були розроблені та в даний час випускаються дискові долота. Ці долота містять лапи та два змонтованих на вісі за допомогою підшипника кочення (які зміщені по відношенню один до одного) диска з породоруйнівними елементами.

Дискові долота фрезерного типу мають наступні переваги перед звичайними шарошковими долотами:

1. Діаметри опор шарошок долота в 2-3 рази більші ніж в існуючих серійних конструкціях, що дозволяє збільшити проходку на долото.
2. Диски мають найбільшу контактуючу поверхню із вибоєм завдяки зсуву осей щодо центру свердловини, що збільшує питомі навантаження на різальні елементи і підвищує механічну швидкість буріння.
3. Дискова форма шарошок дозволяє розмістити могутніше твердосплавне штиркове оснащення, що збільшує проходку на долото.

4. Завдяки напівсферичній формі забою виключається вібрація доліт, що призводить до зменшення зносу їх опор.

5. Диски доліт обертаються навколо своєї осі з числом оборотів, у декілька разів меншим числа оборотів шарошок звичайних доліт, і знос опор дискових доліт відбувається повільніше, ніж знос опор серійних доліт, що дозволяє збільшити їх працездатність.

Разом зі значними перевагами дискових доліт їх конструкції притаманний суттєвий недолік – недостатньо велика робоча поверхня дисків, що впливає на час роботи долота на вибої свердловини.

На кафедрі техніки розвідки РКК розроблено конструкцію бурового дискового долота, в якому принципово інше конструктивне виконання робочого органа забезпечує непостійний контакт породоруйнуючих елементів з породою, більш повне перекриття вибою свердловини, більш ефективний механізм руйнування порід, подовження строку дії долота на вибої, а саме, сколювання, створює умови для реалізації підвищення інтенсивності ведення робіт і за рахунок цього сприяє підвищенню проходки на долото, механічна і рейсова швидкість буріння, знижується потужність, що затрачується на буріння, амортизація бурового верстата і бурильних труб.

Бурове долото, що включає диски одного діаметру на вісі, що закріплена нерухомо в нижній частині лап, відрізняється тим, що має додаткові диски різних діаметрів на спільній вісі, що закріплена нерухомо відповідно над дисками в верхній частині лап, а також – зубчатий ланцюг, що є руйнівним елементом, що з'єднує відповідно додаткові верхні та диски у нижній частині лап. При тому, диски та додаткові диски посаджено на вісі зі змогою обертання.

Руйнування породи при бурінні відбувається за допомогою ланцюга, на зовнішній поверхні, якого розташовані зубки.

Наявність дисків та допоміжних, обумовлена необхідністю створення значно більшого, у порівнянні зі звичайним дисковим долотом робочої поверхні. Крім того в процесі роботи, завдяки різності діаметрів допоміжних дисків їх швидкість обертання нерівномірна, що позитивно впливає на вибірні процеси руйнування гірської породи та створює умови для реалізації найбільш ефективного процесу руйнування.

При цьому контакт кожного зубка із вибоєм та стінками свердловини носить приривчастий характер, що покращує умови очистки вибою свердловини та самого інструменту, а також покращує процес охолодження породоруйнуючих зубків. Конструкція цих доліт дозволяє значно більше перекривати площу вибою свердловини.

Крім того долото може бути використане багато разів завдяки можливості зміни його робочих органів – ланцюгів.

Задля досягнення більш повного перекриття вибою свердловини була розроблена наступна конструкція долота, яка включає: чотири диски одного діаметру, розташовані на спільній ексцентричній вісі, що закріплена нерухомо в нижній частині лап; дві пари додаткових дисків різних діаметрів на спільній вісі, що закріплена нерухомо відповідно над дисками в верхній частині лап; а

також – зубчаті ланцюги, що є руйнівними елементами та з'єднує відповідно додаткові верхні та диски у нижній частині лап, при тому, диски та додаткові диски посаджено на вісі зі змогою обертання.

В розглянутих вище конструкціях доліт досягається більш рівномірне навантаження на зубки, що сприяє вирівнюванню їх зносу. Очищення та охолодження породоруйнуючих елементів долота відбувається за рахунок безпосередньої подачі промивної рідини на ланцюг, через промивні канали, які можуть бути оснащені спеціальними насадками, що дозволяє значно підвищити енергію струменю промивальної рідини.

Запропонований і розглянутий вище підхід може бути застосований і до проектування бурильних голівок.

Бурильні голівки окрім розбурювання забою свердловини і калібрування її стінок повинні також формувати в центрі забою стовпчик породи - керн і запобігати в процесі буріння будь-яким ушкодженням керна як зразка, що служить джерелом інформації про властивості породи, що буриться.

Шарошкові бурильні голівки по своїх специфічних особливостях цілком підходять до виконання перших двох функцій. Як усі шарошкові інструменти, вони ефективно руйнують гірські породи широкого діапазону буримості, твердості і абразивності.

До виконання ж третьої і четвертою функцій шарошкові бурильні голівки пристосовані, мабуть, у меншій мірі, чим бурильні голівки інших видів.

При проектуванні бурильної голівки або коронки в першу чергу необхідно максимізувати внутрішній діаметр шляхом зменшення її товщини. У разі наявності шарошкової бурильної голівки цього досягти важче, ніж при конструюванні бурильної голівки будь-якого іншого виду.

Шарошки, крім того, що вони займають значний об'єм і важко піддаються зменшенню габаритних розмірів без значного зниження їх міцності і надійності, працюють, як правило, в режимі продольних і поперечних вібрацій, поштовхів, передають керну знакозмінні навантаження і часто зривають і дроблять його, особливо в тріщинуватих, слабозцементованих, рихлих і таких, що перемежаються породах.

Одним зі шляхів вирішення вказаної задачі, а саме зменшення габаритних розмірів шарошок, є їх заміна на диски зменшених розмірів і застосування в якості породоруйнуючих органів - зубчастих ланцюгів.

У відомій конструкції шестишарошкової бурильної голівки циліндрові шарошки замінено на диски, і крім того над кожним з дисків на одній осьовій лінії у верхній частині корпусу розміщуються додаткові диски.

Зубчасті ланцюги, що є породоруйнуючими елементами, сполучають в кінематичну систему нижні диски і диски з верхньої частини корпусу. Необхідною умовою роботи голівки за запропонованою схемою є можливість обертання пар дисків. Механізм руйнування породи на вибої свердловини є ідентичним описаному вище.

В результаті впровадження винаходів очікується підвищення техніко-економічних показників на 90-110 %.

## РАЗРАБОТКА МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО СНАРЯДА ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

**Беседина Н.Н.**, группа БСм-09

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – доц., к.т.н. Юшков И.А.*

Одной из основных проблем, существующих на сегодняшний день при подземной разработке угольных месторождений в Донбассе, является внезапные выбросы газа метана, приводящие к катастрофическим последствиям.

Эффективным способом противодействия выбросам газа метана считается бурение сети дегазационных скважин как с поверхности, так и непосредственно из горной выработки.

Дегазационные скважины, пробуренные из горной выработки, могут быть горизонтальными или восстающими. При этом особые требования предъявляются к положению забоя пробуренной направленной скважины.

Отклонение скважины при направленном бурении (изменение зенитного угла и азимута бурения) осуществляется отклоняющими устройствами различных конструкций, наиболее эффективными из которых являются снаряды непрерывного действия с распорными элементами в виде выдвижной каретки (отклонитель ТЗ и др.) и встроенными в роторную часть снаряда шарнирами (отклонитель «Кедр» и др.). Такая схема позволяет реализовать наиболее эффективную схему разрушения забоя – с комбинированным асимметричным разрушением забоя и фрезерованием стенки скважины.

Для снижения погрешности в проведении цикла искусственного искривления скважины необходимо, чтобы погрешности применяемых ориентаторов не превышали или были ниже погрешности инклинометрических приборов с целью полного исключения инструментальных (приборных) ошибок ориентации.

На сегодняшний день одной из основных проблем направленного бурения из подземных горных выработок является отсутствие возможности оперативного контроля за положением скважины в процессе бурения скважины особенно при использовании буровых станков отечественного производства. При бурении сравнительно неглубоких дегазационных скважин из подземных горных выработок выполнение промежуточных измерений пространственного положения скважины инклинометрами обычно не проводится из-за значительных затрат времени на выполнение спуско-подъемных операций.

Выходом из этой ситуации может быть применение встроенных в буровой снаряд датчиков телеметрических систем. Известен ряд зарубежных телеметрических систем, используемых при бурении глубоких нефтегазовых



скважин, но стоимость и габариты скважинного оборудования не позволяют использовать их для условий дегазационного бурения из горных выработок.

В ходе выполнения магистерской работы по разработке комплекса для направленного бурения дегазационных скважин возникла идея использования для оперативного определения пространственного положения забоя скважины локационную систему Digitrak Eclipse. Эта система в настоящее время является одной из самых распространенных в мире систем навигации.

Внешний вид приемного устройства локационной системы Digitrak Eclipse показано на рисунке 1.



**Рисунок 1** – Приемное устройство локационной системы Digitrak Eclipse

Рабочая частота, заданная Eclipse оптимальна для бурения и абсолютно исключает помехи. Уникальная конфигурация антенны приемника позволяет прибору определять местоположение точек позиционирования и излучателя. Излучатель обеспечивает трехмерное дистанционное управление «влево-вправо» и «вверх-вниз».

Техническая характеристика системы Digitrak Eclipse:

- Радиус действия телеметрии, м. 610
- Точность абс. погрешность до 5%
- Источник питания никель-кадмиевая батарея Digi Trak
- Емкость батареи, ч. 8-12
- Индикатор глубины в реальном масштабе времени
- Диапазон рабочих температур от -20°C до 60°C
- Габаритные размеры 31 × 18,3 мм
- Вес, кг 3,8

## РАЗРАБОТКА ШНЕКОВОГО СНАРЯДА СО СЪЕМНЫМ КЕРНОПРИЕМНИКОМ ДЛЯ БУРЕНИЯ ИНЖЕНЕРНО- ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН

**Глуценко Е.С.**, группа БС-06

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – доц., к.т.н. Юшков И.А.*

Целью данной разработки является создание шнекового бурового снаряда со съемным керноприемником для бурения неглубоких разведочных и инженерно-геологических скважин. Буровой снаряд предназначен для бурения по мягким и рыхлым породам.

В состав снаряда входит бурильная труба, снабженная шнековой ленточной навивкой – спиралью, спецкоронка ребристого типа диаметром 171,4 мм (6  $\frac{3}{4}$  дюйма), четыре поперечных ребра которой армированы твердосплавными резцами. Во внутренней расточке бурильной трубы фиксируются плашки узла фиксации вставного керноприемника. Керноприемник представляет собой колонковую трубу диаметром 108 мм, соединенную с узлом фиксации и узлом подвески. Узел подвески состоит из упорного шарикоподшипника, позволяющего не передавать вращение колонны бурильных труб на керноприемную часть, и повисить тем самым качество отбираемого кернового материала.

Снаряд состоит из трех основных частей. Это:

- корпус;
- керноприемник;
- специальная коронка.

Корпус представляет собой колонковую трубу диаметром 127 мм (внутренний диаметр 117 мм), имеющую снаружи винтовую поверхность по всей длине – спираль (шнек). Внутри корпуса имеется расточка, предназначенная для соединения с плашками узла фиксации вставного керноприемника и уступ для его упора. В верхней части нарезана резьба для соединения со шнековой колонной бурильных труб, а в нижней со спецкоронкой.

В качестве бурильных используются колонковые трубы диаметром 127 мм (внутренний диаметр 117 мм), также имеющие шнековую ленточную навивку, с наружным диаметром по винтовой поверхности 167 мм. Соединение труб со снарядом а также между собой происходит с помощью муфт.

Буровая коронка ребристого типа диаметром 171,4 мм (6  $\frac{3}{4}$  дюйма), специально разработанная для данного устройства, имеет четыре поперечных ребра, армированных твердосплавными резцами. Помимо этого в ней имеются

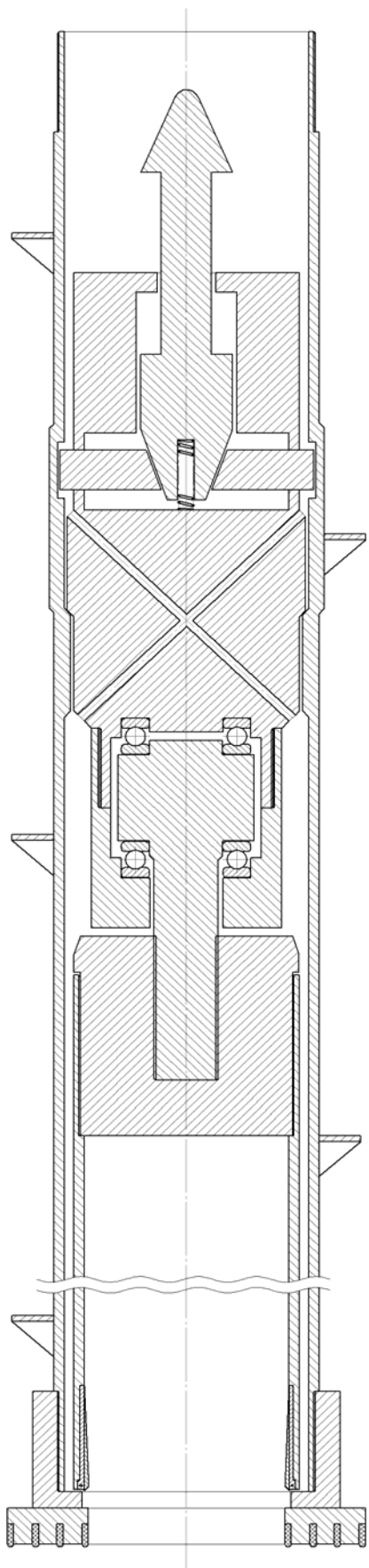


Рисунок 1 – Схема снаряда

промывочные окна для обеспечения циркуляции воздуха из кольцевого зазора между корпусом и керноприемником непосредственно на забой.

Керноприемник представляет собой колонковую трубу диаметром 108 мм (внутренний диаметр 98 мм), соединенную с узлом фиксации и узлом подвески. Керноприемник извлекается и опускается с помощью каната на овершоте по мере наполнения колонковой трубы керном. Овершот – это ловильное устройство, предназначенное для спуска, захвата и подъема керноприемника внутри колонны бурительных труб на канате.

Керноприемник в свою очередь имеет три основных узла:

- узел фиксации;
- узел подвески;
- керноприемная гильза.

В узле фиксации керноприемника находятся хвостовик и фиксационные стопоры. Хвостовик используется для захвата овершотом. Пружина сжатия все время прижимает его, и он при этом воздействует на стопоры, которые постоянно находятся в разомкнутом положении. При необходимости подъема керноприемника, после захвата его овершотом, хвостовик поднимается вверх, поднимая за собой прижимающую его пружину, а стопоры при этом сжимаются, и в следствие этот узел отсоединяется от корпуса. При спуске керноприемника пружина под действием сил, возвращается в исходное положение, хвостовик прижимается, и распирает стопоры фиксируя при этом керноприёмник в расточке корпуса.

Узел подвески состоит из двух одинарных упорных шарикоподшипника, позволяющих не передавать вращение колонны бурительных труб на керноприемную гильзу, и тем самым повысить качество

## *X Всеукраинская научно-техническая конференция «Бурение»*

отбираемого кернового материала.

Керноприемная гильза, представляющая колонковую трубу диаметром 108мм. (внутренний диаметр 98 мм), соединяется с неподвижной частью подшипникового узла резьбовым соединением. После подъема керноприемника и отвинчивания керноприемной гильзы с керном, её можно заменить пустой, аналогичной и заранее подготовленной.

В итоге диаметр устройства и бурильных труб по винтовой поверхности шнека составляет 167 мм, а диаметр разработки ствола скважины 171,4 мм. Максимальное приближение наружного диаметра бурильных труб к диаметру скважины, обеспечивает уменьшение их изгиба от осевой нагрузки при бурении, а также улучшение условий транспортировки шлама.

Буровой снаряд рассчитан на применение шнеко-пневматического способа очистки забоя, причем конструкция узла подвески исключает попадание рабочего потока воздуха внутрь керноприемной трубы, также повышая сохранность керна. Использование в качестве очистного агента именно сжатого воздуха позволит использовать разрабатываемый снаряд для бурения с самоходных буровых установок, оснащенных компрессорной станцией. Помимо этого отсутствие потребности в промывочной жидкости позволит применять устройство для бурения в безводных районах, где затруднена доставка воды.



*На пленарном заседании X Всеукраинской научно-технической конференции студентов «Бурение»*

## РАЗРАБОТКА ЩЕЛЕВОГО ЭЖЕКТОРА ДЛЯ ГАШЕНИЯ ПЕНЫ

**Григоренко К.С.**, группа БС-06

Донецкий национальный технический университет, Украина  
Научный руководитель – профессор, д.т.н. Калиниченко О.И.

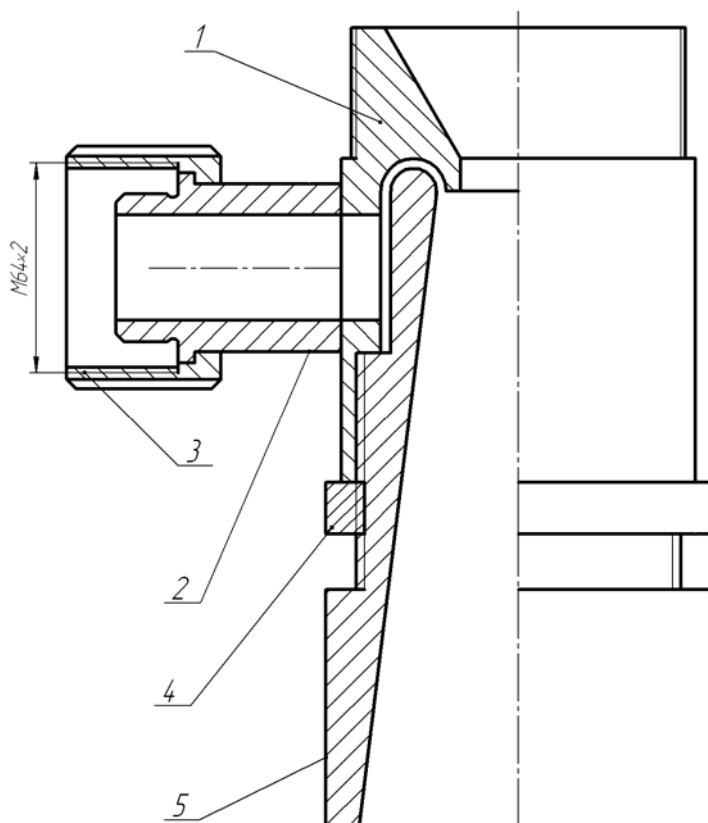
Для создания замкнутого цикла циркуляции необходимо разрушить пену на выходе из скважины, т.е. выделить из нее воздух, очистить от шлама, а раствор пенообразователя использовать вторично.

Различают химические, механические, физические и комбинированные способы гашения пены. Каждый способ имеет свои преимущества и эффективную область применения. Одним из перспективных способов разрушения пен является способ механического разрушения пен эжекторного типа. Здесь в зоне разрежения пузырьки пены разрушаются под действием внутреннего избыточного давления. В камере смешения, куда поступает

выделившаяся жидкость, воздух и неразрушенные пузырьки, процесс разрушения пены интенсифицируется под влиянием разрежения и перепада давления, создаваемого эжектором.

Предлагается конструкция пеноразрушителя в виде щелевого эжектора. Принцип действия щелевого эжектора основан на использовании эффекта Коанда – создание разрежения при огибании рабочим потоком криволинейной поверхности.

Рабочий поток – сжатый воздух, выходя через кольцевую щель, огибает криволинейную поверхность диффузора, вследствие чего, на оси эжектора, у входного отверстия создается разрежение, которое используется для разрушения пены.



**Рисунок 1** - Щелевой эжектор

1 – корпус, 2 – штуцер; 3 – накидная гайка;  
4 – контргайка; 5 - диффузор

## РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ БОЛТА М24 ПОВЫШЕННОЙ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ

**Гусева Г.Г.**, группа ТТР-09 м

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – к.т.н, доцент Петтик Ю.В.*

Породоразрушающий орган буровой установки фирмы «WIRTH» - буровое долото по своей конструкции имеет до 24 шарошек, разрушающих горную породу, которые крепятся через шарошкодержатели к нижней части долота.

Концы осей шарошек выполнены в виде квадратных призм, которые крепят к шарошкодержателям с помощью четырех болтов М24-8g с длиной стержня 110 мм.

При бурении, особенно на больших глубинах (более 500 м), часто наблюдается разрушение болтов и как следствие, аварии, связанные с обрывом одной или нескольких шарошек. Бурение прекращают и затрачивают много времени на ликвидацию последствий аварий.

Во время работы на болты воздействуют значительные нагрузки, которые вызывают комплекс знакопеременных напряжений: кручения, растяжения, изгиба и среза. Как показала практика, основным видом разрушений болтов является отрыв головок от стержня и разрушение стержня болта в месте его ввинчивания в шарошкодержатель. Постоянные разрушения болтов свидетельствуют об их недостаточной несущей способности, которая заложена в нерациональной конструкции болта.

Конструктивные и технологические меры, которые могут повысить нагрузочную способность и циклическую прочность болтов возможно за счет рационального изготовления стержня болта, снижения концентрации напряжений в витках резьбы болта, изменении шага резьбы, увеличении радиусов галтели сопрягаемых поверхностей между стержнем и другими поверхностями и т.д. [1, 2].

1. Болты с диаметром стержня  $d_0$ , равным диаметру наружной  $d$  резьбы, в ответственных соединениях практически не применяют. Для повышения упругости и ударопрочности болта рекомендуется уменьшать диаметр стержня до получения одинаковой прочности резьбы и стержня.

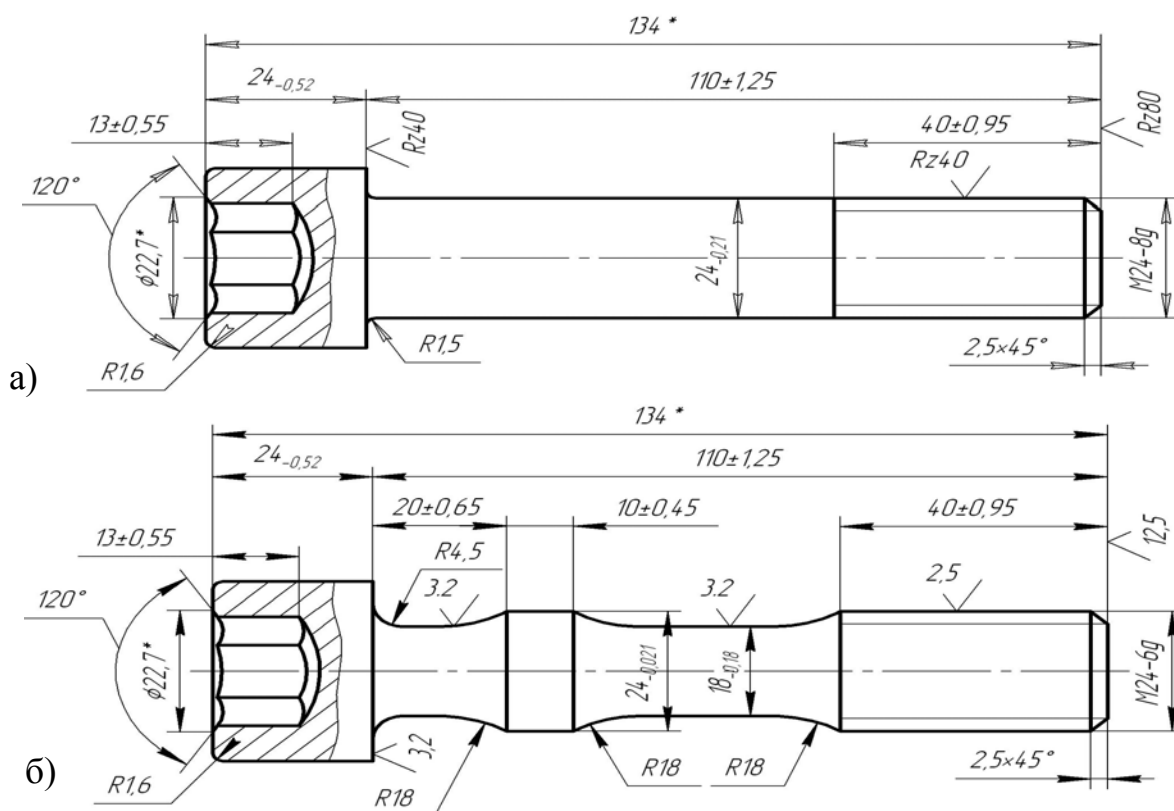
2. Выбор оптимальной величины галтели способствует снижению концентрации напряжений в 2-4 раза. Так величина галтели между резьбовым поясом и стержнем, а также между посадочной плоскостью головкой болта М24 и стержнем должна быть не менее  $0,2d$ , где  $d$ , мм – диаметр стержня болта, т.е. в нашем случае для болта М24 это не менее 4,8 мм.

3. Для выравнивания нагрузки по виткам резьбового соединения целесообразно применить технологически простой способ при нарезании

резьбы – увеличение шага резьбы отверстия на 2-4 % по сравнению с шагом резьбы болта.

4. Для предотвращения пластических микроперемещений целесообразно применять подкладные шайбы большого диаметра, если это невозможно или нецелесообразно, то рекомендуется опорные поверхности и опорные поверхности головок болтов обрабатывать не ниже 6-го класса шероховатости ( $R_a=2,5 \dots 3,2$  мкм). На чертеже стоит шероховатость  $R_z=40$  ( $R_a=12,5$  мкм).

Проанализировав старую конструкцию болта (рис. 1 а) и с учетом изложенного выше, можно предложить новую равнопрочную конструкцию болта повышенной несущей способности, которая приведена на рис. 1 б).



**Рисунок 1 – Конструкции болтов**

а) - старая конструкция болта М24-8g-110

б) - новая конструкция болта М24-6g-110

Для новой конструкции тело стержня болта уменьшено с  $\varnothing 24$  мм до  $\varnothing 18$  мм, радиус галтели  $R$  перехода между торцом головки болта и стержнем увеличен с 1,5 до 4,5 мм, а радиус сопряжения между стержнем и началом резьбы до 18 мм. В новой конструкции шероховатость резьбы уменьшена с  $R_z 40$  мкм ( $R_a 12,5$  мкм) до  $R_a 2,5$  мкм, шероховатость стержня болта уменьшена с  $R_z 40$  мкм ( $R_a 12,5$  мкм), до  $R_a 3,2$  мкм, а поле допуска резьбы с 8g до 6g. При этом опорная поверхность и головка болта обрабатывается не

ниже 6-го класса шероховатости ( $Ra=3,2$  мкм) на чертеже стоит  $Rz 40$  мкм ( $Ra 12,5$  мкм). Дополнительно для лучшего расположения болта в болтовом соединении предложено ввести в конструкцию болта центрирующий поясик  $\varnothing 20$  мм длиной 10 мм.

### **Библиографический список**

1. Биргер И.А., Иоселевич Г.Б. Резьбовые соединения. Библиотека конструктора. М.: Машиностроение, 1973. -256 с.
2. Петриков В.Г., Власов А.П. Прогрессивные крепежные изделия. – М.: Машиностроение, 1991. -256 с.

УДК 622.248.6

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СПЕЦИАЛЬНОГО ОСВОБОЖДАЮЩЕГОСЯ МЕТЧИКА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ С БУРИЛЬНЫМИ ТРУБАМИ УСТАНОВОК РТБ**

**Гусева Г.Г.**, группа ТТР-09м

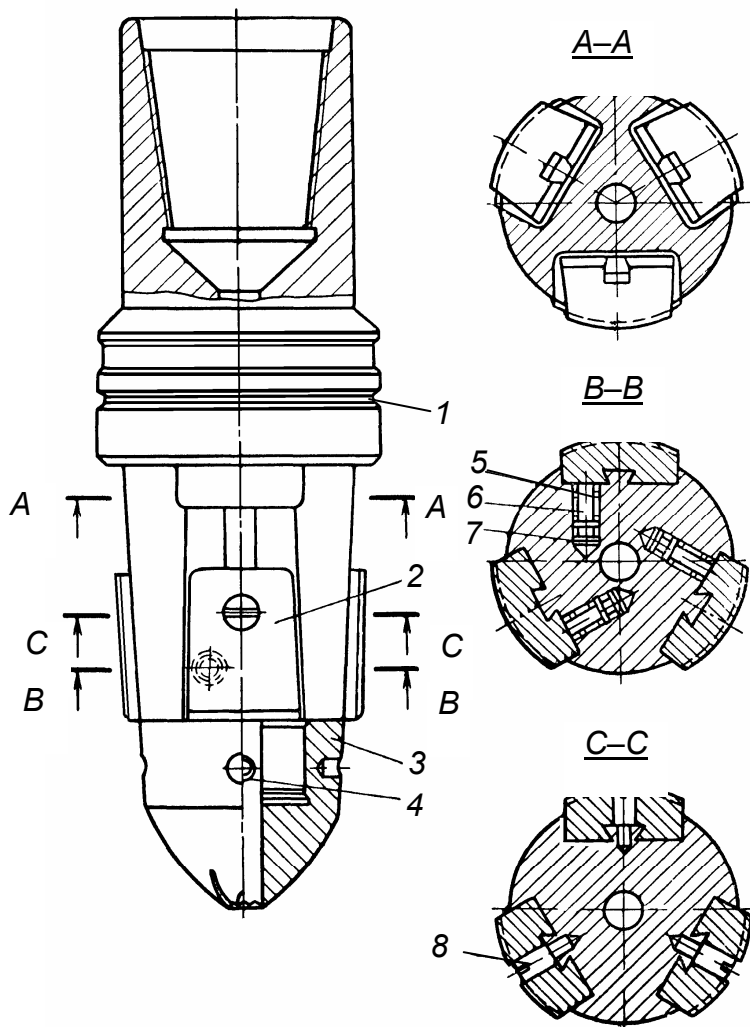
Донецкий национальный технический университет, Украина  
*Научный руководитель – к.т.н, доцент Петтик Ю.В.*

При бурении стволов и скважин большого диаметра буровыми установками с агрегатами РТБ (реактивно-турбинными бурами) нередко аварии, связанные с оставлением на забое бурильной колонны с агрегатом РТБ. Сложности возникают при захвате бурильной колонны диаметром 168 мм, заканчивающейся муфтовым соединением с конической замковой резьбой 3-171.

