





УДК 622.243

**О.М. Давиденко, П.П. Вирвінський**

**КАФЕДРИ ТЕХНІКИ РОЗВІДКИ РОДОВИЩ  
КОРИСНИХ КОПАЛИН НГУ – 80 РОКІВ**

Наведено історію розвитку та досягнення кафедри техніки розвідки РКК НГУ за останні 80 років.

Представлены история развития и достижения кафедры техники разведки МПИ НГУ за последние 80 лет.

Achievements of history develop of faculty engineering of investigation mining deposits NMU for last 80 years are submitted.

Швидкий розвиток на півдні Росії вимагав інтенсифікації робіт з видобутку корисних копалин, в першу чергу, енергетичної сировини, тобто кам'яного вугілля, а також залізної руди, марганцю, кіноварі, вогнетривкої глини і т.ін.

Однак для збільшення видобутку корисних копалин необхідно було різко збільшити розвідані запаси корисних копалин. Перші шахти видобували корисні копалини з невеликих глибин, однак з плином часу гірничі виробки простягалися на більші глибини, розвідка яких була неможливою без буріння свердловин на значні глибини.

Тому з'явилася потреба у спеціалістах в галузі буріння. В Катеринославському вищому гірничому училищі професор А.М.Терпігорев почав викладати дисципліну «Буріння» для студентів-гірників в 1900-1901 рр. У вересні 1930 року на геолого-маркшейдерському факультеті відкривається бурове відділення для підготовки гірничих інженерів-буровиків. Перший випуск (21 спеціаліст) відбувся у 1935 році.

В 1929 році було засновано кафедру розвідувальної справи. На завідування кафедри було запрошено з Москви гірничого інженера Аврама Яковича Гіммефарба.

В період становлення кафедри студентам викладаються дисципліни:

- буріння розвідувальних свердловин;
- випробування та підрахунок запасів.

Одночасно підготовлена – як самостійна дисципліна – «Методика пошуків та розвідки родовищ корисних копалин», в основу якої покладено праці В.І.Вернадського, В.А.Обручева та інших видатних вчених.

Однак з 1930 року по 1950 рік прийом на відділення підготовки гірничих інженерів-буровиків був призупинений. Підготовку інженерів-буровиків було продовжено в 1950 року на Вищих інженерних курсах (ВІК), куди приймалися особи, які мали досвід роботи в геологорозвідувальних організаціях та загальну середню чи спеціальну, а також неповну вищу освіту.

За період з 1930 року по 1956 рік кафедрою розвідувальної справи підготовлено 914 гірничих інженерів-геологів.

В 1951 році кафедра розвідувальної справи була перейменована в кафедру «Техніки розвідки родовищ

корисних копалин», яка є провідною в підготовці гірничих інженерів зі спеціальності 8.090306 «Буріння».

За денною формою навчання прийом студентів зі спеціальності «Технологія і техніка розвідки родовищ корисних копалин» було відновлено в 1951 році.

Першим завідувачем кафедри розвідувальної справи був гірничий інженер, проф. Аврам Якович Гіммефарб (1929-1934). Він закінчив Катеринославське Вище гірниче училище у 1903 році. Під час завідування кафедрою Аврам Якович брав активну участь в роботах конференцій з бурових питань.

За роботи з дослідження Курської магнітної аномалії бів обраний в травні 1923 року почесним членом Московської Ради і нагороджений орденом Трудового Червоного Прапора (Грамота ВЦВКа від 19.03.1923 р.).

Професором А.Я.Гіммефарбом були розроблені теоретичні основи конструкції породоруйнівного інструменту із застосуванням надтвердих матеріалів.

Наступним завідувачем кафедри був професор, д.т.н. Епштейн Є.Ф. (1934-1975), він закінчив Дніпропетровський гірничий інститут (1922-1929) і отримав кваліфікацію гірничого інженера зі спеціальності геологорозвідник. З 1932 року працював доцентом кафедри «Розвідувальна справа» в ДГІ, а потім з 1934 року по 1941 рік завідував цією ж кафедрою.

В роки Великої Вітчизняної війни Євген Федорович працював управляючим тресту «Запсибцветметразведка» в місті Томську. За значний внесок в справу організації Перемоги в 1942 році його було нагороджено орденом «Знак Пошани».

В 1945 році Євген Федорович повертається до Дніпропетровська і все його життя вже було пов'язане з викладацькою і науковою діяльністю гірничого інституту:

1945-1957 рр. – завідує кафедрою розвідувальної справи ДГІ;

1957-1975 рр. – завідує новоутвореною кафедрою техніки розвідки родовищ корисних копалин;

1975-1984 рр. – професор цієї кафедри.

За час роботи в інституті з його участю підготовлено близько 4000 інженерів-геологорозвідувальників. Серед них – відомі керівники геологорозвідувальної служби країни, академіки, лауреати Ленінської та Державних премій.