Известно, что для ликвидации подобных аварий с бурильными трубами применяют метчики-калибры освобождающиеся типа МКО1-114-168. Они предназначены для ловли за резьбу муфты и для извлечения из скважины колонны аварийных насосно-компрессорных труб диаметром 114 мм целиком либо по частям [1]. Данный освобождающийся метчик позволяет произвести только одну попытку захвата оборванных труб. В случае неудачи – его необходимо поднимать на поверхность, разбирать, снова подготавливать к спуску и т.д.

Конструкция метчика-калибра состоит из корпуса 1 метчика-калибра (рис. 1) стального цельнометаллического тела с левой замковой резьбой на верхнем конце для присоединения к колонне бурильных труб диаметром 89 мм и др. с левой резьбой. На нижнем конце корпуса 1 нарезана наружная левая цилиндрическая резьба под резьбу наконечника 3, а выше этой резьбы имеются





**Рисунок 1** – Метчик калибр освобождающийся ударно-механического действия

плашек. Снаружи плашки имеют специальную левую нарезку, соответствующую профилю резьбы извлекаемых труб. Посередине плашек просверлено сквозное отверстие под винты 8, которыми плашки крепятся на корпусе. Таким образом, плашки в исходном рабочем положении снизу своими нижними торцами упираются в верхний торец наконечника 3, навинченного на корпус метчика-калибра, а перемещение их вверх в процессе ловильных работ удерживается установочными винтами 8.

Во время ловильных работ вся растягивающая нагрузка, приложенная к метчику-калибру, передается плашкам через верхний торец наконечника 3 и нижние торцы плашек. Наконечник 3 привинчен снизу к корпусу метчика и застопорены винтами 4. Метчик-калибр в собранном виде спускают в скважину на бурильных трубах. Не доходя до верхнего конца колонны аварийных труб, спуск замедляют и, если требуется, включают насос для промывки верхнего конца колонны извлекаемых труб. Затем конец метчика-калибра заводят в

симметрично расположенные три наклонных паза с выступами посередине в форме ласточкиного хвоста. На дне каждого наклонного паза просверлены два глухих отверстия, в одном из которых помещается фиксатор 6 с пружиной 7, удерживаемый от выпадения крышкой 5, надетой на фиксатор и ввинченной в отверстие, а в другое ввинчивается установочный винт 8. Вдоль корпуса сделано сквозное отверстие для прохода промывочной жидкости. В пазы корпуса вставлены плашки 2, имеющие на наклонной тыльной плоскости пазы, по форме и размерам соответствующие выступу наклонных пазов корпуса. При этом подпружиненные фиксаторы 6 остаются в утопленном состоянии в глухих отверстиях корпуса под тыльной поверхностью

муфту и при левом вращении его плашки нарезают резьбу в муфте, надежно свинчивая метчик-калибр с муфтой извлекаемых труб.

После этого пробуют извлечь колонну аварийных труб целиком или по частям. В процессе накрывания верхнего конца колонны труб, а также при свинчивании метчика с муфтой извлекаемых труб величина осевой сжимающей нагрузки, приложенной к метчику, не должна превышать 25–30 кН. В противном случае установочные винты могут быть срезаны и метчик-калибр преждевременно освободится от захвата. Для освобождения метчика-калибра от захвата резко опускают колонну бурильных труб; под действием осевой сжимающей нагрузки от веса бурильных труб около 50 кН срезаются установочные винты и корпус метчика-калибра перемещается вниз по отношению к плашкам. Плашки, двигаясь в радиальном направлении к центру, освобождают метчик от захвата. После перемещения корпуса вниз подпружиненные фиксаторы 5, от тыльной части плашек, под действием силы пружины 7 выходят наружу и препятствуют дальнейшему перемещению плашек вниз. Освобожденный таким образом метчик-калибр извлекают из скважины.

Недостатком метчика является то, что при неудачной попытке захвата труб его необходимо поднимать на поверхность, заменять разрушенные элементы, снова готовить его к спуску и попытке повторного захвата и т. д.

Для устранения указанного недостатка и обеспечения возможности повторных захватов метчика без подъема на поверхность предлагается изменить его конструкцию. При этом соединяют сквозное отверстие метчика с помощью каналов с глухими отверстиями для фиксаторов 6 со стороны противоположной пружине. При подаче промывочной жидкости под давлением в сквозное отверстие метчика фиксаторы 6 под действием радиальной силы сжимают пружину 7 и утапливаются. При этом плашки освобождаются и возвращаются в крайнее нижнее или верхнее положение в зависимости от фазы работы метчика (уменьшение или увеличение наружного диаметра конической резьбы при перемещении колонны бурильных труб). Одновременно происходит закрепление плашек 2 с помощью фиксаторов 6.

Для реализации этого принципа работы необходимо на внутренней поверхности плашки 2 выполнить два отверстия вдоль образующей параллельной продольной оси плашки и отказаться от установочных винтов 8.

### **Библиографический список**

1. Подгорнов М.И., Пустовойтенко И.П. Ловильный инструмент. Учеб. пособие для рабочих. М.: Недра, 1984. –148 с.

## РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ СЕКЦИИ РЕМОНТОПРИГОДНОГО ДОЛОТА ДЛЯ АГРЕГАТОВ РТБ

Гусева Г.Г., группа ТТР-09 м

Донецкий национальный технический университет, Украина

Научный руководитель – к.т.н, доцент Петтик Ю.В.

В общем комплексе бурового оборудования, при бурении стволов и скважин с помощью агрегатов РТБ, долота занимают особое значение. Они являются инструментом, непосредственно разрушающим горную породу и формирующим ствол или скважину. Поэтому, все технико-экономические показатели бурения и себестоимость ствола, в конечном итоге, прежде всего, зависят от долговечности, стоимости и эффективности работы буровых долот (стоимость долот составляет около 60% от себестоимости ствола).

Многочисленные работы в области конструирования шарошечных долот не привели к созданию принципиально новых конструкций долот, которые пошли бы в серийное производство. Однако, вносимые изменения в классическую конструкцию безусловно повышали их долговечность, надежность и эффективность работы.

Для удовлетворения потребностей в стволах, проходимых РТБ, и снижения себестоимости проходки наряду с наращиванием и совершенствованием технологии бурения и мощности установки, необходимо решать технические задачи, связанные со снижением расхода и разработкой специального породоразрушающего инструмента для установок РТБ.

Характерной особенностью конструкции агрегатов РТБ и работы долот является их специфическая схема расположения на забое (рис. 1) и незначительный срок их службы (время работы 5...50 часов).

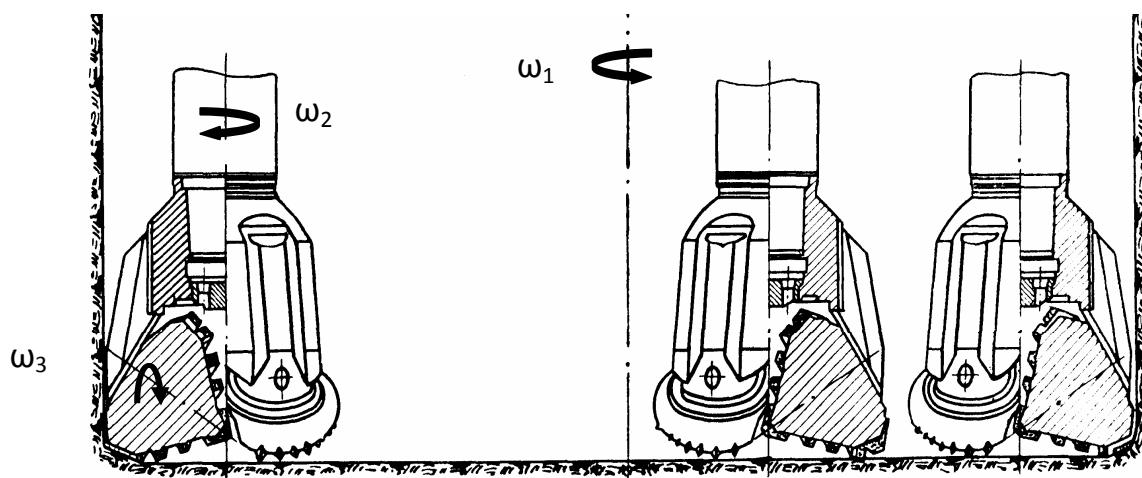
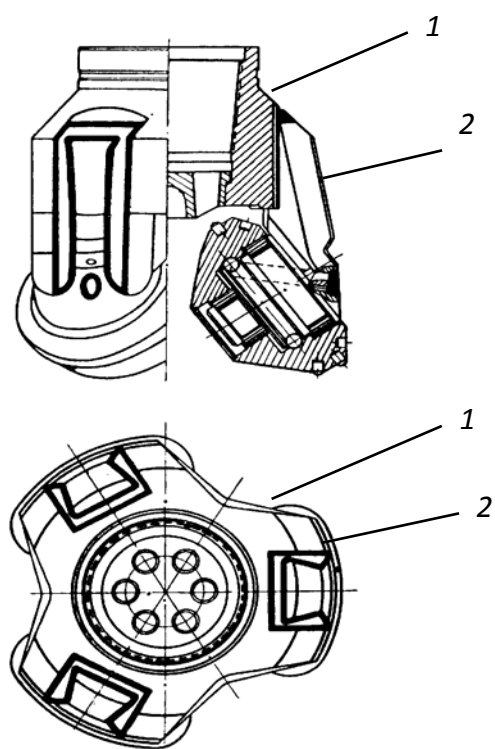


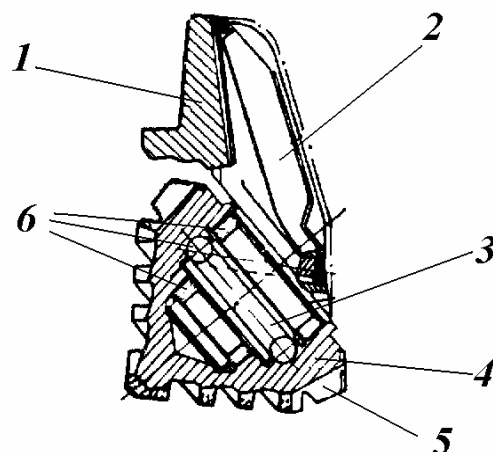
Рисунок 1 – Схема расположения долот на забое

Общий вид бурового долота со вставными штырями приведен на рис. 2, а секции долота на рис. 3.



**Рисунок 2** – Общий вид трехшарошечного штыревого бурового долота 490 К-ЦВ для РТБ:

1 – корпус; 2 - секция долота



**Рисунок 3** – Секция бурового долота:

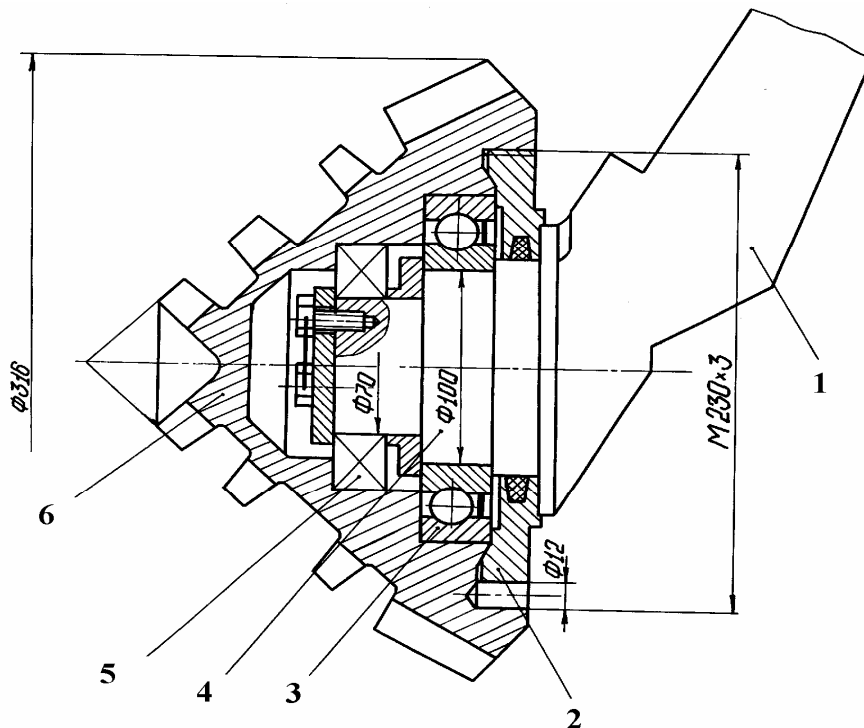
1 – корпус; 2- лапа; 3 – цапфа лапы; 4 – шарошка; 5 – зубья шарошки; 6 – тела качения

Многочисленные наблюдения за работой долот показали, что они выходят из строя из-за износа или полного разрушения зубьев и подшипников опор. Интенсивность изнашивания их неодинакова и, как правило, всегда превалирует или износ опоры, или износ зубьев. Идеальным случаем считается одновременный износ по двум параметрам, но он очень редко встречается.

Основными видами износа узлов долота являются следующие: ударно-абразивный износ, ударно-гидроабразивный, ударно-усталостный, ударно-тепловой, абразивный, коррозионный, износ схватыванием.

Так, по данным ОАО ГХК СШБ усредненный срок службы наиболее распространенных в Донбассе зубчатых трехшарошечных долот III 490 С-ЦВ может составлять 5-12 часов (для пород VII-VIII категорий по буримости). Причем, для указанных условий бурения, износ долот по вооружению составляет 30...40%, а по опорам 60...70%. Следовательно, срок службы долота в основном обуславливается стойкостью опоры. Обычно, буровой инструмент после его отработки не подлежит ремонту и восстановлению. То есть долота являются инструментами одноразового использования (хотя опора могла бы еще выдержать один рейс).

Для повышения срока службы долот предлагается вариант конструкции ремонтнопригодного долота (рис. 4). При этом предусматривается изготовление конструкции долот с использованием ремонтнопригодных деталей - корпуса (одна из самых дорогих деталей), лап и шарошек, как заводского изготовления, так и бывших в употреблении (с износом менее 50%).



**Рисунок 4** – Конструкция секции ремонтного долота, собранная из бывших в употреблении лап и шарошек после их механической обработки

На рисунке 4 представлена секция ремонтного долота которая собирается из механически обработанной бывшей в употреблении лапы 1, стандартизованных подшипников 3 (№ 214) и 5 (№ 220) и шарошки 6 заводского изготовления. Секция собирается следующим образом: на цапфу 4 лапы 1 устанавливается крышка 2 с наружной резьбой, подшипник 3, дистанционное кольцо, подшипник 5, шайба которая закреплена на цапфе тремя болтами. После установки шарошки крышка 2 на опору завинчивается в шарошку до обеспечения заданного осевого и радиального зазоров в опоре. После этого крышка стопорится относительно шарошки штифтом и сваркой. Уплотнение опоры осуществлялось войлочным кольцом, расположенным в крышке 2. Использование серийных подшипников общего машиностроения может быть неэффективно из-за быстрого выхода из строя войлочного уплотнения, разрушения сепараторов абразивной промывочной жидкостью и хрупкого разрушения колец.

Учтя указанные недостатки, предлагается конструкция долота, в котором шарошки устанавливались бы на отожженных (с целью снижения хрупкости колец) подшипниках 214 и 220.

УДК 622.24

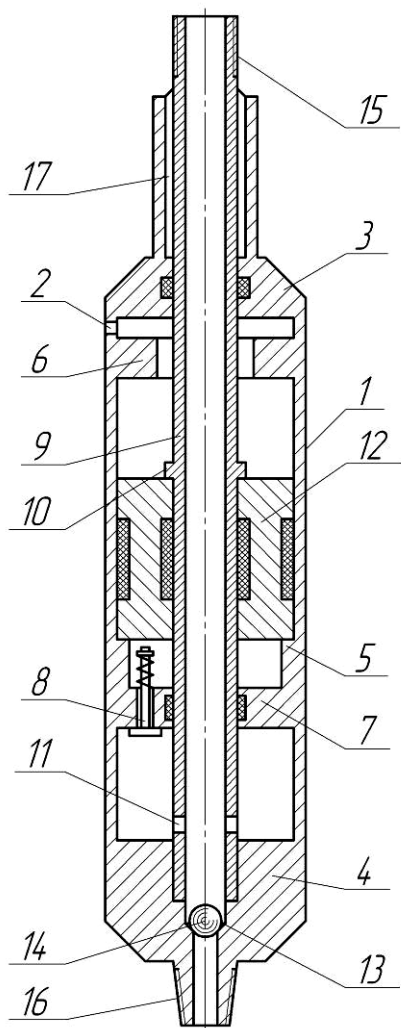
## ВДОСКОНАЛЕНИЙ УДАРНИЙ МЕХАНІЗМ ДЛЯ ЛІКВІДАЦІЇ ПРИХВАТІВ В СВЕРДЛОВИНАХ З НИЗЬКИМ ДИНАМІЧНИМ РІВНЕМ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ

**Дерягіна Д.А.**, група ТТРм-09

Донецький національний технічний університет, Україна

*Науковий керівник – доцент, к.т.н. Каракозов А.А.*

Розроблений ударний механізм відноситься до пристроїв для ліквідації прихватів бурового снаряда, що реалізують гідростатичний тиск стовпа рідини в бурильних трубах. Це дозволить застосовувати його для ліквідації прихватів у сухих свердловинах та у свердловинах з низьким статичним рівнем рідини, які обумовлені катастрофічним поглинанням.



**Рисунок 1** – Конструктивна схема ударного механізму

Розроблена конструктивна схема, по якій подані заявки на винахід і корисну модель «Пристрій для ліквідації прихватів бурового снаряда» (заявки А 2009 13164 від 17.12.2009 та У 2009 13557 від 25.12.2009).

Конструктивна схема пристрою показана на рис. 1.

До складу пристрою для ліквідації прихватів бурового снаряда входять корпус 1 із радіальними отворами 2, верхнім і нижнім перехідниками 3 і 4 і уступом 5 на внутрішній поверхні. З корпусом 1 з'єднані ковадло 6 і перегородка 7 з клапаном 8. Шток 9 з обмежувачем 10 і радіальними отворами 11 встановлений в осьових отворах ковадла 6 і перегородки 7 концентрично з корпусом 1. Радіальні отвори 11 штока 9 розміщені нижче перегородки 7, при цьому зазор між нею і штоком 9 ущільнений. Між уступом 5 і обмежувачем 10 встановлено поршень-бойок 12. В нижньому перехіднику 4 встановлено сідло 13 зворотного клапана 14. В верхній частині штока 9 виконана різьба 15 для з'єднання з бурильними трубами (не показані), а в нижньому перехіднику 4 корпуса 1 – різьба 16 для з'єднання з прихваченим снарядом (не показаний). Між штоком 9 та верхнім перехідником 3

виконано шліцьове з'єднання 17.

Пристрій працює таким чином. Він застосовується у свердловинах з низьким рівнем промивальної рідини над вибоєм. При використанні після виникнення прихвату в свердловині, він спускається до прихваченого об'єкта на бурильних трубах, з'єднаних зі штоком 9 різьбою 15. При цьому зворотний клапан 14 може бути відсутній. Тоді, у разі потреби, промивання вибою свердловини здійснюється через осьові канали пристрою. При з'єднанні пристрою з прихваченим буровим снарядом нижнім перехідником 4 з різьбою 16, до якої може додатково кріпитися ловильний інструмент, обертання від бурильних труб передається на нього через шток 9, шліцьове з'єднання 17, верхній перехідник 3 і корпус 1. Потім по бурильних трубах скидається зворотний клапан 14, який сідає у сідло 13 і перекидає осьовий канал у нижньому перехіднику 4. Далі бурильні труби за допомогою насоса заповнюються промивальною рідиною таким чином, щоб рівень рідини в них був значно вищий, ніж у свердловині. При цьому зворотний клапан 14 не дає рідині витікати з порожнини бурильних труб. Поршень-бойок 12 залишається на уступі 5 під дією власної ваги і тиску промивальної рідини у свердловині, який діє над поршнем-бойком 12 у порожнині корпусу 1, зв'язаний зі свердловиною отворами 2.

Для нанесення удару дають натяг бурильним трубам і піднімають шток 9 у крайнє верхнє положення. При цьому радіальні отвори 11 у штоку 9 піднімаються вище перегородки 7 і з'єднуються з порожниною під поршнем-бойком 12, і в неї починає перетікати рідина з порожнини бурильних труб. Оскільки тиск під поршнем-бойком 12 більший, ніж над ним, так як рівень рідини в бурильних трубах значно більший, ніж в свердловині, то поршень-бойок 12 рухається вгору і наносить удар по ковадлу 6. При цьому рідина з порожнини над поршнем-бойком 12 витискається у свердловину через отвори 2.

Для нанесення повторного удару бурильні труби подаються вниз. Шток 9 обмежувачем 10 давить на поршень-бойок 12 і переміщує його вниз до уступа 5. При цьому рідина з-під поршня-бойка 12 витискається в порожнину бурильних труб через отвори 11. Коли вони зрівнюються з перегородкою 7, рідина з-під поршня-бойка 12 буде витискатися у порожнину бурильних труб через клапан 8.

Удари, які передаються на прихвачений снаряд під час роботи пристрою, призводять до звільнення снаряду від прихвату.

Пристрій також може включатися до складу бурового снаряда. При цьому в процесі буріння свердловини обертальний момент на вибій передається шліцьовим з'єднанням 17, зусилля осьового навантаження – обмежувачем 10 на поршень-бойок 12 і уступ 5 корпусу 1. У випадку виникнення прихвату зворотний клапан 14 скидають по бурильних трубах і він сідає у сідло 13. Подальша робота пристрою аналогічна.

Для розробленого пристрою під час ліквідації прихвату колонкової труби діаметром 89 мм в залежності від швидкості бойка досягається наступна сила удару (табл. 1).

**Таблица 1** - Залежність сили удару в прихваченому снаряді від швидкості бойка пристрою

Швидкість бойка пристрою при ударі, м/с	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
Зусилля в прихваченому снаряді, кН	34	68	102	136	170	204	238	273	307	341

На підставі теоретичного аналізу робочого циклу механізму запропоновані рекомендації з величини ходу бойка залежно від рівня промивної рідини в свердловині, які наведені в табл. 2 (для пристрою діаметром 89 мм, при масі бойка 10-30 кг, незаповненій свердловині і неньютонівській рідині).

**Таблица 2** – Рекомендації з вибору ходу бойка ударного механізму

Рівень рідини в бурильних трубах, м	Хід бойка, см
200	26-30
300	75-80
400	150-160
500	200-250

УДК 622.248.6

## КОНСТРУКЦИЯ КОМБИНИРОВАННОГО ЛОВИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА ФРЕЗЕР- МЕТЧИКА

**Дубовая К.И.**, группа ТТР-06

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – к.т.н, доцент: Петтик Ю.В.*

Во время аварий при бурении шахтных стволов и скважин большого диаметра нередко аварии связанные с обрывом долота, которое падает на забой. Оборванный бур может упасть на забой. При этом из-за смещения центра масс долота в сторону утяжелителя долото поворачивается вокруг горизонтальной оси



на 180°. При цьому робоча поверхня з шарошками буде звернена вгору.

На робочій поверхні долота існує ерліфтне отвір  $\varnothing 330$  мм, яке, як правило, засипано породою. Крім цього існують 2 – 3 отвори під шарошкодержателі, які заварені кришками зі сталі товщиною 3 мм.

Таким чином ввести ловильне пристосування в отвір для захоплення неможливо. Для ліквідації аварій в такому випадку пропонується нова конструкція ловильного інструмента фрезера-метчика.

Особливістю конструкції інструмента є те, що він складається з двох частин: нижньої – фрезера з зубцями облицьованими твердим сплавом («реліт») і верхньої – спеціального конічного метчика.

Роботає інструмент наступним чином. Фрезер-метчик опускають в ствол на бурильній колонні. Останні 30 – 40 см до долота бурильну колонну опускають з обертанням 3–5 об/хв і включеним ерліфтом. Осеве навантаження при цьому не повинно перевищувати 50 – 100 кН. Фрезер можна виготовляти праворезущим. Відповідно різьба на метчику теж права.

Після прорізання заглушки в роботу вступає метчик. При вході метчика всередину отвір на короткий час зменшується вага колонни. Потім повільно роблять 2 – 3 обороти при навантаженні 12 – 30 кН закріплюють метчик. Метчик докріплюють при навантаженні 15 – 35 кН при неповних оборотах стола ротора (0,3 – 0,5 оборота) до «отдачі» (на 0,5 – 1 оборот). Зменшення навантаження на крюку свідчить про те, що метчик нарізав різьбу і з'єднався з долотом.

Потім починають роботи по звільненню долота з розхвлюванням і ерліфтною промивкою.

УДК 622.24

## **ВДОСКОНАЛЕННЯ ГІДРОУДАРНИКА ДЛЯ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН**

**Дутова О.В.**, група ТТРм-09

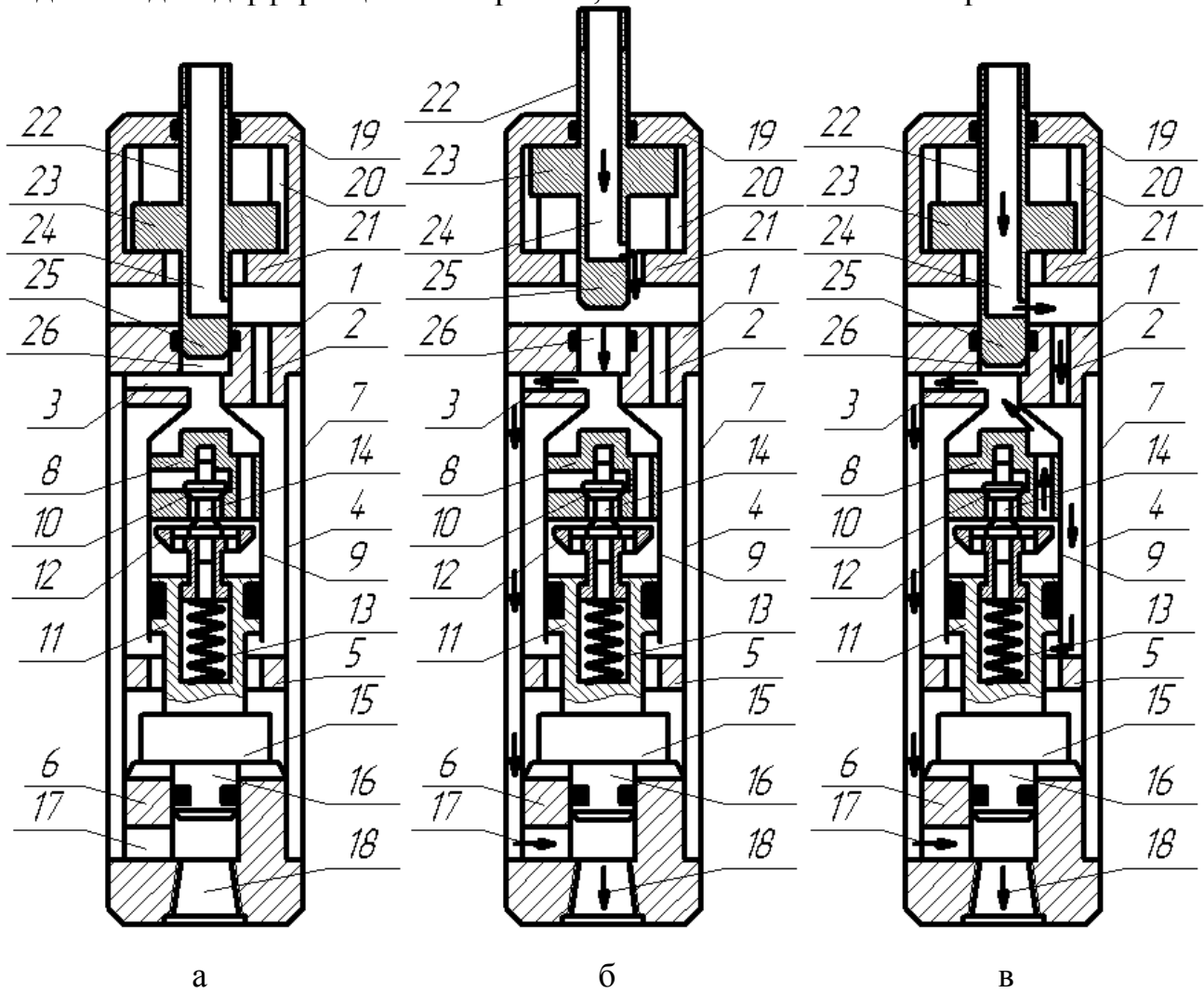
Донецький національний технічний університет, Україна

*Науковий керівник – доцент, к.т.н. Каракозов А.А.*

При бурінні свердловин традиційно застосовуються гідроударники одиначної дії з прямим активним ходом бойка. Але вони мають значно нижчі параметри, ніж гідроударники подвійної дії, які досить гарно зарекомендували себе при бурінні свердловин в декількох породах на шельфі.

Для буріння геологорозвідувальних, технічних або дегазаційних свердловин в складі гідроударника повинен бути вузол, який дозволяє здійснювати промивання свердловини без включення гідроударника в роботу. В цьому напрямку і проводилося вдосконалення конструктивної схеми гідроударника

подвійної дії з диференційним поршнем, схема якого показана на рис. 1



**Рисунок 1** – Схема вдосконаленого гідроударника

а – загальний вид; б – гідроударник під час спуску в свердловину;  
в – гідроударник під час буріння.

До складу гідроударника входить розподільний перехідник 1 з впускним отвором 2 та випускним отвором 3. Розподільний перехідник 1 з'єднаний корпусом 4 з верхнім та нижнім ковадлами 5 і 6, а кожухом 7 – з нижнім ковадлом 6. До розподільного перехідника 1 приєднана клапанна коробка 8 з циліндром 9. В клапанній коробці 8 також розміщений впускний клапан 10. Всередині циліндра 9 розміщений поршень 11, в осьовій проточці якого встановлений випускний клапан 12 з пружиною 13, з'єднаний з впускним клапаном 10 штовхачем 14. Поршень 11 з'єднаний з бойком 15, в нижній частині якого виконано шток 16, встановлений в нижньому ковадлі 6, в якому виконані радіальний і осьовий канали 17 і 18, з'єднані з зазором між корпусом 4 і кожухом 7. Над розподільним перехідником 1 розташований перехідник 19 з повздовжніми пазами 20 і уступом 21. В перехіднику 1 установлений шток 22 з кулачками 23, розміщеними в пазах 20, і каналом 24. В нижній частині штока 22 виконана пробка 25, яка вставлена в

перепускний отвір 26 в розподільному перехіднику 1, з'єднаний з випускним отвором 3.

Гідроударник працює таким чином. Він включається до складу бурового снаряду, де встановлюється над долотом або колонковим набором (не показані), і спускається в свердловину, при цьому під дією власної ваги гідроударника, шток 22 займає верхнє положення відносно перехідника 19.

При цьому рідина рухається від джерела тиску і через канал 24 в штоку 22 проходить в перепускний отвір 26 в розподільному перехіднику 1, далі через випускний отвір 3 виходить до кільцевого зазору між корпусом 4 та кожухом 7, а потім через радіальний і осьовий канали 17 і 18 в нижньому ковадлі 6 рідина проходить на вибій свердловини.

Після встановлення бурового снаряду на вибій, під дією осьового навантаження шток 22 займає нижнє положення відносно перехідника 19. При цьому пробка 25, виконана в нижній частині штока 22, перекриває перепускний отвір 26 в розподільному перехіднику 1. Рух рідини у гідроударнику змінюється, і він включається в роботу.

Рідина рухається від джерела тиску і через канал 24 в штоку 22 проходить в впускний отвір 2 і далі через кільцевий зазор між корпусом 4 та циліндром 9 проходить до порожнини циліндра 9 під поршень 11. При цьому впускний клапан 10 закритий, а випускний клапан 12 відкритий. Під дією тиску рідини у підпоршневій порожнині циліндра 9 поршень 11 починає рухатись вгору, при цьому випускний клапан 12 штоухачем 14 спирається у впускний клапан 10 і залишається на місці, що приводить до стискання пружини 13. Рідина з надпоршневої порожнини циліндру 9 через вихлопні канали клапанної коробки 8 проходить через випускний отвір 3 до кільцевого зазору між корпусом 4 та кожухом 7, а потім радіальний і осьовий канали 17 і 18 в нижньому ковадлі 6 рідина проходить на вибій свердловини. Поршень 11 продовжує свій рух і наносить удар по випускному клапану 12. При цьому, за рахунок енергії удару і під дією зусилля пружини 13, яке передається штоухачем 14, впускний клапан 10 відкривається. Поршень 11 продовжує свій рух за інерцією, а випускний клапан 12 під дією пружини 13 перекриває вихлопні канали в клапанній коробці 8. Бойок 15, який з'єднаний з поршнем 11, рухається разом з ним і наносить удар по верхньому ковадлу 5. Тиск у надпоршневій та підпоршневіх порожнинах циліндру 9 стає однаковим, але, за рахунок того, що площа поршня 11 зверху більша ніж його площа знизу на величину площі штоку 16, то виникає сила, яка примушує поршень 11 рухатись вниз. При цьому рідина проходить до надпоршневої порожнини циліндру 9 через відкритий впускний клапан 10 і канали в випускному клапані 12. Поршень 11 рухається вниз, а випускний клапан 12 залишається закритим до того часу, коли поршень 11 нанесе удар по виступу в його нижній частині. Тоді випускний клапан 12 відірветься від клапанної коробки 8 і стане рухатись вниз. При цьому впускний клапан 10 закривається. Поршень 11 продовжує свій рух за інерцією, і бойок 15 наносить удар по нижньому ковадлу 6. Енергія удару передається на вибій і руйнує породу. Далі цикл роботи гідроударника повторюється.

При бурінні осьове навантаження передається через шток 22 і кулачки 23 на уступ 21, а далі через корпус 7 та нижнє ковадло 6 – на вибій свердловини. Обертальний момент передається від штока 22 через кулачки 23, вставлені в пази 20, на перехідник 19, а далі через корпус 7 та нижнє ковадло 6 – на вибій свердловини.

УДК 622.24

## **ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ И ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ГИДРОУДАРНИКА ГУ-132**

**Декунова В.С.**, группа БСм-09

Донецкий национальный технический университет, Украина  
*Научный руководитель – профессор, д.т.н. Калиниченко О.И.*

В последние годы, как в отечественной, так и в зарубежной практике, наблюдается тенденция активного применения ударно-вращательного бурения скважин, обусловленная потенциальными возможностями способа обеспечить рост механической скорости бурения в разнообразных горно-геологических условиях, а также решить задачи повышения качественных показателей и экономичности буровых работ.

Количество и значимость технологических параметров ударно-вращательного бурения больше, чем для других известных способов. Это предполагает существенное расширение диапазона для выбора режимов (сочетаний технологических параметров) в зависимости от свойств пород и горно-геологических условий бурения. При этом в схеме разрушения пород на забое доминирующим является соотношение между ударной мощностью  $N_u$  и мощностью на вращение  $N_v$ , а именно  $N_u \geq N_v$ . На сегодня, при достаточно убедительных данных по разработкам технологических режимов ударно-вращательного бурения, задача технического обеспечения необходимого значения ударной мощности до настоящего времени является наименее подготовленной. Причем в значительной степени это относится к разработкам погружных гидроударных машин.

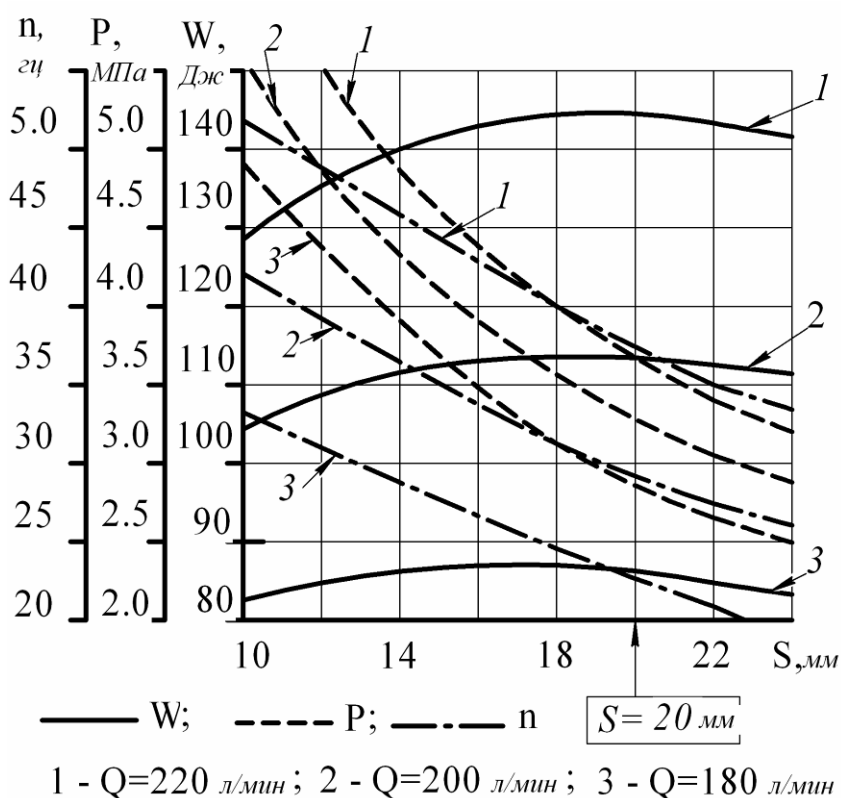
В условиях разведочного бурения, где решающим является обеспечение эффективной работы гидроударников при относительно малом расходе жидкости, весьма прогрессивными являются механизмы двойного действия (ГДД). Несмотря на то, что такие машины характеризуются сложной кинематикой рабочего процесса и системой распределения жидкости, требующей большого количества уплотнений и внутренних каналов для ее прохода, разработка гидроударника по схеме ГДД обусловлена возможностью создания механизмов со сравнительно высоким КПД, большой энергией и частотой ударов при небольшой подаче промывочной жидкости. Отмеченная

особенность явилась предпосылкой использования схемы ГДД при разработке гидроударника Г-132 для бурения скважин диаметром 132 мм по заданию Правобережной геологической экспедиции ПДРГП «Північгеологія».

При создании ГУ-132 наибольшие трудности возникли при выборе необходимого сочетания конструктивно-технологических параметров гидроударника вследствие жесткого лимитирования диаметра корпуса механизма  $d_{\text{к}}=108$  мм и имеющейся области допустимых характеристик привода буровых насосов, прежде всего, по допускаемому значению давления. Это в свою очередь поставило в разряд технических ограничений рабочую площадь поршня  $f$  и массу бойка  $m_6$ :  $f \leq 16,5 \text{ см}^2$ ;  $m_6 = 35-40$  кг.

В условиях отмеченных ограничений получение характеристик гидроударника для создания выгодных условий разрушения пород сужено возможностью варьирования величиной рабочего хода  $S = S_{\text{отт}} = 20$  мм, при котором силовые характеристики гидроударника достигают максимального значения (рис.1).

На основании проведенных исследований разработан и испытан в лабораторных условиях гидроударный механизм ГУ-132, с наружным диаметром корпуса 108 мм.



**Рисунок 1** - Зависимость рабочих параметров ГУ-132 от величины рабочего хода бойка:

$n$  - частота ударов бойка;  $P$  - рабочее давление;  
 $W$  - энергия удара;  $Q$  - расход жидкости

## СНАРЯД ДЛЯ ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ТАМПОНИРОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ ДИАМЕТРОМ 93 ММ

**Дорош В.В.**, группа БС-06

Донецкий национальный технический университет, Украина  
*Научный руководитель – доцент, к.т.н. Рязанов А.Н.*

Тампонажный снаряд представляет собой двойную колонковую трубу с верхним и нижним переходниками. Он состоит из двух секций длиной по 9 м. При необходимости количество секций можно увеличить до трех и более.

На конце снаряда имеется смесительное устройство, состоящее из стакана, конуса и кольца. Во время спуска снаряда смесительное устройство перекрывается ступенчатой деревянной пробкой. Для удержания пробки и герметизации нижнего конца тампонажного снаряда зазоры между ними уплотняются сальниковой набивкой. Наружные колонковые трубы соединяются обычными ниппелями, внутренние – специальными. Для центрирования внутренних колонковых труб в наружных на ниппели навариваются от четырех до шести ребер.

Перед опусканием снаряда собирают его нижнюю секцию, смесительное устройство, нижний переходник, внутреннюю и наружную колонковые трубы. На ступенчатую пробку наматывают набивку и легким ударом молотка загоняют ее до упора. Затем нижнюю секцию опускают в скважину и на хомутах устанавливают над устьем. В снаряд опускают и завинчивают внутреннюю колонковую трубу, а затем начинают заливку ускорителя (жидкого стекла, хлористого кальция). Ускоритель не доливают на 20-30 см. Этот интервал заполняется глинистым раствором, играющим роль разделителя. После этих операций навинчивают верхний переходник, тампонажный снаряд опускают в скважину и устанавливают выше зоны поглощения.

Приготовление цементного раствора начинают после или во время спуска снаряда. Тщательно перемешанный раствор закачивают насосом по колонне бурильных труб. Попадая в снаряд, цементный раствор движется в межтрубном пространстве. Через отверстия в нижнем переходнике раствор попадает в смесительный конус и выдавливает пробку. Одновременно часть его через шайбу в верхнем переходнике попадает во внутреннюю колонковую трубу и способствует выдавливанию ускорителя в смесительное устройство.

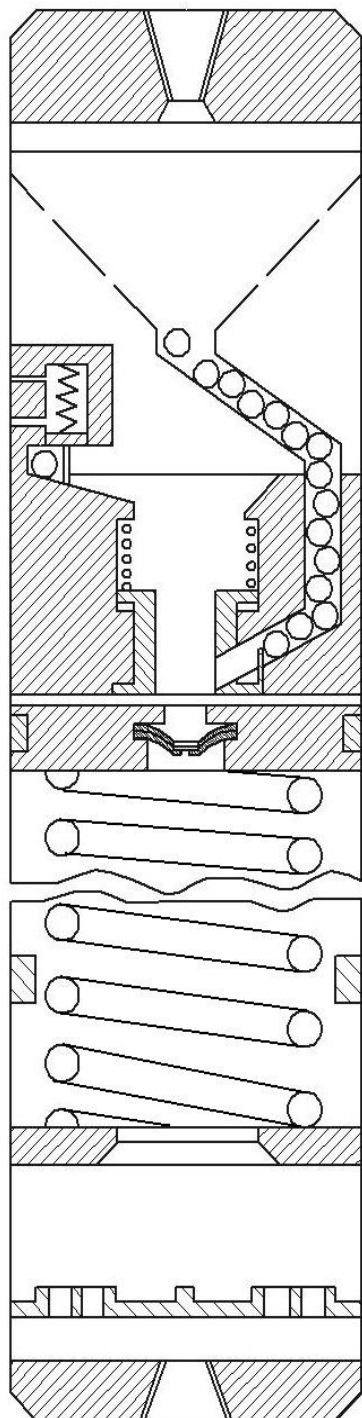
Хорошее перемешивание растворов в смесителе достигается концентрическим расположением отверстий в нижнем переходнике и сужением проходного отверстия в конусе. С помощью сменной шайбы в нижнем переходнике можно добиться нужного соотношения растворов, поступающих в смеситель, и обеспечить необходимые параметры быстросхватывающейся смеси.

## ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ УДАРНЫЙ МЕХАНИЗМ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ

**Зубрыкина Е.В.**, группа ТТР-06

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – доцент, к.т.н. Русанов В.А.*



**Рисунок 1 –**  
Гидравлический яс

При сооружении разведочных скважин в них могут возникать различные аварии и осложнения. Потери времени на ликвидацию аварий считаются особым видом простоя, убытки от них относятся на результаты хозяйственной деятельности предприятия.

Механический метод ликвидации прихватов в настоящее время наиболее распространен при разведочном бурении. Он имеет много разновидностей, основанных на механическом воздействии на расклиненный снаряд.

1. Извлечение прихваченного снаряда по частям при помощи левого инструмента с последующим обуриванием или фрезерованием колонкового набора, или бурением внутри него.

2. Выкручивание прихваченной колонны под натяжкой.

3. Освобождение снаряда домкратами.

4. Взрывание или торпедирование.

5. Ликвидация прихватов выбивными приспособлениями.

Разработанное устройство (рис. 1) состоит из корпуса с наковальней и установленного в корпусе подпружиненного ударного поршня с седлом. Яс имеет пусковой узел в виде камеры с шаром и поршнем, фиксирующим шар в исходном положении. Яс также имеет автомат подачи запорных элементов (шаров). Седло ударного поршня выполнено упругим.

Гидравлический яс включается в компоновку колонны бурильных труб. В процессе бурения промывочная жидкость проходит внутри корпуса и подаётся к забою скважины. При этом ударный поршень находится под действием пружины в крайнем верхнем положении, соприкасаясь с наковальней. В случае возникновения прихвата

бурильная колонна натягивается талевой системой и в полости труб при помощи насоса повышается давление. Тогда управляющий поршень за счёт разности давления перемещается вверх до упора, освобождая пусковой шар, который попадает в седло. Поскольку канал для прохода жидкости оказывается перекрытым, то при дальнейшей работе насоса давление в полости труб увеличивается и под его действием ударный поршень перемещается вниз до упора в ограничитель, сжимая пружину. Кроме того, действующее давление дополнительно растягивает в вертикальном направлении бурильную колонну.

При достижении расчётного давления запорный элемент продавится через седло, разомкнув лепестки его нижней цанговой втулки. Тогда за счёт резкого снятия давления в материале колонны бурильных труб проходит волновой импульс, встряхивающий колонну и возбуждающий колебания в зоне прихвата. Одновременно ударный поршень, разгоняемый пружиной, перемещается вверх и наносит удар по наковальне, который передаётся на прихваченный снаряд. В этот момент запорный элемент, находившийся в полости подводящего канала, выпадает через боковое окно в канал стакана и далее попадает в седло ударного поршня. Цикл работы повторяется.

УДК 65.015.11

## **РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИЙ УНИВЕРСАЛЬНЫХ ДОЛОТ ДЛЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК РОТОРНОГО ТИПА**

**Карчевский А.И.**, группа БСс-09

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – к.т.н, доцент Петтик Ю.В.*

Одним из основных способов проходки шахтных стволов и скважин большого диаметра является бурение. В угольной промышленности Украины широко используется бурение роторными установками фирмы «WIRTH».

Особенностью каждой роторной установки является то, что она комплектуется долотом определенного диаметра. При этом стоимость буровой установки составляет порядка 8 млн. \$ США, а стоимость одного долота около 600 тыс. \$ США. При этом соблюдается принцип: одна установка – одно долото – один диаметр скважины.

Предлагается разработать конструкцию универсального долота, которое позволило бы бурить скважины различных диаметров, используя при этом базовое долото (долото наименьшего диаметра входящего в комплект) и дополнительные сменные элементы долота, позволяющие бурить, как минимум 3-4 смежных диаметра в сторону их увеличения относительно базового.



На первом этапе концептуального проектирования конструкции долот были рассмотрены четыре основные варианта конструкции.

Базовый вариант – это классическое исполнение фирмы «WIRTH», жесткая конструкция без возможности изменения диаметра.

Второй вариант – плоский - кольцевой, напоминающий русскую «матрешку», т.е. на базовый вариант долота сверху монтируют дополнительные кольца, различного диаметра снабженные шарошками.

Третий вариант – (лучевая конструкция), диаметр увеличивается за счет увеличения вылета лучей с шарошками.

Четвертый вариант - кольцевой-торцевой, при этом диаметр долота регулируют за счет расширительных сегментов-колец (имеющих снизу шарошки), соединяемых одно к другому в торец.

УДК 622.24

## ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ПРОМЫВКИ ПРИ БЕСКОЛОННОЙ ПРОХОДКЕ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МОРСКИХ АКВАТОРИЙ

**Кошеверова Е.В.**, группа БСм-09

*Донецкий национальный технический университет, Украина  
Научный руководитель – профессор, д.т.н. Калиниченко О.И.*

Прогрессивным направлением повышения производительности и рентабельности бурения инженерно-геологических скважин на шельфе является развитие и широкое использование новой технологической схемы бесколлонной проходки скважин глубиной до 50 м. Схема реализуется с помощью погружного гидроударного бурового снаряда (ПБС) и предусматривает использование в течение рейса двух способов разрушения пород на забое: с отбором керна за счет частотно-ударного погружения бурового снаряда в осадки, а также без отбора керна за счет размыва пород на заданном или пройденном без крепления интервале при неработающем гидроударном механизме [1].

ПБС представляет собой структурный синтез гидроударного бурового снаряда (ПБС-127) и двух пусковых узлов для дистанционного изменения способа бурения в процессе рейса. При этом с помощью верхнего узла (ВПУ) производится запуск гидроударника на фазе отбора керна, а нижним пусковым узлом (НПУ) создаются условия для работы ПБС-127 в режиме гидромониторного размыва пород при неработающем гидроударнике. Наиболее проблемным интервалом в технологическом цикле проходки скважин является

фаза перехода от интенсивного гидромониторного разрушения пород на забое при максимальном расходе жидкости ( $Q_{\max}$ ), на режим промывки с пониженной подачей жидкости ( $Q$ ), соответствующей номинальной величине расхода для эффективной работы гидроударника. Очевидно, в этот промежуток времени в скважине формируется зона, где в процессе ее промывки часть песка находится во взвешенном состоянии, практически не меняя свою вертикальную координату. Поэтому даже при кратковременной остановке насоса, перед срывом керна, как правило, подъем снаряда затруднялся вследствие быстрого оседания песка и заполнению им всего объема кольцевого зазора между ПБС и стенками скважины.

Задача определения минимально необходимого расхода воды, при котором обеспечивается подъема частиц песка по стволу скважины, решалась путем моделирования системы «буровой снаряд-скважина» с использованием программного продукта АНСИС. При составлении модели использованы фактические размеры ПБС-127М [1] и режимные параметры привода, соответствующие работе гидроударного механизма как на фазе пробоотбора, так и на фазе гидроразмыва. Данные моделирования в виде графического и цифрового материала характеризовали состояние ствола скважины, при этом обеспечивалась постоянная фиксация диаметра скважины и скорости потока жидкости по стволу скважины. Полученный характер эрозии ствола и закон распределения скорости потока по сечению скважины обеспечил возможность использовать схему расчета движения твердых частиц в потоке воды, восходящем по кольцевому пространству при бурении забойными механизмами, предложенную Л.П. Шумиловым [2]. В результате исследований установлен необходимый режим промывки в период пробоотбора, соответствующий условию  $Q_{\max} \geq 430 \dots 450$  л/мин. Предложено техническое решение задачи в виде универсального ВПУ, выполняющего дополнительно функции делителя потока жидкости. На фазе отбора керна при подаче в гидросистему  $Q_{\max}$ , дроссельные каналы ВПУ с помощью клапана делителя распределяют расход жидкости на два потока. Часть жидкости  $Q = 300 \dots 320$  л/мин поступает в рабочие камеры гидроударного механизма, остальной объем ( $\approx 120$  л/мин) выходит над ПБС в скважину. В дальнейшем, оба потока суммируются, и по стволу скважины обеспечивается расход жидкости, близко соответствующий  $Q_{\max}$ .

### Библиографический список

1. Калиниченко О.И., Зыбинский П.В, Каракозов А.А. Гидроударные буровые снаряды и установки для бурения скважин на шельфе. – Донецк: «Вебер» (Донецкое отд.), 2007. – 270 с.
2. . Гидравлика в бурении (Вопросы теории и практики). Труды ВНИИБТ –М: Недра, 1965.-Вып.15. – с. 82-105.

## ГИДРОУДАРНЫЙ МЕХАНИЗМ ДВОЙНОГО ДЕЙСТВИЯ С ПОВЫШЕННЫМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ ПОКАЗАТЕЛЯМИ

**Киселева И.А.**, группа ТТР-06

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – доцент, к.т.н. Русанов В.А.*

Одним из самых распространенных, многообразных, сложных и трудоёмких типов аварии в разведочном бурении являются прихваты, характеризующаяся полным или частичным прекращением движения бурового инструмента даже при повышении осевых усилий.

Прихват может быть вызван оседанием шлама при прекращении циркуляции промывочной жидкости, кусками породы, вываливающимися из стенок скважины, уроненными в скважину мелкими предметами, прижогом коронки, т.е. спеканием её горной породой или шламом на забое.

Возникновение прихвата снижает производительность труда и повышает себестоимость работ и увеличивает затраты времени на бурение скважины.

Одним из эффективных методов ликвидации прихватов является применение ударного устройства – гидравлического вибратора.

В настоящее время разработаны многочисленные конструкции гидравлических вибраторов, в той или иной мере применимых для ликвидации прихватов. Одной из наиболее перспективных конструкция является конструкция гидравлического вибратора двойного действия с дифференциальным поршнем и двухклапанным распределением рабочей жидкости, разработанная на кафедре «Технология и техника геологоразведочных работ» Донецкого национального технического университета.

Однако, применение их в практике буровых работ показало, определенное снижение эффективности удара бойка по наковальне и в целом КПД устройства. Этот недостаток, обусловленная тем, что поршень с бойком, набирая максимальную скорость на участке рабочего хода, теряет часть ее при перестановке клапанной группы за счет возникновения гидроторможения. Таким образом, скорость соударения бойка с наковальной будет меньше максимальной, достигаемой поршнем в процессе движения, что снижает КПД устройства и эффективность его работы.

С целью устранения указанного недостатка предлагается следующая конструкция гидравлического вибратора.

В его состав входят корпус с распределительным переходником, верхней и нижней наковальнями. К распределительному переходнику крепится клапанная коробка с цилиндром, в котором размещен поршень, снабженный хвостовиком, установленным в камере, выполненной в теле бойка. Клапанная группа представлена впускным и выпускным клапанами, втулкой и пружиной.

Хвостовик поршня снабжен фиксаторами для взаимодействия в крайних положениях с проточками, выполненными в камере.

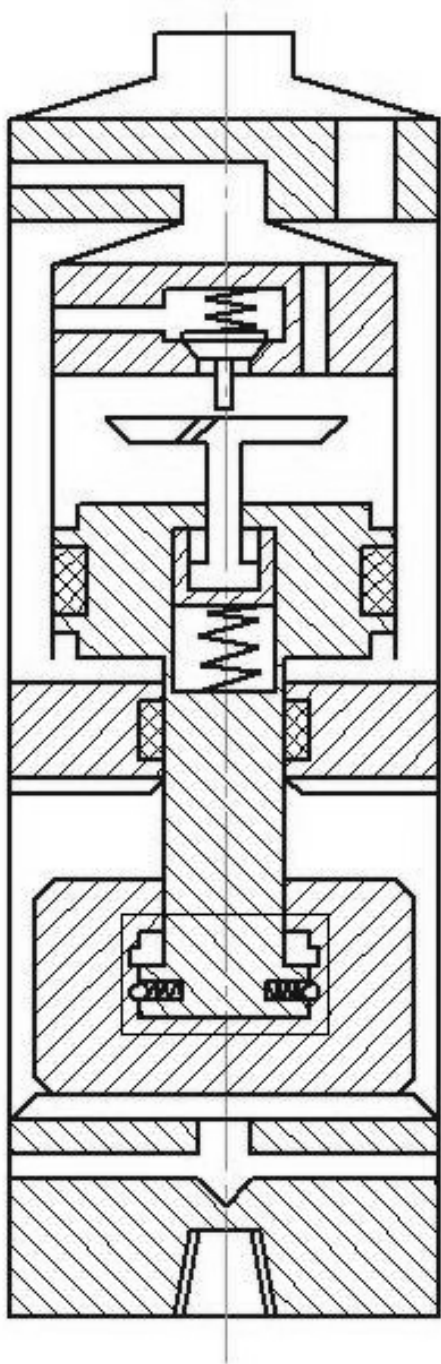


Рисунок 1 – Гидравлический вибратор

Гидравлический вибратор работает следующим образом.

Нижней наковальней он соединяется с прихваченным инструментом. В исходном состоянии поршень и боек находятся в крайнем нижнем положении, при этом фиксаторы размещаются в проточке, фиксируя поршень относительно бойка. Впускной клапан закрыт, а выпускной открыт.

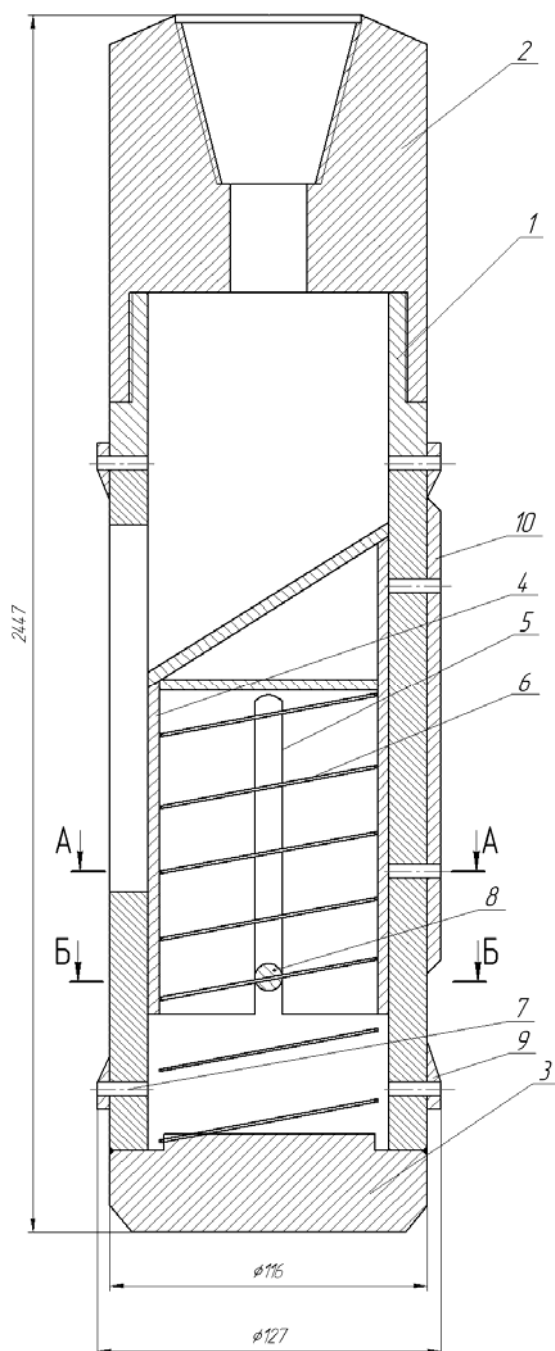
При подаче рабочей жидкости в гидравлический вибратор она поступает под поршень, перемещая последний вверх. После прохождения рабочего хода, когда поршень наберет максимальную скорость, он наносит удар по впускному клапану. Одновременно боек, двигавшийся вместе с поршнем, наносит удар по верхней наковальне. Поршень, продолжая двигаться вверх, проходит вместе с выпускным клапаном расстояние свободного хода. Открывается впускной клапан и рабочая жидкость начинает поступать и в надпоршневую полость цилиндра, тормозя поршень. Одновременно, поскольку боек остановился от удара по наковальне, а поршень продолжал движение, фиксаторы выходят из проточки и хвостовик занимает крайнее верхнее положение в камере.

## РАЗРАБОТКА УСОВЕРШЕНСТВОВАННОГО СНАРЯДА ДЛЯ БОКОВОГО ТАМПОНИРОВАНИЯ ЗОН ОСЛОЖНЕНИЙ

**Карпова А.В.**, группа БС-09м

Донецкий национальный технический университет, Украина

Научный руководитель – доц., к.т.н. Юшков И.А.



**Рисунок 1** – Снаряд бокового тампонирования

Основной технологической особенностью тампонирования скважин сухими быстросхватывающимися смесями (БСС) является доставка в заданный интервал тампонажного материала, его затворение водой и переработка специальными устройствами непосредственно в зоне геологического осложнения.

Объектом разработки и исследования является снаряд бокового тампонирования, который предназначен для тампонирования зон осложнений, находящихся в значительном удалении от забоя. Снаряд обеспечивает тампонирование с помощью сухих быстросхватывающихся смесей.

Разработка проводится в рамках выполнения магистерской исследовательской работы и предусматривает разработку конструкции снаряда для бокового тампонирования, определение и исследование рациональной рецептуры тампонажной смеси для ликвидации осложнения.

Предлагаемая конструкция снаряда для бокового тампонирования включает (рис. 1): переходник 2, предназначенный для соединения с бурильными трубами и корпусной трубой 1. На корпусной трубе находятся нижний и верхний конусы 9, которые прикреплены к телу трубы крепежными штифтами 7 и необходимы для ограничения растекания образующейся смеси в кольцевом

пространстве скважины.

По одной из стенок корпусной трубы выполнено окно для выхода пакетов с сухой тампонажной смесью. С противоположной стороны окна на корпусе тампонажного снаряда установлен эксцентрик 10, максимально приближенный к диаметру скважины.

В нижней части трубы на сварке крепится пробка 3.

Внутри трубы размещен сборный поршень 4, состоящий из направляющего откоса и пружины 6. На боковой поверхности поршня имеется продольный открытый паз, в который вставлена шпонка-штифт 8, благодаря которому поршень двигается без проворота.

В исходном положении поршень перекрывает окно в корпусной трубе, предотвращая преждевременное выпадение пакетов в ствол скважины.

Принцип действия снаряда для бокового тампонирувания заключается в следующем. Снаряд опускается на колонне бурильных труб в зону осложнения. Нижний и верхний конусы 9 уменьшают зазор между снарядом и стволом скважины, ограничивая распространение тампонажной смеси. По колонне бурильных труб подается промывочная жидкость. Пакеты со смесью под давлением промывочной жидкости перемещают поршень 4 вниз вдоль шпонки-штифта 8. Пружина 6 при этом сжимается, открывая окно в стенке трубы. Пакеты с сухой тампонажной смесью по направляющему откосу поршня попадают в окно между наружной стенкой снаряда и стенкой скважины. При вращении снаряда пакеты разрушаются эксцентриком, смесь от вращения разогревается и задавливается в тампонируемый горизонт.

УДК 622.24

## РАЗРАБОТКА АЭРАТОРА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

**Ковалев Д.Н.**, группа БСс-09

*Донецкий национальный технический университет, Украина  
Научный руководитель – профессор, д.т.н. Калиниченко О.И.*

Аэратор промывочной жидкости предназначен для бескомпрессорной аэрации промывочной жидкости непосредственно в нагнетательной линии. Применение кольцевого сопла обусловлено повышением величины разрежения за счет увеличения площади соприкосновения двух сред – жидкость и воздух.

Принцип действия аэратора. Промывочная жидкость подается буровым насосом к соплу. Вследствие большой скорости истечения жидкости из сопла в камере смесителя образуется вакуум и воздух из атмосферы через клапан

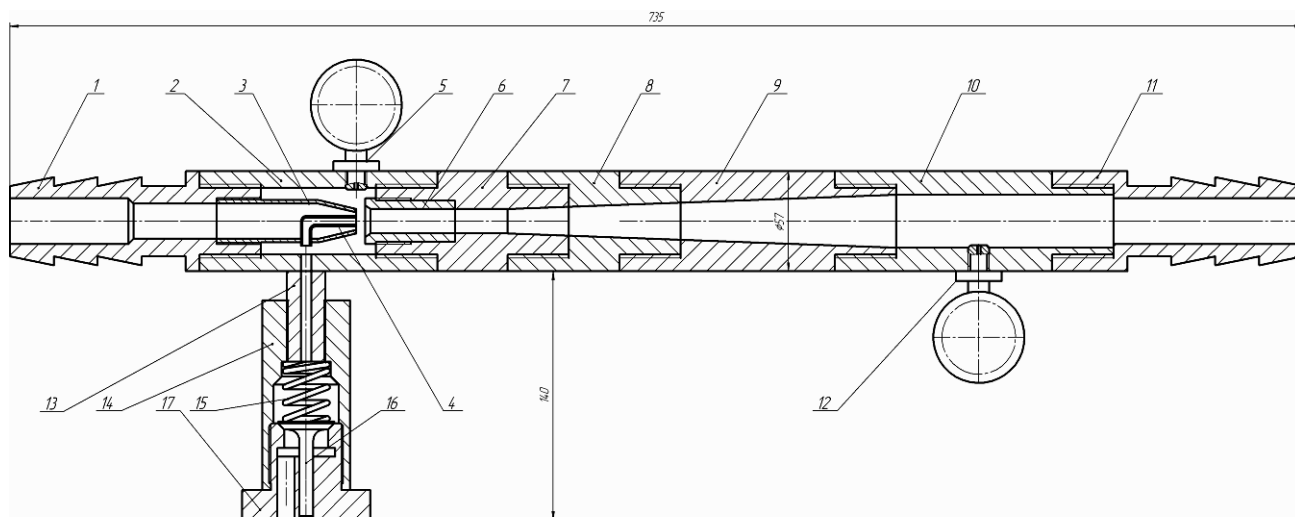
поступает в трубку и в камеру смесителя, образуя кольцевую струю. В камере смешения воздух перемешивается с промывочной жидкостью, затем смесь поступает в диффузор, где скорость ее уменьшается, а давление увеличивается. Наличие в жидкости ПАВ способствует процессу равномерного перемешивания ее с воздухом.

Контроль за работой аэратора осуществляется с помощью расходомера, вакуумметра и двух манометров. Первый манометр ставится на компенсаторе бурового насоса, второй – за диффузором в отверстии патрубка, он фиксирует величину гидравлических сопротивлений в нагнетательной линии за аэратором. Разность показаний манометров представляет собой перепад давления в аэраторе. Вакуумметр показывает величину разрежения, создающуюся в камере смесителя.

Аэратор может быть использован для аэрации всех промывочных жидкостей и эффективен при аэрации воды.

Технические данные:

Диаметр выходного отверстия сопла, мм	10
Диаметр воздушной трубки, мм	6
Диаметр камеры смешения, мм	12
Расход рабочего потока жидкости, л/мин	80-120



**Рисунок 1** - Аэратор промывочной жидкости (кольцевое сопло):

1,11 – ерш; 2, 10 - патрубок; 3 сопло; 4 – трубка воздушная; 5 – вакуумметр; 6 – втулка камеры смешения; 7 – ниппель; 8, 9 – диффузор; 12 – манометр; 13 штуцер; 14 – корпус клапана; 15 пружина; 16 – клапан; 17 седло клапана

## АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ, ЩО ХАРАКТЕРИЗУЮТЬ СКЛАДНІ УМОВИ СТВОРЕННЯ ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ СВЕРДЛОВИН

**Колесников М.О.**, група РТ-06

Національний гірничий університет, м. Дніпропетровськ, Україна

*Науковий керівник – професор, д.т.н. Кожевников А.О.*

Породи, в яких встановлюються фільтри, в основному представлені пухко-уламковими матеріалами різного механічного складу - від тонкозернистих до грубозернистих, гравелистих і галечникових відкладень включно. Водонесні горизонти, широко поширені в природі, за своїм віком відносяться або до сучасних утворень або ж до більш давніших, корінних, відкладень. Проте вік породи не визначає необхідної глибини свердловини. Дуже часто глибина буріння свердловин визначається не віковим співвідношенням, а геологічними структурами і топографічними умовами.

Глибина обумовлює методи буріння свердловин і їх діаметри, від яких у свою чергу залежить і вибір раціональних конструкцій фільтрів.

При спорудженні свердловин залежно від вимог, що пред'являються до них, можна вважати економічно доцільним установку фільтрів у водонесних горизонтах потужністю від 2 м і більш.

У разі розтину свердловиною декількох водонесних горизонтів прагнуть до установки фільтрів в таких породах, які зверху більш захищені від бактеріального забруднення.

За відсутності водонепроникної кривлі фільтр встановлюють в нижній частині розрізу для того, щоб подовжити шляхи фільтрації. Цей захід покращує санітарні умови роботи свердловини.

При обладнанні свердловин фільтрами, окрім санітарних вимог, необхідно враховувати і інші чинники, здатні впливати на їх продуктивність.

При установці фільтру в безнапірному водонесному горизонті для отримання стійкого дебіту при постійно працюючій фільтраційній і такій, що не оголюється, поверхні необхідно заглиблювати його під статичний рівень на таку глибину, при якій він не може оголитися у зв'язку з депресією, що походить від відбору води і зміни рівня під впливом метеорологічних і інших чинників.

При розкритті потужних водонесних горизонтів, положення фільтру в нижній частині розрізу зазвичай гарантує надійнішу роботу джерела водопостачання.

Положення фільтру в нижній частині розрізу забезпечує захоплення води, принесеної потоком, а в деяких випадках дозволяє забирати воду за рахунок використання статичних запасів. Такий водовідбір може відбуватися при тимчасовому або сезонному характері роботи свердловин.



На вибір раціональної конструкції фільтрів вельми істотно впливає літологічний склад порід, що оточують фільтр. Зазвичай дрібнозернисті піски мають слабкішу водовіддачу, ніж грубозернисті.

Дрібнозернисті піски можуть утворювати у фільтрах і стовбурах свердловин занесення, пробки, а також викликати піскування. Тому стараються запобігати установці фільтрів в дрібнозернистих пісках. Необхідно там, де це можливо, застосовувати гравійні обсіпання або шукати в розрізі ділянки, представлені крупнішими різностями пісків.

У породах четвертичного періоду дуже часто спостерігається зональне залягання пісків: дрібнозернистих у верхній частині розрізу і грубозернистих – в нижній; також на ділянках контактних зон частка піщано-гравійних відкладень збільшується.

У подібних випадках прагнуть до установки фільтрів в нижній частині розрізу, на ділянці грубозернистих різниць порід. Проте вказана закономірність в розташуванні пластів по вертикалі не завжди витримується.

У практиці нерідко зустрічається така будова водоносних горизонтів, коли крупні різниці приурочуються до верхніх шарів, а дрібніші - до нижніх. У цих випадках іноді застосовують метод штучного обвалення породи.

Кажучи про положення фільтру у водоносному пласті залежно від його потужності, не можна не зупинитися на питанні вибору його довжини. У цьому питанні різними фахівцями висловлюються різні точки зору. Деякі з них рекомендують встановлювати фільтр в межах всієї потужності водоносного горизонту. Проте такі загальні рекомендації не обґрунтовані. Перш за все, тому, що потужність шару може варіювати в широких межах до декількох десятків метрів, а іноді і сотень метрів. По-друге, умови обладнання і роботи фільтрів в напірних і безнапірних водоносних горизонтах різні.

Відомо, що при водовідборі навколо працюючих свердловин утворюються депресивні воронки, які в умовах безнапірних вод при установці довгих фільтрів можуть викликати оголення робочої частини фільтру.

Це явище небажане з двох точок зору: по-перше, марно пропадають праця і матеріали, витрачені на виготовлення верхньої, осушеної частини фільтру; по-друге, повітря, проникаюче по стовбуру свердловин в забій, в зоні сполучення фільтру з породою активно впливає на процес окислення, прискорюючи корозію і ускладнюючи процес видобування води. Тому бажано, щоб фільтри водозабірних свердловин, розрахованих на тривалий термін експлуатації, знаходилися постійно нижче за депресивну поверхню і мали над своїм верхнім краєм достатній стовп води, що гарантує нормальну роботу свердловини.



*На пленарном заседании X Всеукраинской научно-технической конференции студентов «Бурение»*

УДК 622.24

## РАЗРАБОТКА ВНУТРЕННЕГО ТРУБОРЕЗА

**Кортуков А.С.**, группа БСс-09

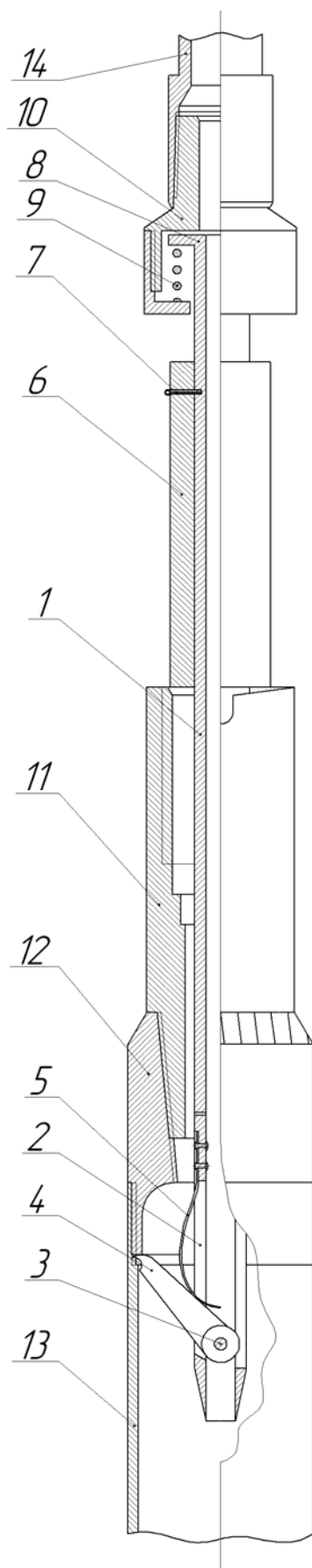
Донецкий национальный технический университет, Украина

Научные руководители – проф., к.т.н. Юшков А.С., доц., к.т.н. Юшков И.А.

При ликвидации прихватов после отвинчивания колонны бурильных труб по отсоединительному переходнику и неэффективных попыток применения виброударных устройств обычно прибегают к разрезанию переходника для доступа внутрь колонковой трубы. Эта операция трудоемка и не всегда дает положительный результат. Кроме того, при диаметре бурения 93 мм приходится использовать коронку 76 мм, разрезать оставшуюся часть отсоединительного переходника, который имеет диаметр 65 мм. А при диаметре бурения 76 мм необходимо отрезать и переходную часть снаряда между отсоединительным переходником и переходником на колонковую трубу. Это обычно не удается выполнить соосно.

Предлагается конструкция внутреннего трубореза, корпус которого диаметром 25 мм свободно проходит через внутренний канал отсоединительного переходника.

Разработанный труборез (рис. 1) включает пустотелый стержень 1, в окне 2 которого на оси 3 размещен резец 4 и плоская пружина 5. На стержень 1 на скользящей посадке, одета втулка 6, на верхнем конце стержня размещен упор 8. В головке 10 расположена пружина 9, с возможностью взаимодействия с



**Рисунок 1** – Схема  
трубореза

упором 8 стержня 1. Втулка 6 закреплена на стержне 1 с помощью срезной шпильки 7.

Головка 10 и упор 8 сопряжены между собой с помощью продольного шпоночного соединения, предназначенного для передачи крутящего момента на резец.

Труборез навинчивают на муфту замка 14 колонны бурильных труб СБТМ-50 и опускают в скважину. В скважине находится прихваченный колонковый набор в составе трубы 13, переходника 12 и нижней части отсоединительного переходника 11.

При спуске трубореза втулка 6, зафиксированная шпилькой 10, удерживает резец 4 внутри окна 2 стержня 1. Пружина 5 при этом находится в напряженном состоянии. В отверстие во втулке 6 и стержне 1 вставляют шпильку 10.

Стержень 1 входит в осевое отверстие центрального канала отсоединительно переходника. Втулка 6 упирается в торец отсоединительного переходника 11. Под действием веса снаряда срезается шпилька 10 и стержень перемещается вниз. При этом пружина 5 выводит резец 4 из окна 2 стержня 1. Поворачиваясь на оси 3 резец 4 перемещаясь упирается во внутреннюю стенку переходников 11 и 12, а затем в резьбовую часть колонковой трубы 13 под переходником 12.

Дальнейшее движение вниз прекращается, т.к. в торец втулки 6 упирается нижняя часть головки 10.

Создают натяжку буровой колонны на расчетную величину сжатой пружины 9. Подается вращение на бурильную колонну. Резец 4 с усилием, зависящим от усилия сжатия пружины 9 прижимается к уступу переходника 12 и резьбовой части трубы 13.

Вращением снаряда на первой скорости станка отрезают резьбовую часть трубы. Выход резца 4 ограничен упором в окне 2 стержня 1. Снаряд поднимается вместе с обрезанной трубой и переходниками 11 и 12.

На данную конструкцию подана заявка на получение патента.

## РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ КЛИНОВОЙ ШАРНИРНОЙ ВНУТРЕННЕЙ ТРУБОЛОВКИ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

**Костюков В.В.**, группа ТТР-06

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – к.т.н., доцент Петтик Ю.В.*

Во время ликвидации аварий с роторными буровыми установками в ГХК «Спецшахтобурение» часто используют клиновые внутренние труболочки. Они показали высокую эффективность захвата и подъема оборванного оборудования в том случае, когда эрлифтное промывочное отверстие располагается относительно соосно продольной оси скважины. В случае, когда отверстие располагается под углом 15 – 30 градусов к оси скважины весьма ограничена возможность ввода ловушки в отверстие, а с другой стороны возникают поломки корпуса труболочек из-за значительных изгибных напряжений после захвата и начала подъема.

Для захвата и подъема оборванных элементов часто используют известную внутреннюю труболочку, представляющую собой стержень с расширяющимся книзу конусом с шестью разрезными подвижными клиньями. Клинья труболочки выполнены с возможностью перемещения по конической поверхности независимо друг от друга. Диаметр описанной окружности по клиньям меньше диаметра отверстия, в которое заводят труболочку. В собранном состоянии труболочка заводится в промывочное отверстие эрлифтного канала. При некоторой нагрузке на упоры выступов клиньев, при их контакте с торцами отверстия, винты крепления срезаются и клинья освобождаются. Во время подъема ловушки вверх клинья, под действием собственного веса, движутся вниз относительно конической поверхности и распираются между нею и стенкой промывочного отверстия. Происходит захват.

Недостатком данной конструкции труболочки является невозможность ее введения в отверстие расположенное под углом к оси скважины, невозможность проворота ловушки вокруг своей оси после захват, а так же частая потеря клиньев или их смещение друг относительно друга. Это делает невозможным захват или вызывает срыв захваченного оборванного оборудования и дальнейшее осложнение аварии.

Для удобства ввода труболочек в наклонное промывочное отверстие труб или бура предлагается новая конструкция труболочки.

Новая ловушка (рис. 1) состоит из центрального стержня 1 с конической поверхностью, шести подвижных независимых клиньев 3. Для облегчения ввода ее конической части 11 и тела ловушки в отверстие оборванного долота или трубы 12, расположенных под углом к вертикальной оси скважины, конструкция ловушки, состоит из двух частей: верхней части 5 (соединена с буровой колонной 9) и нижней 1 (захватная часть). Причем верхняя и нижняя

части соединены между собой при помощи шарниров Гука 7 – 8. Для придания жесткости всей конструкции в момент поиска отверстия 12 и вхождения в него конуса 11, между верхней 5 и нижней 1 частями ловушки установлена цилиндрическая оболочка 13. Оболочка рассчитана из условия жесткости и устойчивости до осевых нагрузок порядка 100...130 кН.

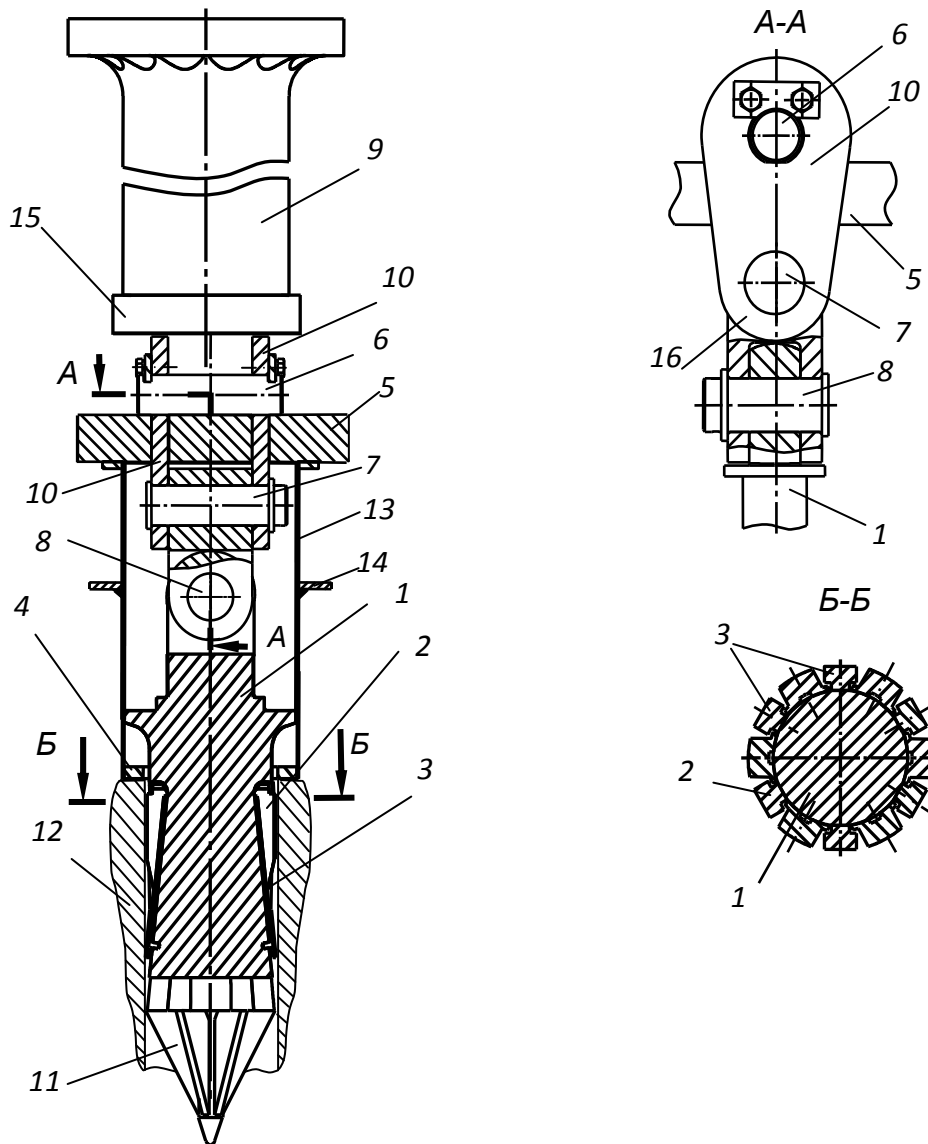


Рисунок 1 – Клиновая шарнирная внутренняя труболочка

Захватные клинья 3 могут перемещаться по направляющим 2, которые имеют пазы типа «ласточкин хвост».

Направляющие 2 прикреплены к конической части ловушки 1 при помощи винтов 12. В свою очередь, при поиске отверстия и вхождении в него, клинья фиксируются в верхней, конической части ловушки с помощью охватывающей цилиндрической оболочки, которая прикреплена к охватывающему упорному фланцу 4. При взаимодействии упорного фланца с торцом отверстия оборванного бура оболочка сминается, и клинья освобождаются, при этом они могут независимо друг от друга двигаться вниз

по направляющим. Ход клиньев ограничен упорами, выполненными в нижней части ловушки, что обеспечивает надежную фиксацию клиньев в нижнем положении и невозможность их потери при ловильных работах.

УДК 622.24

## ПУТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

**Кутепов И.И.**, группа РТ-06

Национальный горный университет, г. Днепропетровск, Украина

*Научный руководитель – ассистент Игнатов А.А.*

Отделение пластов при существующей технологии крепления скважин является одним из наиболее ответственных этапов в большом комплексе работ по ее строительству. Под операцией отделения понимают ряд приемов, которые проводятся для закачивания цементного раствора в затрубное пространство с целью создания там надежной изоляции в виде плотного материала, который образуется в результате отвердения раствора. От успешности цементирования зависит срок работы скважины, а также возможность оценки перспективности разведываемых площадей.

Основная трудность достижения качественного цементирования в скважине обусловлена состоянием самого ствола, которое всегда осложнено перегибами, желобами и кавернами. Геофизические исследования скважин показывают, что их ствол не является цилиндрическим по всей длине, а содержит достаточно глубокие в радиальном направлении расширения (каверны). Обломки разрушенной горной породы скапливаются в кавернах и образуют в этих местах высоковязкие малоподвижные глинисто-шламовые пасты. Если в процессе бурения наличие таких скоплений шлама не вызывает особенных осложнений, то их следует считать основными причинами разных газо-, водо- и нефтепроявлений во время эксплуатации скважин.

Проблема обеспечения качественного цементирования в кавернозной зоне связана, прежде всего, с вопросами эффективной очистки застойных зон в кавернах.

Учитывая вышеизложенное, можно отметить, что обеспечение высокого качества цементирования колонн - проблема многофакторная, и к ее решению необходимо подходить комплексно.

В последние годы достигнуты успехи в совершенствовании технологических процессов крепления и тампонажных материалов, которые обеспечивают улучшение качества цементирования стенок скважин, однако все это не привело к существенному повышению технико-экономических

показателей строительства и эксплуатации скважин. По последним данным промышленных предприятий стоимость ремонтно-восстановительных работ в скважинах с некачественным цементированием складывается 150-200% от стоимости работ по их креплению.

В ходе анализа и обобщения фактических геологических, геофизических и технико-технологических данных на нефтяных и газовых месторождениях Украины и стран СНГ были выявлены основные причины некачественного цементирования скважин, среди которых самой главной следует считать смешивание цементного раствора с глинисто-шламовыми пастами, которые находятся в кавернах.

Именно поэтому, большое внимание уделяется вопросам подготовки ствола скважины к цементированию. Для создания защитного слоя в прискважинной зоне предлагается применять виброобработку, аэрированные буферные жидкости, двух- и трехфазные пенные системы, вихревые потоки, струйную кальматацию стенок, механическое уплотнение фильтрационной корки, технологию селективной изоляции и т.д.

Для дальнейших исследований, в качестве базовых, были приняты следующие технологии. Одна заключается в разрушении образовавшихся глинисто-шламовых паст и дальнейшем их удалении потоком промывочной жидкости. А другая, в надежном закреплении и переводе в инертное состояние содержимого кавернозных зон скважины.

Известно несколько конструкций устройств реализующих принцип первой технологии, среди которых наибольшее распространение получило устройство, содержащее корпус и расположенные вдоль его оси скребковые элементы, выполненные в виде петель из металлического каната разного диаметра. Однако общим недостатком названного устройства и других известных конструкций является то, что они не создают достаточной силы, способной разрушить скопления, присутствующие в кавернозных интервалах. Это в свою очередь резко снижает показатели качества цементирования. В основу решения указанной проблемы был положен принцип проектирования устройств, позволяющих создавать возмущающие токи жидкости, воздействие которых бы приводило к разрушению глинисто-шламовых паст. В этой связи на кафедре техники разведки МПИ разработана конструкция устройства поинтервальной обработки ствола скважины, которая содержит цилиндрический корпус и шарнирный механизм. Во внешней поверхности стенок цилиндрического корпуса, выполнены пазы для размещения соответствующих лопастей. При попадании в кавернозный интервал лопасти устройства раскрываются, осуществляя радиальное движение вокруг оси скважины. Под действием лопастей в каверне возникают вихри с постоянной осевой и окружной скоростью, которые способствуют разрушению и вынесению шлама из нее. Далее, при выходе устройства из очередной каверны, лопасти смыкаются, устройство в сложенном состоянии продолжает спускаться в скважину, открываясь в нижележащих кавернозных участках.

Основой разработки последующих устройств послужила описанная выше

конструкция. Поэтому, следующее предлагаемое устройство вместо лопастей в шарнирном механизме содержит специальные проточные электрогидравлические механизмы, позволяющие ускорять и выбрасывать жидкость со скоростью до 2000 м/с, создавая направленное воздействие на объекты обработки. Рабочая камера указанного механизма выполнена в виде сварной конструкции состоящей из цилиндра. В цилиндр впрессована с натягом втулка и с помощью накидной гайки закреплены положительные электроды, армированные полиэтиленовой изоляцией, который представляет собой стальной стержень с конусообразным наконечником, а отрицательным электродом служит кольцевой выступ корпуса рабочей камеры. Ударные волны, резко ускоряющие движение жидкости в коаксиальной системе электродов рабочей камеры, формируются следующим образом. Разрядный ток течет в радиальном направлении между электродами, одним из которых служит положительный электрод (стальной стержень с конусообразным наконечником), расположенный на оси системы, а другим – отрицательный электрод (кольцевой выступ корпуса рабочей камеры). Радиальный ток разряда взаимодействует с концентрическим магнитным полем тока, текущего по положительному электроду. Сила, направленная вдоль оси системы, способствует ускорению движения жидкости в этом направлении; при этом она выбрасывается из межэлектродного пространства со скоростью до 1000 м/с, увлекая за собой и жидкость, циркулирующую в стволе скважины. Включение устройства в работу производится раскрытием шарнирного механизма в очередной каверне и осуществляется специальным поверхностным датчиком.

Как известно из практики бурения, перед спуском и цементированием обсадной колонны осуществляется проработка ствола скважины долотом с центральной промывкой. Однако силы тока, циркулирующей по стволу скважины жидкости недостаточно для вымывания высоковязких и малоподвижных глинисто-шламовых паст, находящихся в кавернах. Поэтому, одним из путей решения этой задачи является перевод паст в разжиженное состояние, для чего спроектирована следующая конструкция.

Устройство, по своим конструктивным параметрам, идентично описанным выше, за исключением основного рабочего органа, закрепленного в шарнирном механизме, и представляющего собой электродинамический излучатель, преобразующий электрическую энергию переменного тока в акустическую.

При вхождении шарнирного механизма в каверну, содержащую шламовую пасту, происходит включение ультразвукового генератора. Распространяющиеся в объеме глинисто-шламовых паст ультразвуковые колебания приводят к их дезагрегации, что способствует не только облегчению вымывания паст, а даже и их вытеканию из каверны.

Рассмотренные выше устройства предназначены исключительно для удаления шламовых образований из кавернозных зон. Вместе с тем, несомненным является и то, что перевод имеющихся в кавернах глинисто-шламовых паст в инертное состояние также повлечет за собой за собой



## *X Всеукраинская научно-техническая конференция «Бурение»*

повышение технико-экономических показателей процесса цементирования. Это связано с исключением смешивания скоплений шлама в кавернах с поступающим в кольцевой зазор скважины цементным раствором. Поставленная задача решается тем, что в известном устройстве для обработки ствола скважины, которое содержит цилиндрический полый корпус, в стенках которого выполнены пазы с соответствующим приспособлением для очистки кавернозных интервалов. Согласно разработке, каждое приспособление выполнено в виде шарнирного механизма с электродом. Устройство работает следующим образом. Обработка кавернозной зоны осуществляется при подъеме устройства заранее спущенного в скважину на электрическом грузоподъемном проводе, который закреплен на его корпусе с помощью хомутов. Поскольку ствол скважины заполнен глинистым раствором, то для беспрепятственного обеспечения спуска устройства в скважину есть возможность в нижней его части размещать грузы-утяжелители. При попадании устройства в кавернозный интервал шарнирный механизм с электродами устройству раскрывается за счет пружины. Раскрытие механизма фиксируется на поверхности датчиком, с помощью которого осуществляется автоматическое включение подачи электричества.

В описанном выше приборе электроды также могут быть заменены так называемыми С-образными электромагнитами. Под действием этих электромагнитов в интервале обрабатываемой каверны создается магнитное поле, что в определенной степени влечет за собой упрочнение глинисто-шламовых паст.



*Доклады в подсекциях X Всеукраинской научно-технической конференции «Бурение»*

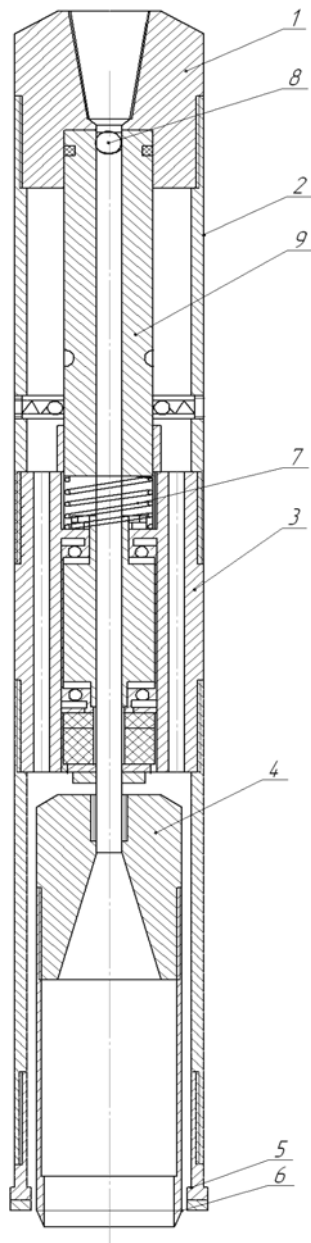
## РАЗРАБОТКА УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ ДВОЙНОЙ КОЛОНКОВОЙ ТРУБЫ

**Литвинов А. С.,** группа ТТРс-09

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – к.т.н., доцент Юшков И. А.*

Двойные колонковые трубы служат для качественного отбора керна в угольных пластах, а также трещиноватых и слабоустойчивых породах.



**Рисунок 1**– Двойная колонковая труба

Они обеспечивают возможность промывки скважины и забоя перед началом бурения.

Усовершенствованная двойная колонковая труба состоит из переходника для соединения с колонной бурильных труб 1, колонковой трубы 2, узла подвески 3, переходника для соединения керноприёмника с узлом подвески 4, коронки 5, штампа 6, пружины 7, шар-клапана 8 и узла распределения жидкости 9.

Принцип работы данной двойной колонковой трубы следующий

Снаряд спускают в скважину и подвешивают над забоем и по колонне подаётся ПЖ, которая проходит через центральный канал узла распределения жидкости и узла подвески и через отверстие переходника поступает в колонковую трубу и далее выходит на забой скважины. Это позволяет вымыть из полости колонковой трубы частицы шлама, а также частицы с забоя скважины. Затем снаряд опускают на забой и под действием осевой нагрузки осуществляется внедрение штампа в породу. По колонне БТ сбрасывают шар-клапан, дойдя до втулки он садится в посадочное седло и перекрывает центральный промывочный канал. Под давлением ПЖ втулка смещается вниз сжимая пружину. В нижнем положении втулки в её кольцевую проточку попадают шарики-фиксаторы, тем самым блокируя нижнее положение втулки. Верхний торец втулки при этом выходит из переходника, обеспечивая выход ПЖ во внутреннюю полость снаряда и в зазор между внутренней и наружной колонковых труб.

Опережение штампа предохраняет керн от размыва. Жидкость находящаяся во внутренней полости керноприёмника, вытесняется по центральному каналу через шар-клапан.

УДК 622.24

## УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПАКЕРА ДЛЯ МАНЖЕТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

**Лысакова А.А.**, группа БС-06

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – доцент, к.т.н. Юшков И.А.*

Для тампонирувания протяженных обсадных колонн при осложненных условиях в скважине используются разбуриваемые пакеры (пакеры для манжетного цементирования) различных конструкций. Использование разбуриваемых пакеров позволяет в случае необходимости последовательно затампонировать несколько пластов, расположенных на разных глубинах тампонажным раствором.

Основным преимуществом пакеров для манжетного цементирования является существенное сокращение затрат времени на проведение тампонирувания обсадной колонны, так как конструкция пакера позволяет отсоединять заливочную колонну труб сразу после продавливания тампонажной смеси, что предотвращает смешивание и разбавление ее водой или буровым раствором, исключает влияние вышележащих водоносных горизонтов и обеспечивает наибольшую безопасность проведения изоляционных работ.

Недостатком же является наличие дополнительной технологической операции на разбуривание неизвлекаемых на поверхность деталей пакера.

УДК 622.24

## К ВОПРОСУ О ТЕХНИКЕ И ТЕХНОЛОГИИ ПРОХОДКИ ШАХТНЫХ СТВОЛОВ

**Маликов А. В.**, группа РТ-05

Национальный горный университет, г. Днепропетровск, Украина

*Научный руководитель – профессор, д.т.н. Давиденко А. Н.*

В практике горнодобывающей промышленности, при строительстве линий метрополитенов, железнодорожных и городских коллекторных тоннелей все в большем объеме приходится осуществлять строительство подземных сооружений в сложных гидрогеологических условиях. В скальных грунтах, известняках, песчаниках, гранитных и других устойчивых грунтах воду отводят от забоя по дренажным канавам или откачивают с помощью насосов. Для обеспечения беспрепятственного отвода воды в таких условиях проходку стремятся вести. Однако бывают случаи, когда большие притоки воды, особенно напорной, сильно затрудняют и замедляют разработку грунта.

Большие трудности проявляются при проходке стволов или наклонных тоннелей, где отвод воды от забоя по уклону невозможен, а устройство зумпфов, для откачки воды насосами затруднено.

При насыщении водой илистых, песчаных, песчано-глинистых грунтов забой становится неустойчивым, происходит вынос водоносного грунта из-под крепления забоя в выработку. Насыщенный водой грунт как бы «плышет» из забоя и закрепить его бывает очень трудно, а иногда невозможно. В таких случаях до начала горно-строительных работ предварительные мероприятия выполняют не только для гидроизоляции места строительства выработки от окружающего водоносного массива, но и для закрепления горных пород и придания им большей устойчивости при обнажении. Таким образом, при любом специальном способе строительства подземных сооружений предполагается выполнение дополнительных специальных мероприятий, которые осуществляют заблаговременно до начала горно-строительных работ. Применение специальных способов на период производства работ по возведению постоянной крепи выработки позволяет изменить физико-механические свойства грунтов, тем самым повышая их прочность и устойчивость, устраняя приток воды. Также применение специальных способов проходки, от успешного проведения которых зависят сроки и технико-экономические показатели строительства шахты.

К числу таких специальных способов относятся следующие:

**Искусственное замораживание грунтов.** При этом способе воду из грунта не удаляют, а замораживают ее вместе с грунтом с помощью специальных устройств, замораживающих колонок. В результате замораживания при постепенном отборе тепла от грунта создается ледогрунтовый массив, имеющий большую механическую прочность и полностью водонепроницаемый.

Искусственное замораживание применяют при проходке выработки, возведению тоннельной обделки и ее гидроизоляции. После окончания этих работ происходит оттаивание грунтов и восстановление их естественного состояния с последующей передачей горного и гидростатического давления на возведенную постоянную обделку.

**Водопонижение.** Этот способ состоит в осушении грунтов, в которых строится тоннель, или снятии напора в водоносных грунтах путем откачки воды из них через специально устраиваемые для этих целей водопонижающие скважины, в которых устанавливают водооткачивающие устройства.

Эффективность способа зависит от того, насколько быстро грунт может отдавать воду. Степень водоотдачи грунта характеризуется коэффициентом фильтрации, представляющим собой среднюю скорость движения воды по скелету грунта под действием собственного веса, выраженную в метрах в сутки.

**Закрепление грунтов.** Этот способ основан на нагнетании в грунт специальных растворов, которые, проникая в поры грунта, придают ему прочность и водонепроницаемость. Для закрепления грунтов применяют

различные способы: цементацию, глинизацию, химическое закрепление – силикатизацию, смолизацию.

К специальным способам закрепления грунтов относятся также битумизация и термическое закрепление, но эти методы применимы, при небольших объемах грунтов, подлежащих закреплению, поэтому в метростроении они не применяются.

**Кессонный способ.** Сущность данного способа заключается в том, что в огражденное замкнутое пространство, называемое рабочей зоной, где выполняются работы по возведению сооружения, нагнетают сжатый воздух, который отжимает воду из грунта, что позволяет разрабатывать грунт и устанавливать временное и постоянное крепление в практически сухом забое. При этом давление сжатого воздуха в нижней части рабочей зоны для полного отжатия воды должно быть равно или несколько меньше гидростатического напора воды.

УДК 622.24

## **РАЗРАБОТКА СДВОЕННОГО ОБРАТНОГО КЛАПАНА ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ КОЛОННЫ ОБСАДНЫХ ТРУБ ДИАМЕТРОМ 219 ММ**

**Макаренко А.А., группа БСс-09**

*Донецкий национальный технический университет, Украина  
Научный руководитель – доцент, к.т.н. Рязанов А.Н.*

При выполнении работ по тампонированию обсадных колонн в скважинах большого диаметра (гидрогеологических, технических, геотехнологических и т.д.) одна из проблем состоит в отсутствии достаточной герметичности обратного клапана низа колонны. Это приводит к тому, что раствор проникает внутрь обсадной колонны, образуя цементные стаканы большой длины.

Для решения данной проблемы автором предложена конструкция двойного обратного клапана для обсадных труб диаметром 219 мм. Устройство содержит корпус и расположенные друг под другом два седла под запорные органы. Один из них выполнен в виде подпружиненного тарельчатого клапана, который зафиксирован в открытом положении срезным штифтом. Другой представлен сбрасываемым внутрь колонны шаром. Бросовый шар под действие потока жидкости продавливается через верхнее седло, выполненное из упругой резины, обеспечивает срезание штифта и посадку тарельчатого клапана в нижнее седло, после чего прижимается к верхнему седлу.

Клапан отличается простотой конструкции и надежностью герметизации.

## О КРИТЕРИЯХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНОГО РАСХОДА ОЧИСТНОГО АГЕНТА

**Мамоненко А.С.**, группа РТ-06

Национальный горный университет, г. Днепропетровск, Украина

*Научный руководитель – ассистент Игнатов А.А.*

Режим промывки при бурении играет большую роль, особенно в сложных геологических условиях. Расход очистного агента столь же важный параметр режима бурения, как осевая нагрузка и частота вращения бурового снаряда. Задача потока очистного агента заключается в том, чтобы своевременно удалять разрушенные частицы с забоя скважины. При неполном или несвоевременном удалении отделенных частиц породы они подвергаются вторичному измельчению и затрудняют дальнейшее разрушение породы, что приводит к снижению механической скорости бурения и повышенному износу породоразрушающего инструмента.

В настоящее время используются три критерия для определения минимального расхода промывочной жидкости: величина скорости восходящего потока, удельный расход на 1 мм диаметра коронки; конкретные значения расхода для каждого типа и размера породоразрушающего инструмента и свойств буримых пород.

Скорость восходящего потока очистного агента  $V_{ж}$ , которая обеспечивает вынос шлама с забоя скважины, определяют по формуле [1]

$$V_{ж} = u + V_{ч}, \quad (1)$$

где  $V_{ч}$  – скорость выноса частиц шлама на поверхность, м/с;

$u$  – скорость оседания частицы шлама в неподвижной жидкости, м/с.

Тогда необходимый расход очистного агента  $Q$  определяют по формуле

$$Q = K \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_{БТ}^2) V_{ж}, \quad (2)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости движения восходящего потока вследствие изменения сечения реальной скважины,

$K=1,1-1,3$ ;

$D_c$  – диаметр скважины, м;

$d_{БТ}$  – диаметр бурильных труб, м.

Скорость  $u$  в формуле (1) вычисляют по формуле Риттингера

$$u = 5,11 \sqrt{d \left( \frac{\rho}{\rho_{ж}} - 1 \right)}. \quad (3)$$

Кроме того, на практике используют следующие рекомендации (табл. 1) по скоростям восходящего потока [2]

**Таблица 1** - Рекомендуемые скорости восходящего потока промывочной жидкости

Породоразрушающий инструмент	Скорость восходящего потока при промывке, м/с	
	водой	глинистым раствором
Долота режущего типа	0,6-1,0	0,6-0,8
Шарошечные долота	0,6-0,8	0,4-0,6
Твердосплавные коронки	0,25-0,6	0,2-0,5
Алмазные коронки	0,5-0,8	0,4-0,6

Скорость выноса частиц  $V_{ч}$  должна обеспечить достаточную чистоту кольцевого пространства ствола скважины, которая зависит от допускаемого обогащения объема промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины частицами твердого тела, что в свою очередь зависит от механической скорости бурения. Поэтому эту величину также следует определять по формуле [1]

$$V_{ч} = \frac{f_3 V_M (\rho - \rho_{жс})}{f_{кп} \lambda (\rho_{кп} - \rho)}, \quad (4)$$

где  $f_3$  и  $f_{кп}$  – площади сечения забоя и кольцевого пространства между стенками скважины и бурильными трубами соответственно, м<sup>2</sup>;

$V_M$  – механическая скорость бурения, м/с;

$\lambda_{кп}$  – коэффициент, учитывающий винтообразное движение частиц в восходящем потоке в процессе бурения;

$\rho_{кп}$  – плотность промывочной жидкости в кольцевом пространстве, кг/м<sup>3</sup>.

Согласно рекомендациям [1], разность плотностей нисходящего и восходящего потока очистного агента не должна превышать 10 кг/м<sup>3</sup> для воды, а для глинистого раствора она находится в пределах 20-30 кг/м<sup>3</sup>.

Для прикладных расчетов рекомендуется [3] принимать величину  $V_{ч}$  в доле от  $u$

$$V_{ч} = (0,2 - 0,3)u. \quad (5)$$

При проектировании режима промывки также широко используют рекомендуемые значения удельного расхода промывочной жидкости на 1 мм диаметра породоразрушающего инструмента. Необходимую подачу насоса в этом случае определяют из следующего соотношения

$$Q = q_y D_n, \quad (6)$$

где  $q_y$  – удельный расход жидкости на 1 мм диаметра породоразрушающего инструмента, л/мин;

$D_n$  – наружный диаметр породоразрушающего инструмента, мм.

В табл. 2 приведены значения рекомендуемого удельного расхода промывочной жидкости для твердосплавных коронок [4].

**Таблица 2** - Рекомендуемые значения удельного расхода промывочной жидкости, л/мин

Категория пород по буримости	Конструкции коронок		
	Ребристые	Резцовые	Самозатачивающиеся
I-II	0,8-1,4	-	-
III-IV	1,2-1,6	1,2-1,6	-
V	-	0,8-1,6	0,8-1,4
V-VI	-	0,8-1,2	0,8-1,2
VII-VIII	-	0,6-0,8	0,6-0,8

В табл. 3-4 приведены значения рекомендуемых расходов промывочной жидкости при твердосплавном бурении, рассчитанные на основе необходимых скоростей восходящего потока в затрубном пространстве (табл. 1) и по удельным расходам на 1 мм диаметра коронки (табл. 2).

**Таблица 3** - Значения расхода промывочной жидкости, рассчитанные из условия создания необходимой скорости в затрубном пространстве, л/мин

Диаметр коронки, мм	Тип промывочной жидкости	
	Вода	Глинистый раствор
151	265-635	212-529
132	189-454	151-378
112	144-346	115-288
93	86-207	69-173
76	47-112	37-94
59	8-19	6-16
46	5-12	4-10



**Таблица 4** - Значения расхода промывочной жидкости, рассчитанные по удельному расходу на 1 мм диаметра коронки, л/мин

Диаметр коронки	Категория пород по буримости							
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Ребристые								
151	121-211	121-211	181-242	181-242	-	-	-	-
132	106-185	106-185	158-211	158-211	-	-	-	-
112	90-157	90-157	134-179	134-179	-	-	-	-
93	74-130	74-130	112-149	112-149	-	-	-	-
Резцовые								
151	-	-	181-242	181-242	121-242	121-182	121-182	91-121
132	-	-	158-211	158-211	106-211	106-158	108-158	79-106
112	-	-	134-179	134-179	90-179	90-134	90-134	67-90
93	-	-	112-149	112-149	74-149	74-112	74-112	56-74
76	-	-	91-132	91-132	61-122	61-91	61-91	46-61
59	-	-	71-94	71-94	47-94	47-71	47-71	35-47
46	-	-	55-74	55-74	37-74	37-55	37-55	28-37
Самозатачивающиеся								
112	-	-	-	-	90-157	90-134	90-134	67-90
93	-	-	-	-	74-130	74-112	74-112	59-74
76	-	-	-	-	61-106	61-91	61-91	46-61
59	-	-	-	-	47-83	47-71	47-71	35-47
46	-	-	-	-	37-64	37-55	37-55	28-37

Как видно из данных табл. 3 и 4 величины расходов жидкости, полученные из условия обеспечения необходимой скорости в затрубном пространстве в 2-3 раза превышают таковые, полученные по рекомендациям табл. 2 (удельный расход на 1 мм диаметра коронки). С уменьшением диаметра коронки наблюдается обратное – значения величин расходов полученных по рекомендациям удельного расхода на 1 мм коронки значительно выше величин расходов полученных из условия обеспечения необходимой скорости в затрубном пространстве. Существенные расхождения в величинах расходов сохраняются и при сравнении их значений, рекомендуемых для алмазного и шарошечного бурения.

В табл. 5 приведены результаты расчета  $V_{\text{ч}}$  по формуле (4) для скважины одноколонной конструкции буримой с применением твердосплавной, алмазной коронки и шарошечного долота диаметром 76 мм. Значение  $\rho$  принято равным  $2500 \text{ кг/м}^3$ , плотность глинистого раствора составляет  $1200 \text{ кг/м}^3$ .

**Таблица 5** - Результаты расчета скорости выноса шлама для скважины одноколонной конструкции, буримой с применением твердосплавной, алмазной коронки и шарошечного долота диаметром 76 мм, с промывкой водой и глинистым раствором, м/с

Тип агента	Породо-разрушающий инструмент	Категория пород по буримости											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Вода	Твердосплавная коронка	1,52	0,74	0,45	0,25	0,17	0,12	0,11	-	-	-	-	-
	Алмазная коронка	-	-	-	-	-	0,33	0,32	0,26	0,16	0,1	0,065	0,033
	Шарошечное долото	1,52	0,74	0,45	0,25	0,17	0,12	0,11	0,09	0,056	0,035	0,023	0,012
Глинистый раствор	Твердосплавная коронка	0,53	0,26	0,16	0,09	0,06	0,04	0,038	-	-	-	-	-
	Шарошечное долото	0,53	0,26	0,16	0,09	0,06	0,04	0,038	0,031	0,019	0,012	0,008	0,004

Данные табл. 5 свидетельствуют о том, что рекомендуемые исходные данные для расчета  $V_{\text{ч}}$  не соответствуют практике. Так, например, при бурении шарошечным долотом в породах VIII категории по буримости и промывке водой, скорость выноса частиц шлама на поверхность составляет 0,09 м/с. При данной скорости выноса, шлам, при глубине скважины 1000 м, начнет поступать на поверхность только по прошествии 3 часов после начала бурения. Расчетная скорость выноса частиц шлама снижается с ростом категории породы по буримости. Значения  $V_{\text{ч}}$  при бурении с промывкой водой несколько выше, чем при промывке глинистым раствором.

Значения средних размеров частиц шлама, характерных для каждого вида породоразрушающего инструмента приведены в табл. 6, кроме того в ней представлены результаты расчетов  $u$ ,  $V_{\text{ч}}$  и  $V_{\text{ж}}$  для указанных размеров.

**Таблица 6** - Результаты расчета скоростей оседания, выноса частиц шлама и скорости восходящего потока очистного агента

Вид породоразрушающего инструмента	Средний размер частиц шлама, мм	$u$ , м/с	$V_{\text{ч}}$ , м/с	$V_{\text{ж}}$ , м/с
Твердосплавная коронка	0,5	0,139	0,028-0,042	0,167-0,181
Алмазная коронка	0,075	0,054	0,011-0,016	0,065-0,07
Шарошечное долото	3,0	0,343	0,069-0,1	0,412-0,443

Как видно из данных табл. 6  $V_{\text{ч}}$  полученные по формуле Риттингера (3), для шлама твердосплавного и алмазного бурения ниже приведенных в табл. 5, и только значения скорости выноса частиц шлама при шарошечном бурении приближаются к данным табл. 5.

#### **Выводы:**

1. Методики, которые используют при инженерных расчетах в бурении для определения необходимой подачи промывочной жидкости, дают значительные расхождения.
2. Для получения объективных данных по критериям определения рационального расхода необходимы дальнейшие исследования.

#### **Библиографический список**

1. Воздвиженский Б.И., Васильев М.Г. Буровая механика. – М.: Госгеолтехиздат, 1954.-492 с.
2. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях. – М.: Недра, 1987. – 269 с.

*X Всеукраинская научно-техническая конференция «Бурение»*

3. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: В 2 т. Т. 2 / Под ред. Е.А. Козловского. – М.: Недра, 1984. – 437 с.
4. Справочное руководство мастера геологоразведочного бурения / Г.А. Блинов, В.И. Васильев, Ю.В. Бакланов и др. – Л.: Недра, 1983.-400 с.
5. Синтетические алмазы в геологоразведочном бурении / Под ред. В.Н. Бакуля. – Киев: Наукова думка, 1978. – 232 с.
6. Рожков В.П., Куприенко В.И. Влияние технических и технологических факторов на величину шламовых частиц и их распределение по размерам при алмазном бурении геологоразведочных скважин // Межвузовский тематический сборник "Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые". Выпуск 12. – Свердловск, 1989. – С. 29-38.
7. Шиманский А.А., Рязанов А.А. Гранулометрия буровых шламов // Труды Иркутского политехнического института. Выпуск 42. –Иркутск, 1968. – С. 297-301.
8. Технология отбора шлама при бурении скважин / А.А. Волокитенков, А.С. Волков, И.И. Толокнов, М.М. Розин. – М.: Недра, 1973.-200 с.



*На пленарном заседании X Всеукраинской научно-технической конференции студентов «Бурение»*

## ТЕХНОЛОГІЯ СТВОРЕННЯ БАГАТОШАРОВИХ КРИОГЕННО-ГРАВІЙНИХ ФІЛЬТРІВ БУРОВИХ СВЕРДЛОВИН

**Мазур О.М.**, група РТ-05

Національний гірничий університет, м. Дніпропетровськ, Україна

*Науковий керівник – доцент, к.т.н. А.К. Судаков*

**Актуальність та стан проблеми.** Для вибору раціональної конструкції фільтрів вельми істотно впливає літологічний склад порід, що оточують фільтр. Зазвичай дрібнозернисті піски мають слабкішу водовіддачу, ніж грубозернисті [1].

Дрібнозернисті піски можуть утворювати у фільтрах і стовбурах свердловин занесення, пробки, а також викликати піскування. Тому застосовують гравійні обсіпання або шукають в розрізі ділянки, представлені крупнішими різностями пісків.

Гравійна обсіпка не надає попадання дрібних часток піску із водоносного прошарка в свердловину, а також збільшує радіус фільтру та розмір прохідних отворів, покращує фільтраційні якості порід в прифільтровій зоні, зменшує вхідні швидкості і збільшує строк служби фільтрів.

Технологія спорудження гравійних фільтрів повинна забезпечити задані розрахункові параметри водоприємної частини свердловини, видалення продуктів кольтатації пласта та мінералов'язущої речовини із фільтру та необхідний діаметр свердловини в інтервалі розширення [2].

Галуззю застосування пропонованої технології є довгострокове устаткування бурових свердловин різного цільового призначення багатощаровими криогенно-гравійними фільтрами (КГФ) в інтервалі основних і неосновних, напірних і безнапірних водоносних горизонтів з глибиною їх залягання до 100 м, які представлені середньозернистими, дрібнозернистими, тонкозернистими і пілуватими пісками.

**Мета статті.** У основу роботи покладена ідея створення технології виготовлення елементу гравійного фільтру блокової конструкції з омоноличеваним гравійного матеріалу за допомогою мінералов'язущої речовини на водній основі за криогенною технологією, з подальшим переходом гравійного матеріалу з омоноличеного стану в рихле у зв'язку з видаленням мінералов'язущої речовини під впливом позитивних температур вод пластів властивостей реологій води.

При реалізації розробленої технології необхідно виконати наступні технологічні операції:

1) виготовити в стаціонарних умовах багатощарові криогенно-гравійні елементи (КГЕ) криогенно-гравійної секції (КГС) фільтру блокової конструкції. Для виготовлення КГЕ КГФ необхідно виконати наступні етапи:

а) підготувати циліндрові форми для виготовлення КГЕ фільтру;

- б) підготувати гравійний матеріал;
  - в) підготувати мінералов'язує речовину;
  - г) приготування пещанно-гравійної суміші КГЕ;
  - д) формування КГЕ фільтру;
  - е) омоноличевание КГЕ фільтру за криогенною технологією;
  - ж) витягання КГЕ фільтру з форм;
  - з) оцінка якості КГЕ, виготовленої за криогенною технологією.
- 2) транспортувати КГЕ КГФ в теплоізоляційних контейнерах на бурову;
  - 3) на буровій, здійснити збірку КГФ;
  - 4) здійснити спуск КГФ в свердловину;
  - 5) провести посадку КГФ у водоприймальну частину.

Перевагою запропонованої технології стане скорочення витрат часу та матеріалів. Поліпшення якості робіт та економічний ефект при впровадженні криогенної технології обладнання водоносного горизонту забезпечується за рахунок:

- зменшення витрати гравійного матеріалу і часу на його транспортування до водоносного горизонту;
  - усунення зависання гравійного матеріалу при його транспортуванні по стовбуру свердловини;
  - поліпшення якості гравійних фільтрів за рахунок формування при візуальному контролі на денній поверхні гравійного обсіпання і при необхідності формування багат шарового обсіпання із заданими параметрами;
  - усунення вірогідності утворення зяючих порожнеч;
  - зниження вірогідності піскування;
  - зниження гідравлічних опорів при підвищенні ефективної пористості і ін.
- При цьому свердловина буде обладнана гравійним фільтром із заданими і незмінними при транспортуванні і установці у водоносний горизонт геометричними і гідравлічними параметрами [3].

### **Висновки:**

1. Наведені переваги запропонованої технології, які поліпшують якість робіт та економічний ефект при впровадженні криогенної технології при обладненні гідрогеологічних свердловин. При цьому свердловина обладнається багат шаровим гравійним фільтром із заданими технологічними, гідравлічними, гранулометричними параметрами. І за рахунок підвищення якості робіт по обладнанню водоприймальної частини гідрогеологічної свердловини, підвищення якості питного водопостачання, кінець кінцем, виграє споживач.

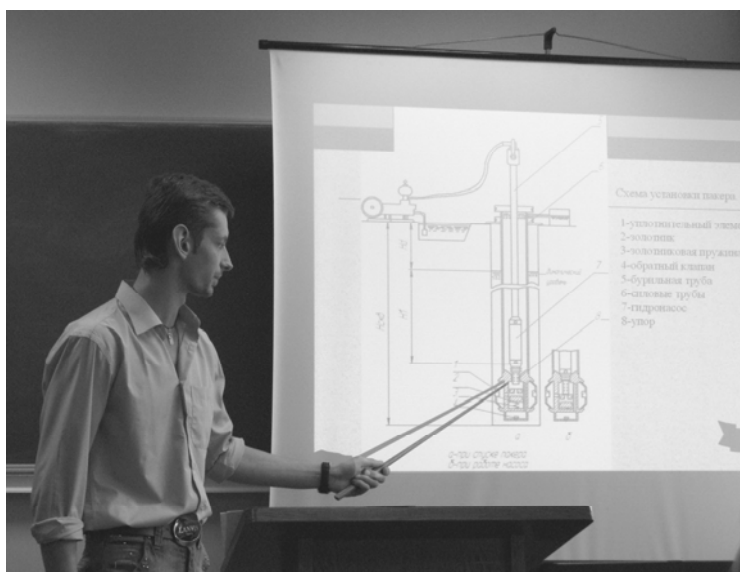
2. Вартість проведення технологічних операцій, в порівнянні з традиційними технологіями спорудження гідрогеологічної свердловини може бути знижена на 4000...7000 грн. при глибині свердловини до 100 м. Термін окупності, на сьогоднішній день, при умові обладнання 100 свердловин на рік гравійними фільтрами, приблизно складає – від 6 до 12 місяців.

## *X Всеукраинская научно-техническая конференция «Бурение»*

Крім того, економічний ефект від впровадження запропонованої технології може бути значно більшим за рахунок зменшення об'ємів буріння гідрогеологічних свердловин як мінімум у 2 рази у зв'язку з підвищенням дебіту свердловини, спорудженої за новітньою кріогенною технологією.

### **Бібліографічний список:**

1. Оноприенко М.Г. Бурение и оборудование гидрогеологических скважин. – М.: Недра, 1987 -168 с.
2. Романенко В.А. Подготовка водозаборных скважин к эксплуатации. – Л.: Недра, 1990 -119с.: ил.
3. А.А. Кожевников, А.К.Судаков Научный вестник НГУ, 2009, №7



*На пленарном заседании X Всеукраинской научно-технической конференции студентов «Бурение»*

## РАЗРАБОТКА СИГНАЛИЗАТОРА ВНЕЗАПНОГО ПАДЕНИЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ

**Муллер А.А.**, группа ТТРс-09

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – доцент, к.т.н. Филимоненко Н.Т.*

Существенным недостатком технологической схемы прямой промывки скважины является отсутствие надежной регистрации момента падения уровня жидкости в ней в процессе бурения при подходе к проницаемой зоне. Такая ситуация, если ее во время не зафиксировать и оперативно не принять соответствующие меры (извлечь буровой снаряд), как правило, заканчивается аварией. Отсутствие в таких случаях возможности контролировать уровень жидкости в скважине непосредственно в процессе бурения является источником возникновения аварии. Поэтому, весьма актуальным является теоретическое обоснование оперативного способа фиксации начала падения уровня жидкости в скважине.

Один из самых надежных каналов связи, по которому можно передать информацию об изменении гидравлических характеристик замкнутого или незамкнутого гидравлического контура скважины, является сам гидравлический контур. В технике его называют гидравлическим каналом связи. Падение столба жидкости в скважине приводит к уменьшению длины канала, по которому циркулирует жидкость, и, как следствие, к уменьшению потерь давления в циркуляционной системе. Манометр, установленный в ее начале, регистрирует падение давления. Однако в случае незначительного падения столба жидкости в скважине (а это так же может привести к обвалу ее стенок при наличии неустойчивых пород или незакрепленного интервала), уменьшение давления на входе в циркуляционную систему может быть визуально не зафиксировано бурильщиком, что нередко приводит к аварии. Таким образом, необходимо обеспечить возможность резкого снижения давления в нагнетательной сети (эквивалентно снижению давления при обрыве бурового снаряда) даже при незначительном падении уровня жидкости в скважине.

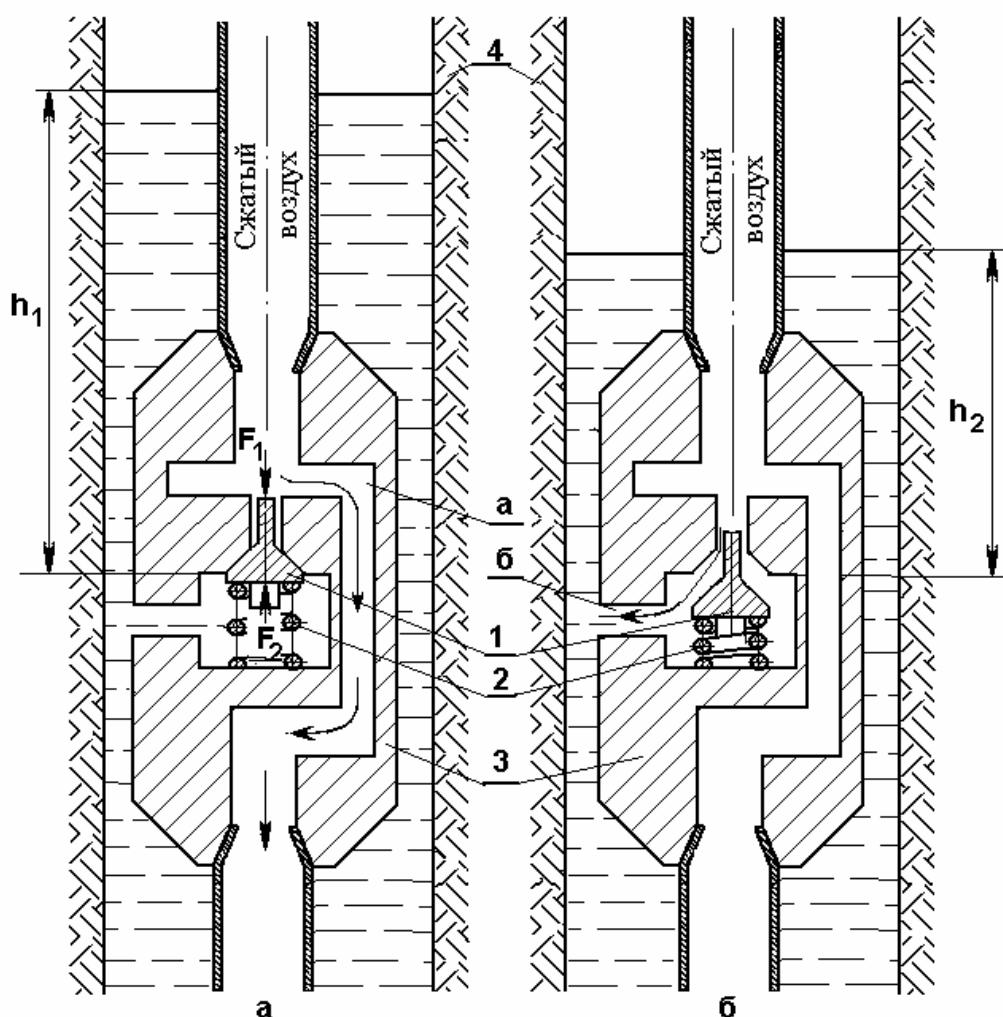
Принцип базируется на использовании фундаментального положения гидростатики - основного его уравнения, выражающего зависимость давления в данной точке покоящейся жидкости от рода жидкости, расстояния этой точки от свободной поверхности и давления на последней. При падении уровня жидкости в скважине будет уменьшаться гидростатическое давление ее столба в конкретной точке скважины. Поместив в эту точку элемент, позволяющий изменять свое положение в зависимости от изменения прилагаемой к нему силы гидростатического давления столба жидкости в скважине, мы можем использовать перемещение этого элемента для переключения каналов в



нагнетательной линии. Если при падении столба жидкости в скважине нисходящий поток очистного агента переключится на канал, обеспечивающий его выход по линии наименьшего сопротивления, то манометр, установленный в нагнетательной сети, покажет резкое уменьшение давления. Это и будет сигналом, свидетельствующим о внезапном снижении уровня жидкости в скважине.

Контроль за положением уровня жидкости по вышеописанному принципу осуществляется без прерывания технологического процесса бурения, что выгодно отличает его от всех известных способов, предусматривающих обязательное извлечение бурового снаряда из скважины.

Схема сигнализатора показана на рис. 1.



**Рисунок 1** - Сигнализатор внезапного падения уровня жидкости в скважине

1 - клапан; 2 - пружина; 3 – корпус сигнализатора; 4 - скважина

Принцип его работы следующий. При понижении уровня жидкости в скважине 4 будет уменьшаться гидростатическое давление в конкретной ее точке. Поместив в эту точку элемент (в нашем случае клапан 1), изменяющий свое положение в зависимости от величины гидростатического давления в скважине, мы можем использовать его перемещение для переключения каналов

движения жидкости в сигнализаторе. Если при понижении уровня в скважине на величину  $h_1 - h_2$  жидкость будет направлена в канал "б", обеспечивающий ее выход в затрубное пространство (линия наименьшего сопротивления), то манометр (не показан), установленный в нагнетательной линии, покажет уменьшение давления. Это будет сигналом, свидетельствующим о снижении уровня жидкости в скважине. Данный принцип работы сигнализатора позволяет осуществлять контроль за положением уровня жидкости без прерывания процесса бурения, что очень важно для обеспечения непрерывности технологического процесса бурения.

УДК 622.24

## РОЗРОБКА СИГНАЛІЗАТОРА ЦИРКУЛЯЦІЇ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ У СВЕРДЛОВИНІ

**Назарян А.О.**, група ТТР-06

Донецький національний технічний університет, Україна

*Науковий керівник – доцент, к.т.н. Каракозов А.А.*

При бурінні геологорозвідувальних свердловин в умовах Донбасу часто спостерігається таке негативне явище, як поглинання промивальної рідини. Несвоєчасне виявлення цього явища може привести до зашлямування вибою свердловини і, як наслідок, до виникнення складних прихватів бурового інструмента. Технічна база по сигналізації поглинань і циркуляції промивальної рідини в теперішній час досить не досконала, тому такі пристрої застосовуються у одиничних випадках.

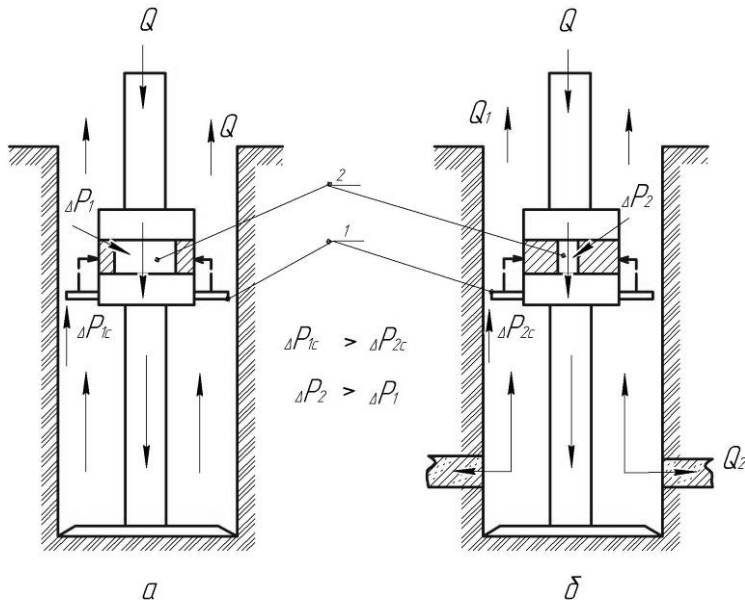
В той же час використання таких пристроїв могло б вирішити багато проблем, що виникають у процесі буріння. Є істотна необхідність у розробці такого типу пристроїв. Застосування розроблених пристроїв дозволить контролювати поглинання промивальної рідини в свердловині, в процесі буріння. Своєчасне виявлення поглинання дозволить зберегти багато ресурсів.

Проаналізувавши відомі сигналізатори поглинання, можна помітити наступне: при незначному падінні рівня промивальної рідини в свердловині, або при частковому її поглинанні ці пристрої не допоможуть нам виявити ці негативні зміни. Це може привести до аварії при зашлямуванні свердловини.

Тому пропонується наступна схема роботи сигналізатора циркуляції рідини, показана на рис. 1. При бурінні в нормальних умовах (рис. 1, а) рідина проходить через сигналізуючий елемент, в якому, втрати тиску дорівнюють  $\Delta P_1$ . Далі рідина проходить на вибій, попадає в затрубний простір і протікає через датчик швидкісного напору. При цьому на датчику швидкісного напору

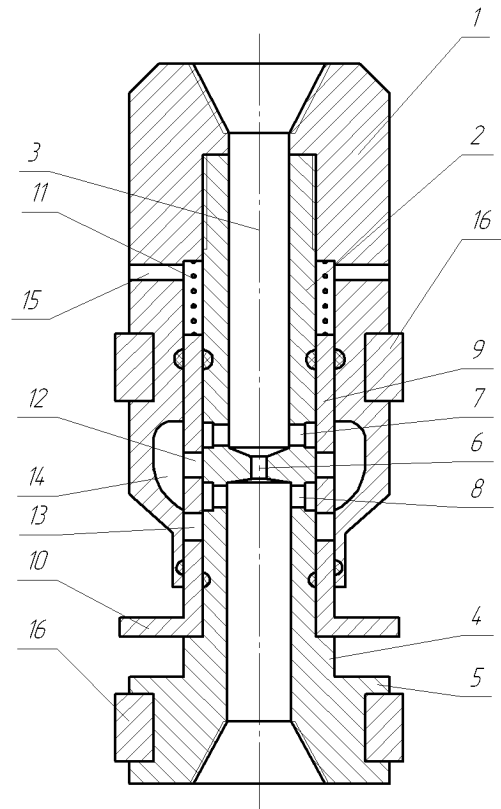
виникає перепад тиску  $\Delta P_{1c}$ . Далі вся промивна рідина виходить на поверхню.

При бурінні в зоні поглинання промивної рідини (рис. 1, б) рідина проходить через сигналізуючий елемент, втрати тиску в якому змінюються до  $\Delta P_2$ . Далі рідина проходить на вибій, після попадає в затрубний простір, у якому частина рідини йде в зону поглинання, а частина рідини протікає через чутливий елемент. При цьому на датчику швидкісного напору виникає перепад тиску  $\Delta P_{2c}$ .



**Рисунок 1** – Схема сигналізатора циркуляції рідини у свердловині

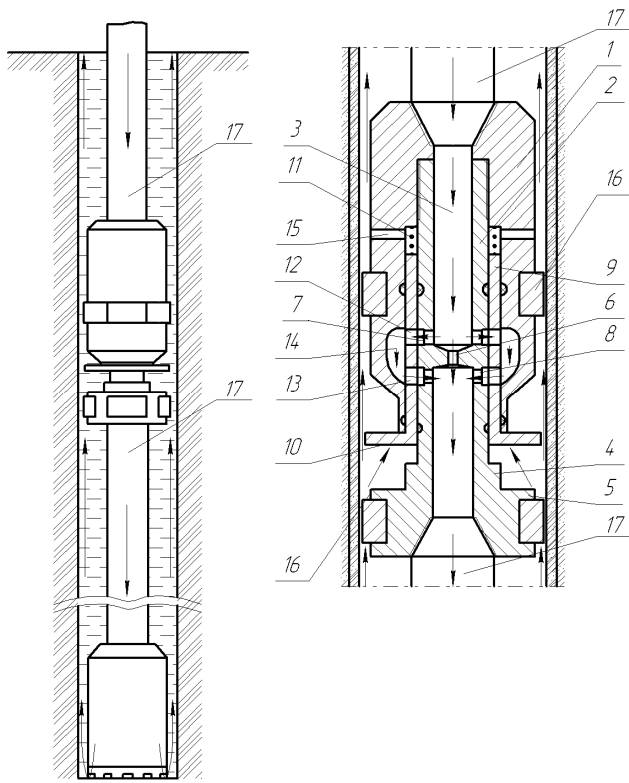
а) схема роботи сигналізатора в нормальних умовах; б) схема роботи сигналізатора при поглинанні; 1 - чутливий елемент (датчик швидкісного напору); 2 – сигналізуючий елемент.



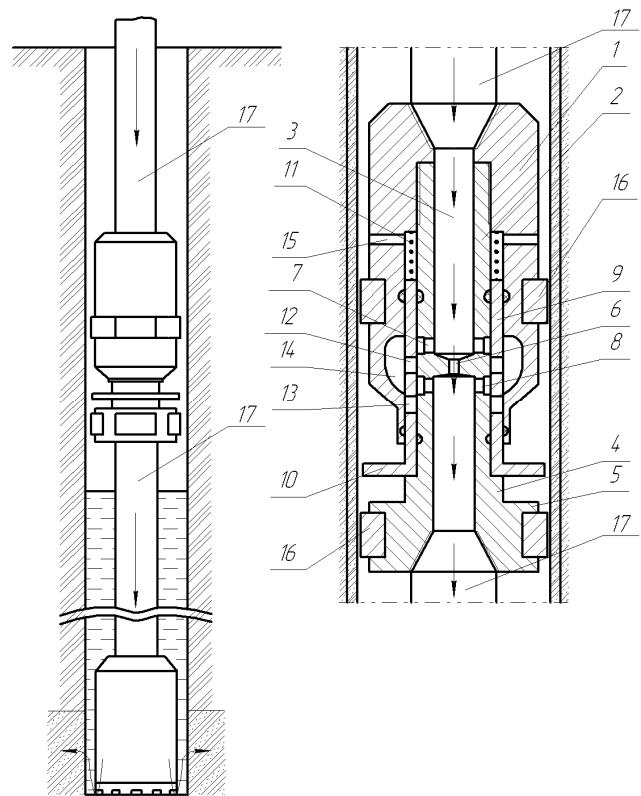
**Рисунок 2** – Сигналізатор циркуляції промивальної рідини у свердловині

Таким чином, зміною перепаду тиску на датчику швидкісного напору можна керувати сигналізуючим елементом. Можливо виконання сигналізатора циркуляції рідини за двома схемами, коли тиск у пристрої при сигналізації росте і коли він зменшується. На основі запропонованої схеми (рис. 1) розроблена конструктивна схема сигналізатора, показана на рис. 2, по якій подана заявка на корисну модель U 2009 3010 від 14.12.2009.

Загальний вид сигналізатора циркуляції рідини у свердловині зображено на рис. 2. Його робота у випадку, коли поглинання промивальної рідини відсутнє зображено на рис. 3, а на рис 4 зображена його робота при поглинанні промивальної рідини.



**Рисунок 3** - Сигналізатор у складі бурового снаряда при бурінні свердловини без поглинання промивальної рідини



**Рисунок 4** - Сигналізатор при бурінні свердловини з поглинанням промивальної рідини

Сигналізатор падіння рівня рідини у свердловині складається з корпусу 1, в якому встановлено шток 2 з осьовим каналом 3, уступом 4 і перехідником 5. В осьовому каналі 3 встановлена калібрована втулка 6. У штоку 2 виконані радіальні отвори 7 й 8, розташовані, відповідно, вище та нижче каліброваної втулки 6. У кільцевому зазорі між корпусом 1 і штоком 2 встановлено хвостовик 9 клапана 10. Над хвостовиком 9 розташована пружина 11, яка притискає клапан 10 до уступу 4. У хвостовику 9 виконано два виряджай радіальних отворів 12 й 13, розташованих, відповідно, напроти радіальних отворів 7 й 8. Отвори 12 й 13 з'єднані між собою кільцевою проточкою 14, яка виконана на внутрішній поверхні корпусу 1. Радіальні канали 15 з'єднані з кільцевим зазором між корпусом 1 і штоком 2 напроти верхньої частини пружини 10. На зовнішній поверхні корпусу 1 і перехідника 5 встановлено центратори 16.

Пристрій працює таким чином. Сигналізатор включається до складу бурового снаряда. Він з'єднується з бурильними трубами 17, спускається у свердловину й встановлюється під рівень промивальної рідини у разі, якщо рідина не виходить зі свердловини на поверхню, або безпосередньо біля устя свердловини у протилежному випадку. У процесі буріння промивальна рідина перетікає через сигналізатор по осьовому каналу 3, штоку 2 і калібровану втулку 6, яка створює додатковий опір плинину рідини. Кільцева проточка 14 при

цьому відокремлюється від потоку рідини, оскільки хвостовик 9 клапана 10 перекриває радіальні отвори 7 й 8 за рахунок того, що клапан 10 знаходиться у верхньому положенні, контактуючи з корпусом 1 і стискаючи пружину 11, під дією тиску швидкісного напору та перепаду тиску на щілині між клапаном 10 та стінкою свердловини або обсадної труби. При цьому рідина з кільцевого зазору між корпусом 1 і штоком 2 витиснюється у свердловину по радіальним каналах 15. Центратори 16, встановлені на поверхні корпусу 1 і перехідника 5, захищають клапан 10 від контакту зі стінкою свердловини або обсадної труби, що потрібно для забезпечення працездатності сигналізатора.

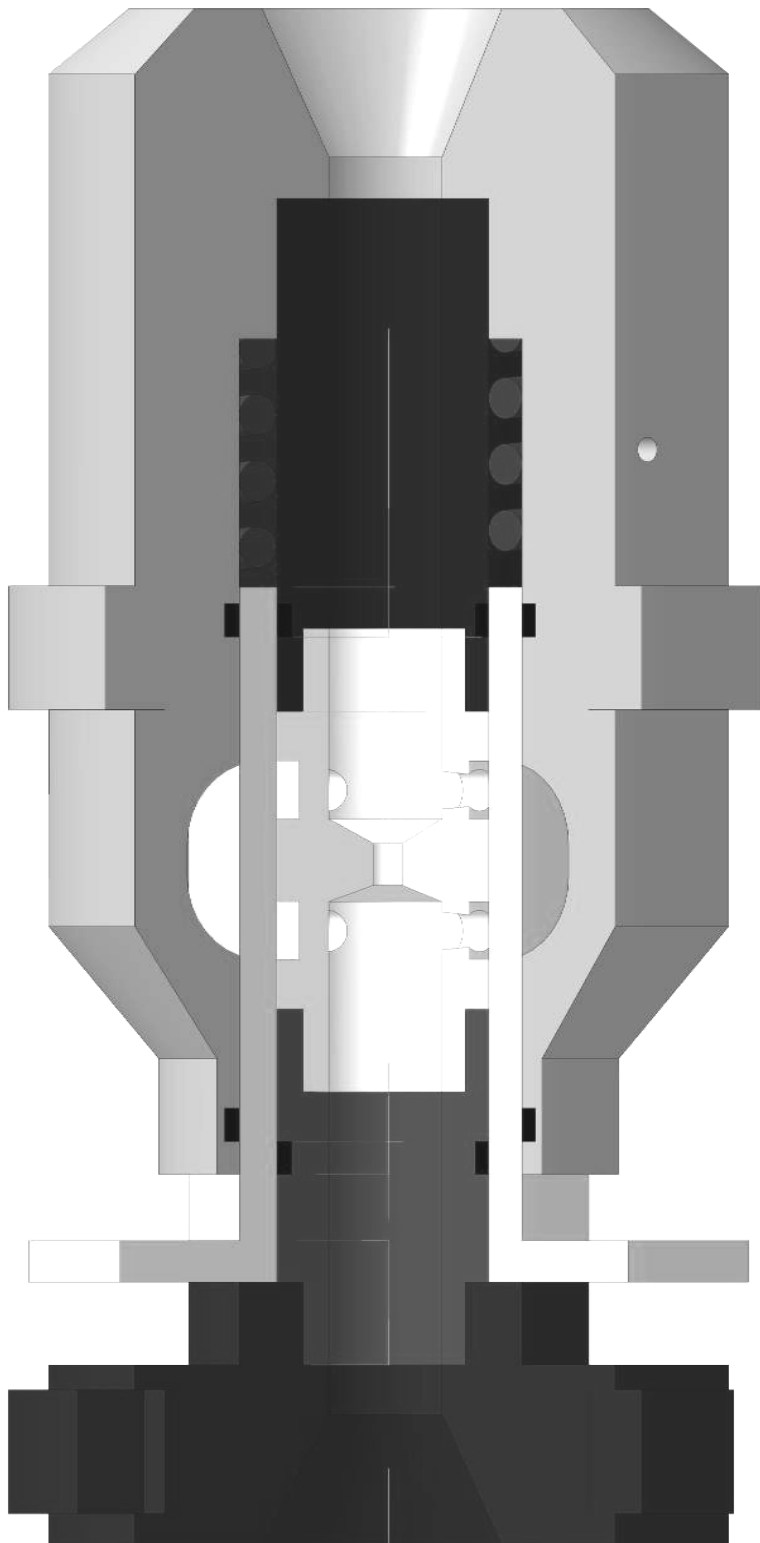


Рисунок 5 – 3-D модель сигналізатора циркуляції рідини у свердловині

3 початком поглинання промивальної рідини швидкість висхідного потоку в кільцевому просторі свердловини на рівні установки сигналізатора зменшується. Тоді тиск швидкісного напору та перепад тиску на щілині між клапаном 10 та стінкою свердловини або обсадної труби також падає, і клапан 10 під дією пружини 11 переміщується в нижнє положення й спирається на уступ 4. При цьому радіальні отвори 12 й 13 у хвостовику 9 встановлюються напроти радіальних отворів 7 й 8 у штоку 2. У цей момент основний потік промивальної рідини починає перетікати в обхід каліброваної втулки 6 через радіальні отвори 7 й 12, кільцеву проточку 14 та радіальні отвори 13 й 8. При

цьому опір плинину рідини в бурильних трубах зменшується й за показниками манометра можна зробити висновок про початок поглинання рідини у свердловині.

Аналогічно сигналізатор спрацює й при падінні рівня рідини у свердловині нижче місця його установки, оскільки при цьому на клапан 10 зовсім перестав діяти зусилля зі сторони промивальної рідини у кільцевому просторі свердловини.

Застосування цього пристрою дозволяє контролювати поглинання промивальної рідини у свердловині незалежно від наявності падіння рівня рідини за рахунок зміння опору руху рідини у бурильних трубах при зниженні її швидкості у кільцевому просторі свердловини на рівні установки сигналізатора.

З урахуванням наведених розрахунків була створена реальна конструкція сигналізатора циркуляції рідини у свердловині, 3-D модель якого виконана в пакеті САПР «Компас 3D» і наведена на рис. 5.

УДК 622.242.243

## УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ВНУТРЕННЕЙ ШЛАМОВОЙ ТРУБЫ

**Настаченко А.А.**, группа ТТР-06,

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – доцент, к.т.н. Филимоненко Н.Т.*

Для сбора шлама при бурении скважин с обратной промывкой используются внутренние шламовые трубы. В них улавливание твердой фазы происходит путем резкого снижения скорости жидкости за счет увеличения площади сечения канала, в котором она циркулирует. В результате твердая фаза под действием гравитационных сил отделяется от потока и осаждается на дно трубы. При наличии в скважине технической воды (ньютоновской жидкости) сбор шлама происходит весьма эффективно. Однако при переходе технической воды в неньютоновскую жидкость, например при длительном контакте с породами глинистого комплекса, процесс оседания шлама резко ухудшается. Это вызвано тем, что в такой жидкости оседает не вся твердая фаза, а только та ее часть, размеры частиц которой будут больше величины  $d_0$ , определяемой по формуле (1) [1].

$$d_0 = \frac{6m\tau_0}{\rho_c - \rho} \quad (1)$$

где  $m$  – коэффициент формы, зависящий от  $d_0$ ;

$\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига неньютоновской жидкости;

$\rho_{\text{ч}}$  – плотность частицы шлама;

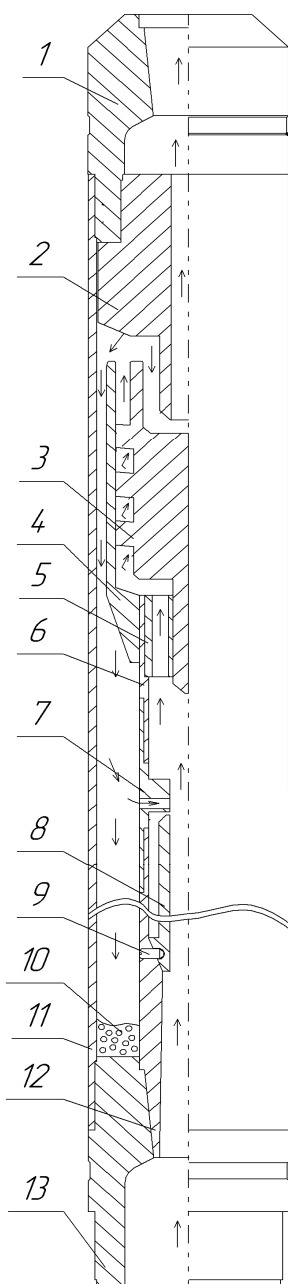
$\rho$  – плотность жидкости.

Расчеты показывают, что при  $\tau_0 = 2,0$  Па все частицы, способные перемещаться в кольцевом зазоре между колонковой трубой и стенкой скважины, будут во взвешенном состоянии и не смогут оседать в спокойной жидкости под действием силы гравитации.

Для улучшения эффекта отделения шлама от неньютоновской жидкости используются шламоуловители гидроциклонного принципа действия [2]. В таких устройствах происходит завихрение потока и интенсивное разрушение структуры жидкости, что способствует лучшему отделению твердых частиц и отбрасыванию их к стенкам трубы под действием центробежных сил. Для разрушения структуры жидкости скорость потока должна быть довольно высокой (10-15 м/с) [3]. В результате частицы шлама прижимаются к стенкам шламовой трубы и под действием силы тяжести оседают. До настоящего времени гидроциклонный принцип разрушения структуры неньютоновской жидкости для улучшения сбора шлама во внутреннюю шламовую трубу применялся только в эжекторных буровых снарядах, в которых местная обратная промывка возбуждается с помощью струйного насоса.

Конструкция предлагаемой внутренней шламовой трубы (рис. 1) позволяет улучшить сбор шлама при бурении с обратной промывкой, создаваемой с помощью насоса, установленного на дневной поверхности.

Работает устройство следующим образом. Взвесенесущий поток из колонковой трубы (не показана) через переходник 13, внутренний канал детали 12, сопло 8, внутренний канал детали 6, отверстия соединительной втулки 5 поступает в гидроциклон, канал которого представляет собой прямоугольную канавку, прорезанную на наружной поверхности детали 3 по винтовой линии. Снаружи канавка закрыта внутренней поверхностью детали 4. Площадь сечения этого канала позволяет обратному потоку неньютоновской жидкости разогнаться до такой скорости, при которой происходит разрушение ее структуры. Далее взвесенесущий поток ударяется в коническую поверхность детали 2, угол наклона которой позволяет «сфокусировать» отраженный от нее шлам в полость внутренней шламовой трубы, образованную внутренней поверхностью корпусной



**Рисунок 1** - Шламовая труба

детали 11 и наружной поверхностью соединенных между собой деталей 4, 6, сопла 8 и детали 12. В этой полости с помощью струйного аппарата создается разряжение. Струйный аппарат состоит из сопла 8, направляющего обратный взвесенесущий поток жидкости мимо отверстия в детали 7, которое соединяет полость шламовой трубы с рабочим потоком. Очищенная жидкость через канал детали 2 переходник 1 поступает в колонну бурильных труб, по которым в обратном направлении выходит на дневную поверхность.

Создание разряжения в полости внутренней шламовой трубы способствует подсасыванию в нее шлама из потерявшей структуру жидкости при движении в канале гидроциклона, тем самым улучшается сбор шлама.

### **Библиографический список:**

1. Леонов Е. Г. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов / Е. Г. Леонов, В. И. Исаев. - М.: Недра, 1987.-269 с.
2. Справочник по бурению скважин на воду / Д. Н. Башкатов, С. С. Сулакшин, С. Л. Драхлис., Г. П. Квашнин. Под редакцией проф. Д. Н. Башкатова. - М.: Недра, 1979. - 560 с.
3. Дерусов В. П. Обратная промывка при бурении геологоразведочных скважин / В. П. Дерусов. – М.: Недра, 1984. - 184 с.

УДК 622.24

## **РАЗРАБОТКА СКВАЖИННОГО РАСШИРИТЕЛЯ**

**Некрасова Ю.В.**, группа БС-06,

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – доцент, к.т.н. Юшков И.А.*

При бурении геологоразведочных и технических скважин, пересекающих как зоны влияния горных выработок, так и непосредственно выработки предъявляются особые требования к изоляции данных зон осложнений. Одним из возможных способов борьбы с такими видами осложнений является технология беструбного крепления стенок скважины тампонажными смесями.

Для выполнения тампонирувания стенок скважины без изменения номинального диаметра используются специальные устройства – скважинные расширители. Они позволяют сформировать в стенке скважины «карман» для цементного стакана или для установки капроновой сетчатой оболочки устройств типа УПП или УПГВ конструкции ПО «Укруглегеология». Толщина



стенки такого «кармана» зависит от конструкции скважинного расширителя и может составлять до 40 мм на сторону.

Используются расширители гидравлического и механического действия для вращательного и ударно-вращательного способа расширения требуемого интервала скважины. При этом наиболее простыми по конструкции, надежными в эксплуатации и управлении являются скважинные расширители гидравлического действия. В разрабатываемом устройстве за счет действия промывочной жидкости из корпуса снаряда выдвигаются резцы, армированные твердосплавными пластинами, которые при вращении снаряда формируют кольцевую расточку стенки скважины до требуемого диаметра.

УДК 622.243

**ПРАКТИЧНА ПІДГОТОВКА СТУДЕНТІВ СПЕЦІАЛЬНОСТІ  
"БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН"  
У ПОЛТАВСЬКОМУ НАФТОВОМУ  
ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНОМУ ТЕХНІКУМІ**

**Ніколаєнко П.О.**

Полтавський нафтовий геологорозв'язувальний технікум, Україна

Практична підготовка є невід'ємною частиною навчального процесу та ефективною формою підготовки майбутніх фахівців до трудової діяльності.

Практична підготовка студентів спеціальності 5.090315 «Буріння нафтових і газових свердловин» здійснюється з урахуванням вимог Галузевого стандарту вищої освіти та Положення про проведення практики студентів вищих навчальних закладів України.

Практична підготовка студентів складається з наступних етапів:

1. Навчальна слюсарна практика в слюсарно-механічних майстернях.
2. Навчальна ознайомча практика на бурових підприємствах.
3. Навчальна практика для отримання робітничої професії.
4. Виробнича технологічна практика.
5. Виробнича переддипломна практика.

**Навчальна слюсарна практика** проводиться на II курсі в другому семестрі на базі майстерень технікуму. Тривалість практики - три тижні. По закінченню практики студент виконує письмовий звіт, який надає керівнику практики при складанні диференційованого заліку.

**Навчальна ознайомча практика на бурових підприємствах** проводиться на II курсі в другому семестрі. Тривалість практики - три тижні.

Керівництво практикою здійснюють досвідчені викладачі технікуму. Під час практики студенти знайомляться зі структурою бурових підприємств, технологічними процесами буріння свердловин, роботою технологічного обладнання, а також проходять підготовку до вивчення предметів спеціального циклу.

**Практика для отримання робітничої професії** проводиться на III курсі в другому семестрі перед проведенням виробничої технологічної практики. Тривалість практики - три тижні. Задачею практики є вивчення і виконання робіт для отримання однієї з професій: помічник бурильника експлуатаційного та розвідувального буріння свердловинна нафту і газ або помічник бурильника капітального ремонту свердловин. Студенти вивчають технології будівництва нафтових і газових свердловин, конструкції бурового обладнання, його обслуговування, ремонт і монтаж. По закінченню практики студенти складають кваліфікаційний екзамен на отримання робітничої професії. Іспити проводяться кваліфікаційними комісіями за участю провідних фахівців з виробництва. Студентам, що успішно здали іспит, присвоюється одна з робітничих професій, передбачених навчальним планом.

**Виробнича технологічна практика** проводиться після III курсу на нафтогазових підприємствах. Тривалість практики - дванадцять тижнів. Завданням практики є вивчення структури і організації підприємства, питань економіки і наукової організації праці, вивчення правил технічної експлуатації основного устаткування, а також можливих неполадок і методів їх ліквідації; вивчення питань автоматизації і телемеханізації виробничих процесів; збір матеріалів для курсового проектування; набуття практичних навичок на робочих місцях. Переважна більшість студентів проходить виробничу технологічну практику на підприємствах БУ «Укрбургаз» на штатних робочих місцях помічника бурильника.

Заключною ланкою практичної підготовки є **переддипломна практика** студентів, яка проводиться на IV курсі перед дипломним проектуванням. Тривалість - п'ять тижнів. Переддипломна практика повинна сформувати у майбутнього спеціаліста професійні знання і вміння, навички прийняття самостійних рішень на конкретних ділянках роботи, в реальних умовах виробничих відносин. Розподіл студентів на практику проводиться з урахуванням замовлень підприємств на підготовку спеціалістів і їх майбутнього місця роботи після закінчення навчання. Після закінчення практики студенти звітують про виконання програми та індивідуального завдання.

У Полтавському нафтовому геологорозвідувальному технікумі разом з ґрунтовними теоретичними знаннями студенти отримують глибокі практичні навички. Це дає змогу студентам відчувати себе після закінчення технікуму якісно підготовленими і всебічно розвинутими фахівцями.

## ПРОГНОЗУВАННЯ АНОМАЛЬНО ВИСОКИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ (АВПТ) У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ МЕТОДОМ d-ЕКСПОНЕНТИ В РЕАЛЬНОМУ ЧАСІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН З ВИКОРИСТАННЯМ ЕОМ

**А. І. Різничук**

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,  
м. Івано-Франківськ, Україна

*Наукові керівники - М. П. Олексюк, А. Р. Юрич*

В переліку можливих ускладнень в процесі буріння свердловини особливе місце займають флюїдопроявлення (ФП) оскільки вони можуть призвести до відкритого фонтанування, що спричинює:

- великі витрати коштів і засобів, для ліквідації фонтанування, руйнування бурового обладнання і інструменту, забруднення навколишнього середовища і навіть загибель людей;
- нерегульований відбір флюїда з пласта на екстремальних режимах, що може порушити стан надр і покладів, призвести до втрати великої кількості цінної сировини (нафта, газ), а інколи і родовища в цілому.

Надійність попередження ФП перш за все залежить від достовірності інформації про глибину залягання пластів АВПТ. Відомо, що відомості про гірничо-геологічні характеристики гірських порід по розрізу свердловини відносяться до категорії статистичних, імовірних даних, характеризуються дисперсією при певному ступеню надійності. Точність інформації зменшується із збільшенням глибини свердловини і залежить від стану вивчення площі.

Для ефективної профілактики ФП необхідні [1,2]:

- виділення зон АВПТ і прогнозування пластового тиску, в тому числі в процесі буріння;
- раннє виявлення ФП, з використанням сучасних методів, технічних засобів і технологічних прийомів;
- розробка конструкції свердловини, що забезпечує ефективне глушіння ФП;
- оснащення бурової установки ефективним противикидним обладнанням;
- використання раціональних методика глушіння ФП, що запобігає створенню високих тисків у свердловині;
- підвищення точності визначення вибірного тиску у свердловині при різних технологічних операціях (мех. буріння, СПО, простої тощо).

При виконанні перелічених вимог ліквідація ФП (а вони у відповідних умовах завжди можливі) набуває характеру звичайної, хоча й небажаної

технологічної операції. У зв'язку з цим надзвичайно важливим є попередження ФП при бурінні свердловин.

Попередження ФП може бути забезпечено при відомій характеристиці пластів з АВПТ по розрізу свердловини, а також забезпечення відповідних умов їх розкриття. Достовірною або близькою до достовірної інформацією є при бурінні експлуатаційних свердловин, коли розріз свердловини і характеристики пластів добре вивчені, але буріння з мінімальною репресією на пласт не завжди забезпечує відповідні умови розкриття покладу. При бурінні розвідувальних, а тим більше пошукових свердловин інформація про це неповна. При бурінні в таких умовах необхідно знати способи прогнозування наближення до пластів з АВПТ і величини пластового тиску до розкриття цих відкладів, тобто при розбурюванні покришок або екрануючих товщ, що переважно представлені глинистими породами. Такий прогноз найбільш важливий стосовно газоносних пластів.

Оскільки прогноз - це передбачення АВПТ, то найбільшу цінність представляють методи, що дають інформацію до розкриття пластів і без запізнення інформації в часі.

Одним із таких методів є метод d-експоненти [1,2], що базується на зміні умов руйнування гірської породи при бурінні в літологічно однорідних глинистих породах, що є покришками газових покладів.

Метод базується на використанні впливу так званого диференційного тиску і розкріплення гірської породи на механічну швидкість буріння  $V_m$  під час буріння практично непроникних глинистих покришок газових покладів. Поровий простір цих покришок протягом геологічного часу існування газових покладів заповнюється газом з утворенням ореолу вторгнення. Тиск газу в ореолі вторгнення з наближенням до газового колектора буде все більш наближатися до пластового, тобто буде помітно зростати. Зростає коефіцієнт пластового (порового) тиску, а значить змінюються (покрощуються) умови руйнування гірської породи на вибої свердловини.

У 1966 р J. R. Jordan та O. J Shirley запропонували для прогнозування зон АВПТ метод d-експоненти [3]. Цей емпіричний метод оснований на використанні рівняння M. G. Bingham:

$$\frac{V_m}{n} = a \cdot \left( \frac{G_d}{D_d} \right)^d \quad (1)$$

де  $V_m$  – механічна швидкість проходки, м/год;

$n$  – частота обертання долота, об/хв;

$G_d$  – осьове навантаження на долото, кН;

$D_d$  – діаметр долота, м;

$a, d$  – емпіричні коефіцієнти, що характеризують умови руйнування гірської породи на вибої свердловини.

Отже розв'язавши рівняння М. G. Bingham з урахуванням масштабування ми можемо визначити один із емпіричних коефіцієнтів, який буде відображати зміни умови руйнування гірської породи на вибої свердловини.

$$d = \frac{\ln\left(\frac{V_m}{196,8 \cdot n}\right)}{\ln\left(\frac{1,498 \cdot 10^{-6} \cdot G_d}{D_d}\right)} \quad (2)$$

Досвід показав, що характер зміни d-експоненти під час буріння в глинистих породах покришки при якісній очистці вибою від шламу вибуреної породи дозволяє надійно виділяти зони АВПТ і прогнозувати поровий тиск. З урахуванням прийнятих припущень і масштабних коефіцієнтів d-експонента зменшується при збільшенні механічної швидкості буріння. Тому при розбурюванні зон з нормальними пластовими тисками при  $K = \text{const}$  величина d-експоненти збільшується, а при вході в зону з підвищеним поровим тиском – зменшується. На цій особливості зміни механічної швидкості і d-експоненти базується метод. При використанні даного методу вимірювання механічної швидкості слід проводити через 1-5 м проходки.

З метою своєчасного виділення зон АВПТ з використанням ЕОМ створено програмний продукт який дозволяє працювати в режимі реального часу при поглибленні свердловини. При алгоритмізації здійснено декомпозицію інформаційного потоку, який характеризує даний процес: константи, сталі параметри, змінні параметри (змінюються в реальному часі) [4,5]. Структурна схема алгоритму зображена на рисунку 1.

Під константами в даному процесі ми розуміємо коефіцієнти масштабування, які входять у вираз згідно з яким визначають d-експоненту. Сталими параметрами є режимні параметри буріння (діаметр долота, навантаження на нього та частоту обертання), змінними - час механічного буріння та проходка.

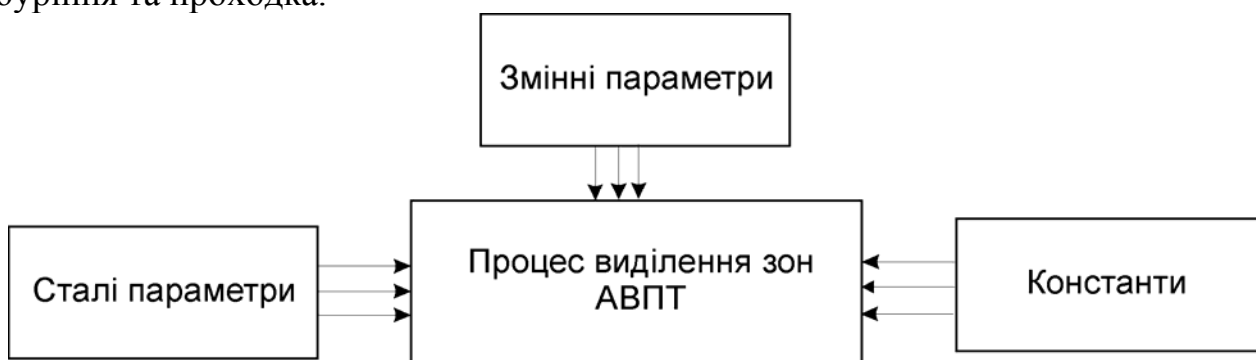


Рисунок 1 - Структурна схема алгоритму виділення зон АВПТ

Даний підхід спрощує і полегшує реалізацію методу. Створення програмного продукту включає три етапи:

створення форми для заповнення вхідними параметрами;  
 створення форми для проведення обчислень згідно математичної моделі розрахунку;  
 створення форми графічної візуалізації d-експоненти.

Перш ніж приступити до проведення розрахунку за допомогою програми слід заповнити електронну форму вхідних даних, яка включає в себе назву родовища, номер свердловини, режимні параметри буріння (діаметр долота, навантаження на нього та частоту обертання). Після цього в процесі механічного буріння форму доповнюють значеннями проходки та часу буріння (рис. 2).

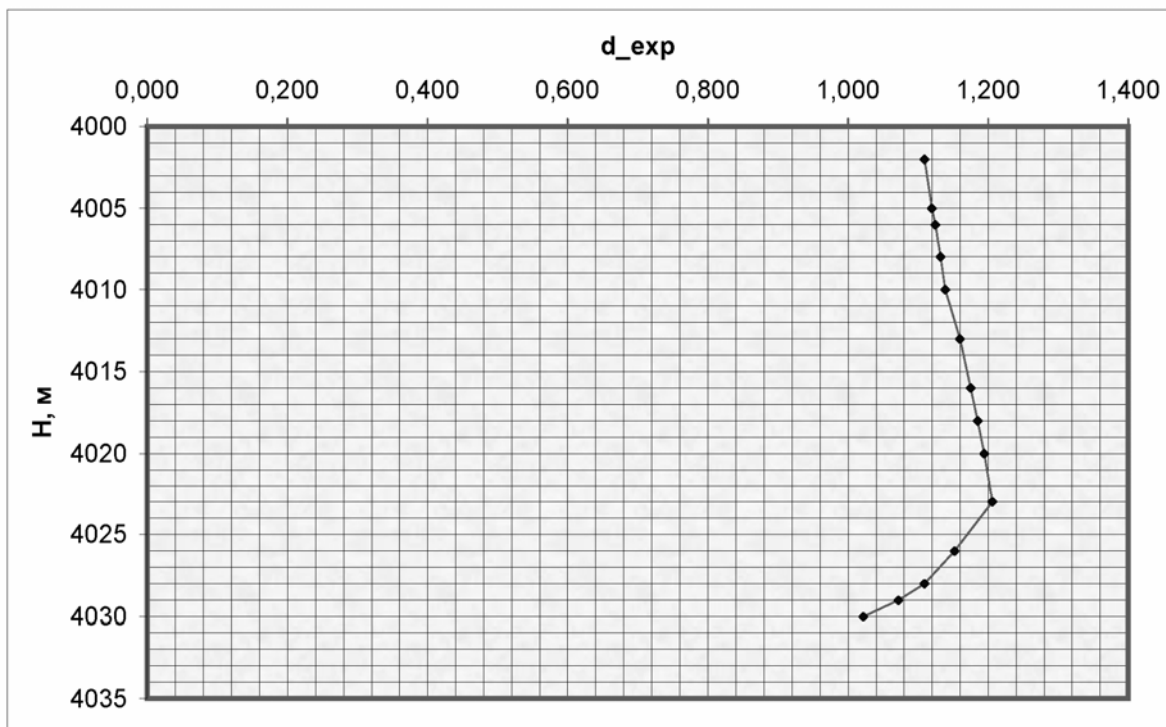
Назва площі	Пн-Долина		
Номер свердловини	25		
<b>Режимні параметри буріння</b>			
Діаметр долота, м	0,1905		
Навантаження на долото, кН	150		
Частота обертання долота, об/хв	60		
<b>Результати механічного буріння</b>			
№	Інтервал буріння, м	Час бур, хв	
1	4000	4002	18
2	4002	4005	29
3	4005	4006	10
4	4006	4008	21
5	4008	4010	22
6	4010	4013	38
7	4013	4016	42
8	4016	4018	30
9	4018	4020	32
10	4020	4023	52
11	4023	4026	36
12	4026	4028	18
13	4028	4029	7
14	4029	4030	5
15	4030		
16	0		
17	0		
18	0		
19	0		
20	0		

**Рисунок 2** - Електронна форма вводу вхідних даних

У результаті роботи програми, по мірі заповнення форми вхідних даних, ми отримуємо значення d-експоненти у реальному часі. Отримані значення відображаються на формі графічної візуалізації зміни d-експоненти у вигляді функції d(H) (рис. 3).

Як видно з наведеної інтерпретації починаючи з глибини 4023 м різко зростає механічна швидкість буріння та зменшується значення d-експоненти. Це є явною ознакою того, що ми наближаємось до зони АВПТ. Тому слід

провести комплекс техніко-технологічних заходів по підготовці свердловини до розкриття цієї зони і попередження флюїдопроявлення.



**Рисунок 3** - Графічна візуалізація зміни d-експоненти

Даний підхід до реалізації даного методу виділення зон АВПТ дозволяє: збільшити швидкість прийняття рішень, графічно візуалізувати залежність  $d(H)$ , полегшити статистичний аналіз ідентифікації зон АВПТ, як для окремо взятої свердловини так і для родовища загалом.

Враховуючи швидкий ріст інформатизації суспільства та зростаюче використання ЕОМ даний підхід до виділення зон АВПТ дасть змогу створити базу даних про параметри які описують цей процес. Подальші дослідження будуть спрямовані на створення інформаційної системи підтримки прийняття рішень при виділенні зон АВПТ, що включає використання систем реального часу, новітніх підходів до автоматичного контролю параметрів буріння, теорії алгоритмів, теорії прийняття рішень, відомих методів та підходів що стосуються проблеми прогнозування та попередження флюїдопроявів.

Даний підхід до використання методів прогнозування може використовуватись на бурових підприємствах України, як один з елементів техніко-технологічного комплексу заходів з прогнозування та попередження флюїдопроявлень при спорудженні свердловин.

### **Бібліографічний список:**

1. Ясов В.Г. Осложнение в бурении/ Ясов В.Г., Мислюк М.А.-М.: Недр.-334с
2. Шевцов В. Д. Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин / В. Д. Шевцов.-М.: Недр, 1988.-116с.

*X Всеукраинская научно-техническая конференция «Бурение»*

3. Мислюк М. А. Буріння свердловин [Текст]: [довідник]: у 5 т./ М.А. Мислюк, І. Й. Рибчич, Р. С. Яремійчук; - К.: Інтерпрес ЛТД, 2004-. Т. 5.- 2004.-373с.:іл., табл. - ISBN 966-501-037-9.
5. Солдатов В.Н. Банки данных в нефтяной промышленности / Солдатов В.Н., Чудинов И.Л., Ямпольский В.З.- Новосибирск: Наука.- 1988.- 126с.- Бібліогр.: с. 122-126.
5. Расел С., Норвинг П. Искусственный интеллект: Современный поход / Расел С., Норвинг П. //- перевод с англ.- 2-е изд.- М.: изд. дом «Виасян», 2006.- 1908с.





УДК 622.24

## РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ МЕХАНИЧЕСКОГО ПАКЕРА ДЛЯ ТАМПОНИРОВАНИЯ ПРОНИЦАЕМЫХ ИНТЕРВАЛОВ СКВАЖИНЫ ДИАМЕТРОМ 132 ММ

**Проценко С.В.**, группа БС-06

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – доцент, к.т.н. Рязанов А.Н.*

Автором разработана конструкция механического пакера, который предназначен для закачивания тампонажного раствора в ограниченные интервалы скважины диаметром 132 мм (диаметр уплотнительного элемента 128 мм).

Состоит из штока, который располагается с возможностью осевого перемещения в корпусе, верхнего переходника, нажимной втулки, резиновой манжеты, упорной втулки и переходника на колонковую трубу.

В процессе спуска пакера находится в растянутом положении. На глубине установки через колонну бурильных труб на него передается сжимающая нагрузка. Под ее действием шток смещается относительно корпусных деталей до упора выступами в нажимную втулку. Сам пакер через установленную на переходнике колонковую трубу упирается в забой скважины. Усилие распакеровки через шток и нажимную муфту передается на уплотнительный элемент, вызывая его деформацию.

Для снятия пакера дают натяжение колонне бурильных труб, шток смещается вверх до упора в верхний переходник. Уплотнительный элемент сжимается. Наличие байпасного канала для выравнивания давления над и под пакером облегчает его снятие.

УДК 622.24

## РАЗРАБОТКА РЕГУЛИРОВОЧНОГО ВЕНТИЛЯ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО ИЗМЕНЕНИЯ РЕЖИМА МНОГОРЕЙСОВОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН СНАРЯДАМИ ТИПА ПБС-127

**Сокол И.А.**, группа ТТР-06

Донецкий национальный технический университет, Украина

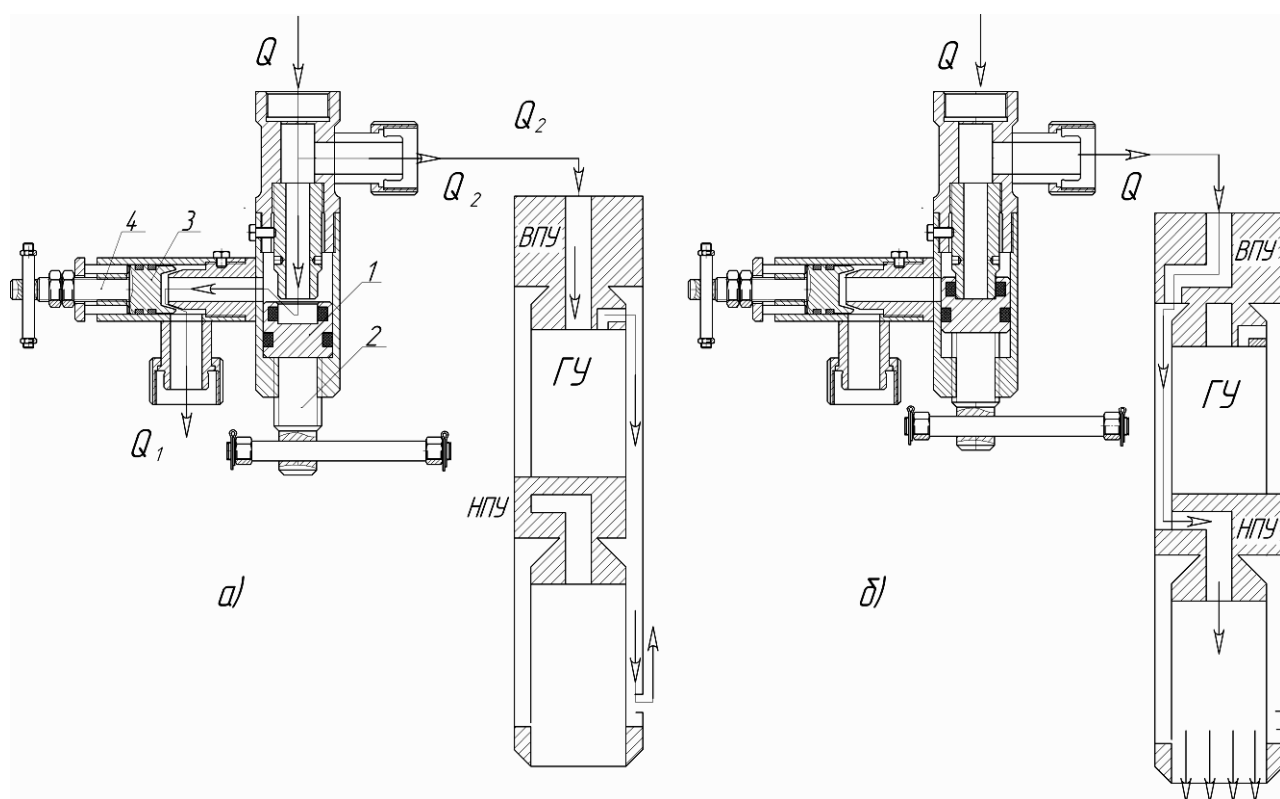
*Научный руководитель – профессор, д.т.н. Калиниченко О.И.*

При многорейсовой проходке скважин погружными гидроударными буровыми снарядами типа ПБС-127 предусматривается реализация двух способов

разрушения пород на забое: с отбором керна за счет частотно-ударного погружения бурового снаряда в осадки, а также без отбора керна за счет размыва пород на заданном или пройденном без крепления интервале при неработающем гидроударном механизме. Дистанционное изменение способа бурения в процессе рейса обеспечивается увеличением или снижением расхода жидкости, подаваемой в гидроударный буровой снаряд. При этом изменение параметров потока приводит к срабатыванию пусковых узлов: с помощью верхнего узла (ВПУ) поток жидкости может быть направлен либо в рабочие камеры гидроударника, обеспечивая его запуск и работу на фазе отбора керна, либо в межтрубную полость ПБС в камеру нижнего пускового узла (НПУ), минуя рабочие камеры гидроударника. В последнем случае создаются условия для срабатывания НПУ и обеспечения работы ПБС-127 в режиме гидромониторного размыва пород при неработающем гидроударнике. При проходке слоев плотных глинистых пород гидроразрыв пород затруднен. Поэтому традиционно такой интервал скважины проходится при периодическом изменении положений ВПУ и НПУ.

Для обеспечения изменения режима разрушения пород на забое предложен регулировочный вентиль, позволяющий оперативно и многократно изменять подачу жидкости в ПБС на проходимом интервале скважины.

Регулирование подачи в ПБС обеспечивается изменением положения поршня 1 (рисунок 1) с помощью винта 2, имеющего шаг резьбы 8 мм.



**Рисунок 1** - Схема работы регулировочного вентиля:

а) при запуске и работе гидроударника; б) в режиме гидроразмыва породы

При этом поршень 3 с помощью винта 4 заранее фиксируется в определенном положении, при котором на слив уходит часть количества жидкости  $Q_1$ , превышающее общий расход  $Q$  на величину номинальной подачи воды  $Q_2$  для работы гидроударника (рис.1,а). Для работы в режиме гидроразмыва производится поворот (1,5-2 оборота) винта 2. При этом поршень 1 перекрывает доступ жидкости в канал слива и вся жидкость направляется в ПБС, обеспечивая срабатывание ВПУ и НПУ. В таком положении поршня 1, весь поток устремляется в полость внутренней колонковой трубы и далее на забой скважины, производя интенсивное гидромониторное разрушение пород на забое, или обеспечивая вымывание сформированного в колонковой трубе столбика керна.

УДК 622.24

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ДИНАМИКИ БОЙКА ПРИМЕНИТЕЛЬНО К СУЩЕСТВУЮЩИМ КОНСТРУКЦИЯМ УДАРНЫХ УЗЛОВ ЗАБИВНЫХ ПРОБООТБОРНИКОВ

**Середа О.В.**, группа БСм-09

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – доцент, к.т.н. Рязанов А.Н.*

Строительство промышленных сооружений и транспортных коммуникаций требуют проведения широкомасштабных инженерно-геологических изысканий. Их целью является получение возможно более полной информации про основные физико-механические свойства грунтов, которые определяются по отобраным из буровой скважины пробам. Согласно действующим нормативным документам для пробоотбора в песках средней плотности и глинистых грунтах с показателем пластичности не более 0,75 рекомендуется применять устройства ударного типа.

Отечественная и зарубежная практика показывает, что наряду с такими преимуществами, как надежность конструкции и возможность регулирования в широком диапазоне технологических параметров применение забивных пробоотборников характеризуется значительными затратами времени на пробоотбор вследствие малой ударной мощности.

С целью повышения ударной мощности забивных пробоотборников проанализированы конструкции ударных узлов. В общем виде ударный узел состоит из корпуса, бойка и наковальни. Боек может иметь постоянную связь с буровой лебедкой в виде каната или перемещаться на рабочем ходе под

действием разжимающейся пружины и собственного веса. С учетом условий эксплуатации пробоотборников математически описана динамика бойка. Получены зависимости скорости для конкретных параметров ударного узла. Даны рекомендации по конструкции ударного узла забивного пробоотборника.

УДК 622.242.243

## УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОГРУЖНОГО ПНЕВМАТИЧЕСКОГО ВЫТЕСНИТЕЛЯ

**Точеный И.А.**, группа ТТР-06

Донецкий национальный технический университет, Украина  
*Научный руководитель – доцент, к.т.н. Филимоненко Н.Т.*

Геологические разрезы скважин содержат проницаемые зоны, имеющие различную природу, пересечение которых приводит к значительным потерям промывочной жидкости. В подобных условиях рекомендуются технологии бурения с внутрискважинной промывкой, создаваемой погружными насосами. При этом в качестве очистного агента используется естественный буровой раствор, оставшийся в скважине после вскрытия проницаемой зоны. Тем самым снижаются или полностью исключаются затраты, обусловленные его приготовлением и доставкой на объект ведения работ.

Анализ и обобщение опыта бурения, а так же работы последних лет, проведенные в Донецком национальном техническом университете, показали перспективность применения погружных пневматических вытеснителей для создания внутрискважинной прерывистой промывки. Это особый тип горных машин. Они позволяют передавать энергию сжатого воздуха непосредственно на вытесняемую жидкость без промежуточных звеньев, что упрощает конструкцию и повышает надежность насоса.

На рис. 1 приведена схема, иллюстрирующая принцип работы такого устройства. При спуске его в скважину промывочная жидкость через каналы 17 и 26 соединительного элемента 15, всасывающий клапан 16, пружинную камеру 29, канал 28 поступает в полость вытеснительной камеры 23. Поплавок 8 перемещается вверх вместе с поступающей в нее жидкостью. После того, как уровень жидкости в вытеснительной камере достигнет верхнего поплавка 6, последний поднимется по направляющей 4 в крайнее верхнее положение и перекроет сквозные каналы во втулке 3. Это предотвратит заполнение жидкостью колонны бурильных труб. При переключении воздухораспределителя на подачу сжатого воздуха он поступает в вытеснительную камеру 23 через центральный канал верхнего переходника 1,

каналы втулки 3. Нижний поплавок 8, защищенный от ударов о внутреннюю поверхность вытеснительной камеры 7 с помощью колец 9, переместится вниз вместе с уровнем вытесняемой из камеры 7 жидкости.

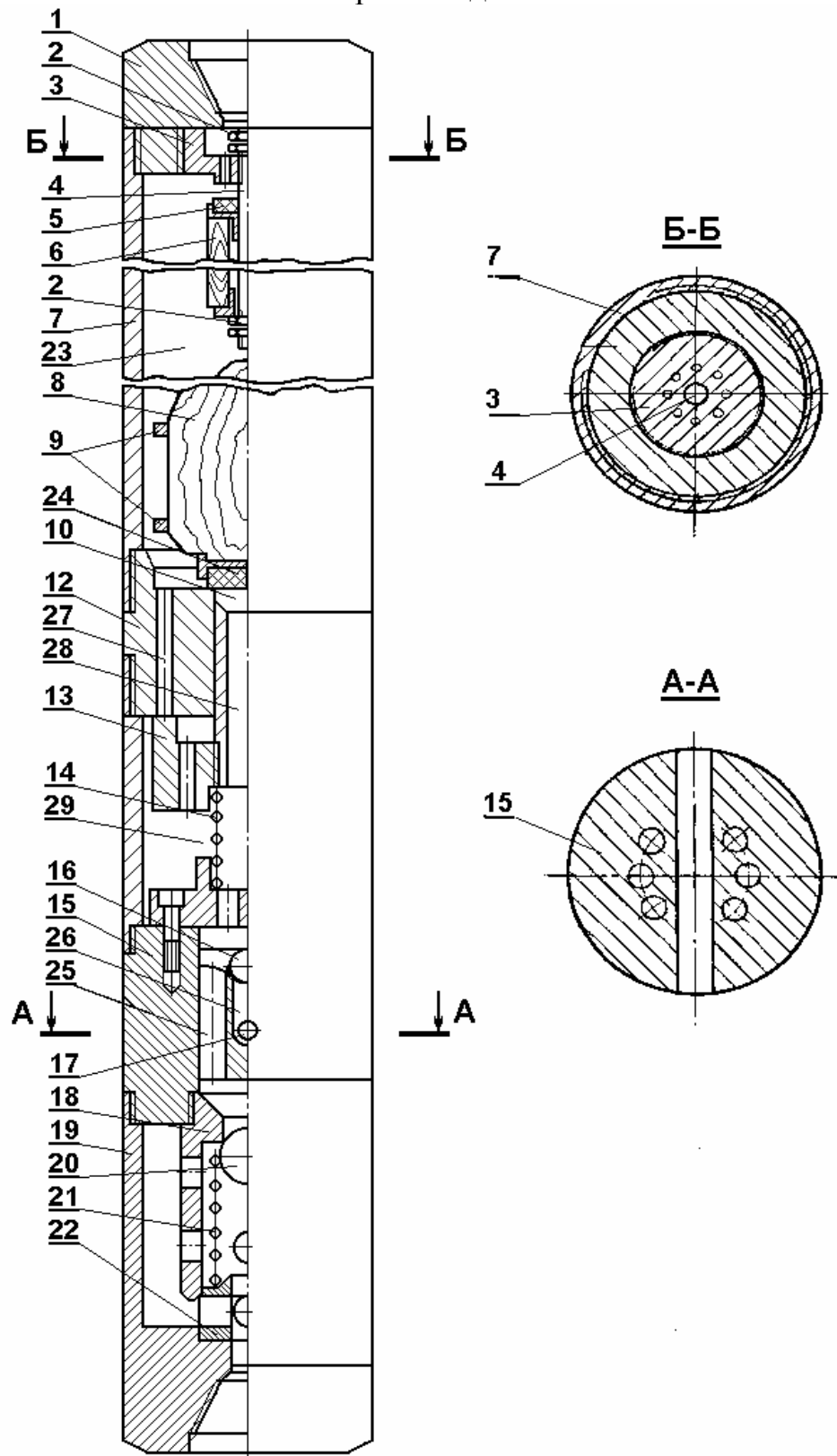


Рисунок 1 - Схема пульсационного насоса с поверхностным воздухораспределителем

Жидкость через центральный канал 28, пружинную камеру 29, каналы 25 соединительного элемента 15 поступает в полость корпуса 18 седла нагнетательного клапана 20, опирающегося на пружину 21, центрируемую в нижнем переходнике 19 с помощью втулки 22, отжимает нагнетательный клапан 20 и по бурильным трубам (не показаны) подается на забой скважины.

Сила сжатия пружины 14 рассчитывается таким образом, чтобы сила давления сжатого воздуха на клапан 13 была меньше (при максимально возможном давлении сжатого воздуха в вытеснительной камере 7) усилия снизу со стороны пружины 14 на клапан 13.

Далее с помощью воздухораспределителя (на рисунке не показан), установленного на поверхности, внутренняя полость вытеснительной камеры через бурильные трубы соединяется с атмосферой. Давление в полости падает и начинается заполнения вытеснительной камеры. После этого рабочий цикл повторяется.

Как отмечено выше это устройство эксплуатируется в условиях поглощения промывочной жидкости с понижением ее уровня в скважине. Поэтому возможен обвал стенок скважины.

С этой целью конструкцией устройства должна быть предусмотрена возможность начать немедленную промывку скважины в случае обвала ее стенок. При появлении косвенных признаков, свидетельствующих об обвале стенок скважины (повышение крутящего момента) немедленно включается буровой насос (не показан), который при пульсирующей промывке отключен от нагнетательной линии. Нижний поплавок 8 подхватывается потоком жидкости и перекрывает центральное отверстие 10 крышки 12. В вытеснительной камере поднимается давление, при котором сила давления жидкости на клапан 13 превысит усилие на него снизу со стороны пружины 14. Клапан 13 откроется и обеспечит поступление жидкости на забой скважины, которая размоет прихваченную часть снаряда.

УДК 622.24

## РАЗРАБОТКА ПАКЕРА ДЛЯ РАЗОБЩЕНИЯ СКВАЖИНЫ

**Украинцев А.А.**, группа БС-06

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – профессор, к.т.н. Пилипец В.И.*

При выполнении различных технологических операций (тампонирование неустойчивых стенок скважины и затрубного пространства обсадных колонн, проведение откачек погружными насосами и др.) возникает проблема,

связанная с разобшением скважины на отдельные интервалы с помощью пакеров.

Проведенный анализ показал, что в бурении используются большое разнообразие пакеров: механических, гидравлических и гидромеханических, которые разработанные в различных организациях для различных условий.

Однако их невозможно использовать для разобшения скважины и установки в нем погружного гидропоршневого насоса, поскольку необходимо разделить операции по удержанию в раскрытом положении гидравлической обоймы пакера и извлечению насоса на поверхность для ремонта.

Предлагаемый гидравлический пакер предназначенный для установки в скважине погружного насоса опускается в скважину на колонне подъемных труб. Золотниковая пружина, преодолевая давление столба жидкости в подъемных трубах, удерживает золотник в верхнем положении. После спуска пакера на необходимую глубину внутрь подъемных труб, на силовых трубах опускается гидронасос с упором-фильтром.

Наземным приводным насосом по силовым трубам подается рабочая жидкость, которая, пройдя через гидродвигатель насоса и седло пакера, поступает в полость над золотником и преодолевая усилие пружины, перемещает золотник вниз. Рабочая жидкость поступает в пакер и разжимает резиновый элемент, который плотно прижимается к стенкам скважины.

Гидронасос опускается до установки хвостовика в седло. При этом упор удерживает золотник в нижнем положении.

При работе гидронасоса жидкость из скважины засасывается через обратный клапан и каналы в пакере.

После окончания откачки гидронасос приподнимается, упор освобождает золотник, который под воздействием пружины перемещается в верхнее положение. Давление жидкости на резиновый элемент пакера уменьшается и он возвращается в исходное положение.

УДК 622.24

## АНАЛІЗ ТЕХНІЧНИХ ФАКТОРІВ, ЩО ХАРАКТЕРИЗУЮТЬ СКЛАДНІ УМОВИ СТВОРЕННЯ ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ СВЕРДЛОВИН

**Усенко А.В.**, група РТ-05

Національний гірничий університет, м. Дніпропетровськ, Україна

*Науковий керівник – доцент, к.т.н. Судаков А.К.*

При виборі раціональних конструкцій фільтрів враховують технічні умови роботи водозабірних свердловин, призначення споруди, тип і

потужність насосного устаткування, а також засоби спорудження самих свердловин.

Призначення спорудження визначає тимчасовий або постійний характер експлуатації водозабірних свердловин.

У ряді галузей народного господарства експлуатацію свердловин можна проводити періодично в найбільш жаркий період року. У цьому разі, свердловини працюватимуть з повним навантаженням в межах обмеженого терміну, іноді не більше 2-4 місяців на рік.

Ці умови потрібно враховувати при проектуванні раціональних конструкцій фільтрів, розрахунках величини водоприймальної поверхні і виборі матеріалів для їх виготовлення.

До розряду технічних умов відноситься також і величина передбачуваного водовідбору. Необхідно відзначити, що при збільшенні водовідбору слід збільшувати і поверхню, що фільтрує, за рахунок діаметру і довжини фільтру або збільшення контуру гравійних обсыпань, а в деяких випадках шляхом комбінації обох конструктивних елементів.

Як показує практика, збільшення водовідбору без забезпечення його необхідною фільтраційною поверхнею може викликати передчасний вихід свердловин з ладу.

Необхідність відповідності водовідбору площі фільтрації буде тим більшою, чим дрібніше піски, що складають водоносний горизонт.

На вибір конструкції фільтру можуть впливати типи і потужність насосного устаткування, які залежать від умов залягання підземних вод. В більшості випадків, при незначному статичному рівні підземних вод експлуатацію свердловин рекомендується проводити відцентровими насосами, що встановлюються на поверхні землі або в неглибоких шахтних колодязях.

Залягання підземних вод можна спостерігати в безнапірних водоносних горизонтах великої потужності і в напірних пластах, коли рівні води встановлюються вище або нижче від поверхні землі. У цих умовах фільтр зазвичай знаходиться в затопленому стані і над його верхнім кінцем є достатня кількість води на всмоктування.

При таких конструкціях свердловин водоприймальні труби насосів знаходяться в обсадній колоні, не доходючи до оголовка встановлених фільтрів.

У подібних умовах залежно від механічного складу порід, що оточують фільтр, і хімічного складу підземних вод при виборі конструкцій фільтрів необхідно віддавати перевагу гравійним фільтрам.

У безнапірних і напірних водоносних горизонтах малої потужності або із слабким напірним рівнем водоприймальні частини насоси доводиться встановлювати у фільтрах, а в деяких випадках нижче за їх робочу частину - у відстійниках.

Збільшення діаметрів фільтрів необхідне і при установці ерліфтів, коли їх доводиться спускати у відстійник фільтру, і тим більше при монтажі



ерліфтів з паралельним розміщенням водопідіймальних і повітряних колон.

До технічних умов, що визначають вибір раціональних конструкцій фільтрів, відносяться засоби спорудження свердловин і установки фільтрів.

УДК 622.24

## РАЗРАБОТКА НАРУЖНОЙ ОСВОБОЖДАЮЩЕЙСЯ ТРУБОЛОВКИ ДЛЯ ТРУБ ДИАМЕТРОМ 50 И 63,5 ММ

**Фирсов И.Н.**, группа МБ-05

Донецкий национальный технический университет, Украина

*Научный руководитель – доцент, к.т.н. Рязанов А.Н.*

Основную часть непроизводительных затрат времени при бурении скважин составляют аварии, связанные с обрывом бурового снаряда. При этом не всегда возникшую аварию удастся ликвидировать с использованием простейшего инструмента — метчиков и колоколов. В случае неровной формы обрыва или поверхностной закалки оборванных труб и их соединительных элементов возникает необходимость в применении труболовки, которая должна обеспечивать надежный захват и удержание оборванной части инструмента при подъеме, а при невозможности извлечения — освобождение от аварийных труб.

Автором предложена принципиальная схема и разработана конструкция наружной освобождающейся труболовки, которая позволяет захватывать бурильные трубы диаметром 50 и 63,5 мм.

Устройство включает в себя переходник, корпус с нижней конусной частью, три плашки. Плашки имеют коническую форму, вследствие чего они могут перемещаться по конусной поверхности корпуса, и соединены с рабочим цилиндром, в котором размещен поршень с седлом под бросовой клапан. Поршень выполнен заодно с полым штоком, проходящим через крышку цилиндра и соединенным с переходником. Шток имеет в нижней части боковое отверстие для прохода жидкости. Между переходником и крышкой цилиндра размещена пружина. В нижней части корпуса устройства предусмотрена резьба для присоединения направляющей воронки.

Труболовка опускается на бурильных трубах. Дойдя до места обрыва, производят промывку скважины и накрывают верхний конец аварийной трубы. Труба, войдя в труболовку, своим концом давит на плашки. Последние, сжимая пружину, поднимаются и, расширяясь, пропускают трубу в труболовку. При подъеме труболовки плашки под действием пружины опускаются и, перемещаясь по конусной поверхности корпуса, захватывают аварийную трубу. В случае невозможности извлечения оборванной части бурового снаряда ввиду

прихвата колонну труб разгружают. Аварийная колонна поднимает плашки с цилиндром. В колонну бурильных труб сбрасывают шариковый клапан и подают промывочную жидкость. Цилиндр с захватными плашками перемещается вверх и освобождает аварийную колонну. После этого труболовку свободно поднимают на поверхность.

Разработанная труболовка отличается простотой и надежностью конструкции. Предложенная схема с небольшими изменениями может быть использована для разработки конструкции труболовки с внутренним захватом бурильных труб большего диаметра, применяемых при бурении скважин на воду.

УДК 622.24

## РАЗРАБОТКА НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОТКАЧКИ ЖИДКОСТИ ИЗ СТВОЛОВ ШАХТ, ПРОЙДЕННЫХ БУРЕНИЕМ

**Якубцова Н.В.**, группа ТТРм-09

Донецкий национальный технический университет, Украина  
*Научный руководитель – профессор, к.т.н. Пилипец В.И.*

После выполнения работ по креплению скважины, пройденной бурением, и тампонирувания затрубного пространства производятся работы по осушению скважины. Осушение скважины может выполняться желонкой, погружными насосами, эрлифтом, гидроприводными насосами, другими типами водоподъемников, обеспечивающими соответствующий напор и подачу.

Одним из требований к насосным установкам является возможность одновременно с откачкой сильно зашламленной жидкости проводить проверку целостности крепи со спуском рабочих в свободное от жидкости пространство.

Проведен анализ водоподъемной техники, включая различные устройства для привода штанговых насосов и предложена усовершенствованная насосная установка, состоящая из штангового насоса невставного типа и механизма для расхаживания поршня насоса, установленного на поверхности.

Особенность конструкции насоса является возможность удержания цилиндра насоса от перемещения при возвратно-поступательном перемещении поршня грузами от РТБ-590 и устройства для снижения ударных нагрузок поршня по цилиндру в крайних мертвых точках.

Насос опускается в скважину на колонне бурильных труб, через которые выдается на поверхность откачиваемая жидкость. Поэтому отпадает необходимость в спуске в скважину отдельной водоподъемной колонны (рис.1).

Механизм для расхаживания поршня насоса подвешивается за серьгу к талевому блоку буровой вышки, а колонна штанг с вертлюгом подвешивается на нижней серьге штока.

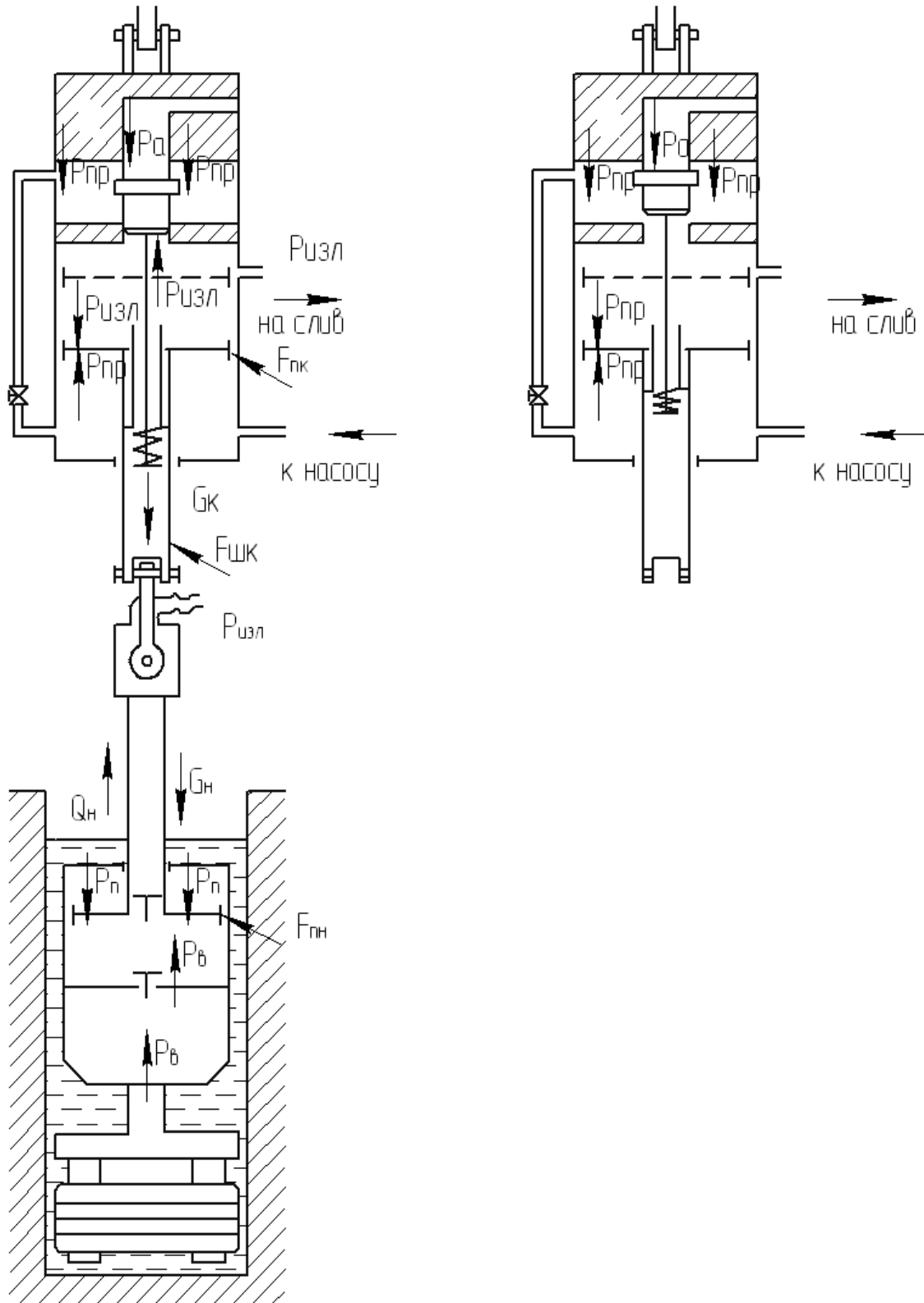


Рисунок 1 - Схема насосной установки и расчетная схема

Разработанная методика выбора конструктивных и расчета рабочих параметров насоса и механизма для расхаживания поршня насоса позволила установить закономерность их работы.

Установлено, что при использовании в механизме для расхаживания поршня насоса одного поршня диаметром 178 мм ее грузоподъемность позволяет проводить откачки до глубины 400 м. Конструкция механизма для расхаживания поршня насоса позволяет использовать несколько поршней, что значительно увеличивает его грузоподъемность и позволяет проводить откачки до глубины 900-1000 м.

Подача насоса при диаметре поршня насоса 205 мм составляет от 30 до 70 м<sup>3</sup>/ч в зависимости от интенсивности расхаживания. Для привода механизма для расхаживания поршня насоса можно использовать буровые насосы с подачей более 100 м<sup>3</sup>/ч. Исследовательско-конструкторские материалы переданы в ГХК «Спецшахтобурение» для использования.

### **Библиографический список**

1. Пилипец В.И. Насосы для подъема жидкости. – Донецк: РИА, 2000. с.241.
2. Пилипец В.И. Применение погружных насосов с гидроприводом для откачки жидкости из буровых скважин. – Свердловск: СПИ. В кн.: Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые. 1981.
3. Анурьев В.И. Справочник конструктора-машиностроителя: В 3 т. – 6-е изд. – М.: Машиностроение, 1982.

## СОДЕРЖАНИЕ

Андрусенко С.Ю. Стан і шляхи удосконалення бурових доліт.....	3
Беседина Н.Н. Разработка технологии и технических средств искусственного искривления скважин для подземного бурения.....	7
Глущенко Е.С. Разработка и исследование шнекоколонкового снаряда со съёмным керноприемником.....	9
Григоренко К.С. Разработка щелевой приставки для разрушения пены.....	12
Гусева Г.В. Разработка конструкции болта М24 повышенной несущей способности .....	13
Гусева Г.Г. Совершенствование конструкции специального освобождающегося метчика для ликвидации аварий бурильными трубами установок РТБ.....	15
Гусева Г.Г. Разработка конструкции секции ремонтпригодного долота для агрегатов РТБ.....	18
Дерягіна Д.А. Вдосконалений ударний механізм для ліквідації прихватів в свердловинах з низьким динамічним рівнем промивальної рідини.....	21
Дубовая К.И. Конструкция комбинированного ловильного инструмента фрезер- метчика.....	23
Дутова О.В. Вдосконалення гідроударника для буріння свердловин.....	24

Декунова В.С.

Выбор конструкции и обоснование параметров гидроударника ГУ-132..... 27

Дорош В.В.

Снаряд для поинтервального тампонирования в скважинах диаметром 93 мм ..... 29

Зубрыкина Е.В.

Гидравлический ударный механизм для ликвидации прихватов..... 30

Карчевский А.И.

Разработка конструкций универсальных долот для буровых установок роторного типа .....31

Кошеверова Е.В.

Выбор параметров промывки при бесколлонной проходке скважин в условиях морских акваторий .....32

Киселева И.А.

Гидроударный механизм двойного действия с повышенными энергетическими показателями.....34

Карпова А.В.

Разработка усовершенствованного снаряда для бокового тампонирования зон осложнений..... 36

Ковалев Д.Н.

Разработка аэратора промывочной жидкости..... 37

Колесников М.О.

Аналіз геологічних факторів, що характеризують складні умови створення гідрогеологічних свердловин.....39

Кортуков А.С.

Разработка внутреннего трубореза ..... 41

Костюков В.В.

Разработка конструкции клиновой шарнирной внутренней труболочки большого диаметра..... 43

Кутепов И.И.

Пути усовершенствования устройств для обработки ствола скважины..... 45

*X Всеукраинская научно-техническая конференция «Бурение»*

**Литвинов А.С.**

Разработка усовершенствованной двойной колонковой трубы..... 49

**Лысакова А.А.**

Усовершенствование пакера для манжетного цементирования обсадных колонн..... 50

**Маликов А. В.**

К вопросу о технике и технологии проходки шахтных стволов..... 50

**Макаренко А.А.**

Разработка сдвоенного обратного клапана для цементирования колонны обсадных труб диаметром 219 мм..... 52

**Мамоненко А.С.**

О критериях определения рационального расхода очистного агента..... 53

**Мазур О.М.**

Технологія створення багат шарових криогенно-гравійних фільтрів бурових свердловин..... 60

**Муллер А.В.**

Разработка сигнализатора внезапного падения уровня жидкости в скважине..... 63

**Назарян А.О.**

Розробка сигналізатора циркуляції промивальної рідини у свердловині ..... 65

**Настаченко А.А.**

Усовершенствование внутренней шламовой трубы ..... 69

**Некрасова Ю.В.**

Разработка скважинного расширителя..... 71

**Ніколаєнко П.О.**

Практична підготовка студентів спеціальності «Буріння нафтових і газових свердловин» у Полтавському нафтовому геологорозвідувальному технікумі..... 72

Різничук А.І.

Прогнозування аномально високих пластових тисків (АВПТ)  
у процесі буріння методом d-експоненти в реальному часі  
буріння свердловин з використанням ЕОМ..... 74

Проценко С.В.

Разработка конструкции механического пакера  
для тампонирувания проницаемых интервалов  
скважины диаметром 132 мм..... 80

Сокол И.А.

Разработка регулировочного вентиля для оперативного  
изменения режима многорейсового бурения скважин  
снарядами типа ПБС-127 ..... 80

Середа О.В.

Результаты исследований динамики бойка  
применительно к существующим конструкциям  
ударных узлов забивных пробоотборников..... 82

Точеный И.А.

Усовершенствование погружного пневматического  
вытеснителя..... 83

Украинцев А.А.

Разработка пакера для разобщения скважин..... 85

Усенко А.В.

Аналіз технічних факторів, що характеризують складні умови  
створення гідрогеологічних свердловин..... 86

Фирсов И.Н.

Разработка наружной освобождающейся труبولовки  
для труб диаметром 50 и 63,5 мм..... 88

Якубцова Н.В.

Разработка насосной установки для откачки жидкости  
из стволов шахт, пройденных бурением..... 89