Епштейн Є.Ф. – відомий вчений в галузі руйнування гірських порід, технології і техніки буріння розвідувальних свердловин. Він розробив основи ударно-обертального буріння, новий спосіб визначення механічних властивостей гірських порід, методи рішення низки задач з технології і техніки розвідки родовищ корисних копалин.

Під його керівництвом підготовлено і захищені 1 докторська та близько 30 кандидатських дисертацій. Він мав понад 200 друкованих праць, в тому числі 7 монографій та понад 50 винаходів, низку праць перекладено і видано в США, Франції, Чехословаччині, Польщі.

Радянським Урядом відмічено його працю нагородами:

1945 р. – нагороджений медаллю «За доблесну працю в Великій Вітчизняній війні»;

1949 р. – в ознаменування 50-річчя з дня заснування гірничого інституту він нагороджений другим орденом «Знак Пошани» та медаллю «За доблесну працю», а також знаком «Шахтарська слава» III ступеню і срібною медаллю ВДНГ СРСР.

Євген Федорович є видатним вченим в галузі методики, техніки і технології пошуків і розвідки родовищ корисних копалин.

Помер Є.Ф.Епштейн у січні 1984 року.

В подальші роки кафедрою завідували:

- доцент, к.т.н. Бражененко А.М. (1975-1980);
- професор, д.т.н. Сологуб С.Я. (1980-1990);
- професор, к.т.н. Безсонов Ю.Д. (1990-2002);
- професор, д.т.н. Давиденко О.М. (з 2002 р. і дотепер).

Склад кафедри становив на 2009 р.: професорів 4 – Давиденко Олександр Миколайович, Кожевников Анатолій Олександрович, Безсонов Юрій Данилович, Дудля Микола Андрійович; доцентів 6 – Пахомов Ігор Миколайович, Вирвінський Петро Петрович, Кузін Юрій Леонідович, Судаков Андрій Костянтинович, Хоменко Володимир Львович, Пашенко Олександр Анатолійович; асистентів 2 – Камишацький Олександр Федорович, Ігнатов Андрій Олександрович.

Навчально-допоміжний персонал кафедри в 2009 р.: завідувачі навчальних лабораторій – Кожевникова Ліана Іванівна, Яценко Микола Дмитрович, старший лаборант Зубарев Юрій Павлович, лаборант Цаберябий Анатолій Семенович, начальник учбово-експериментального полігону Лой Євген Миколайович.

Комплектація кафедри педагогічними та науковими працівниками завжди здійснювалась, головним чином, кандидатами та докторами наук, підготовленими на кафедрі. Кандидати наук готуються через аспірантуру, керівництво якою здійснюється професорами, докторами наук та доцентами, кандидатами наук.

Докторські дисертації підготували та захистили такі співробітники кафедри: Є.Ф. Епштейн (1956), В.Г. Ясов (1972), А.О. Кожевников (1998) і О.М. Давиденко (2001).

Під науковим керівництвом професора Епштейна Є.Ф. кандидатські дисертації підготували та захистили такі співробітники кафедри: Г.П. Попов (1948), В.Ф. Сірик (1967), А.М. Бражененко (1967), Ю.Д. Безсонов (1969), А.О. Кожевников (1975), О.М. Давиденко (1978), А.І. Шепель (1980), П.П. Вирвінський (1981); навчаючись в заочній аспірантурі – В.А. Остапенко (1963), С.Я. Сологуб (1966), Є.М. Фінкельштейн (1975), М.А. Дудля (1970) В.А. Лукаш (1972), В.М. Ткаченко (1970), Н.М. Гавриленко (1971), М.І. Плеханов (1971), Ю.Г. Дьяченко (1975 р.), А.В. Вареник (1983), Ю.Л. Кузін (1987).

Під науковим керівництвом доцента В.Г. Ясова підготував в очній аспірантурі кандидатську дисертацію А.С. Баханович.

Під науковим керівництвом д.т.н., професора С.Я. Сологуба підготували і захистили в очній аспірантурі кандидатські дисертації А.В. Пашенко (1985) та Годяєв С.Г. (1978), а через заочну аспірантуру – М.П. Єрмаков (1989).

Під науковим керівництвом д.т.н., професора А.О. Кожевникова підготовлена та захищена докторська дисертація кандидатом технічних наук О.М. Давиденком (2000).

Під науковим керівництвом доцента А.М. Бражененка через заочну аспірантуру підготовлені кандидатські дисертації: А.М. Бабєць (1989) та І.І. Мартиненко (1988), а також через денну аспірантуру – А.К. Судаков (2000).

Під науковим керівництвом д.т.н., професора О.М.Давиденка через очну аспірантуру підготував і захистив кандидатську дисертацію В.Л.Хоменко (2004).

Під науковим керівництвом к.т.н., професора М.А.Дудлі через очну аспірантуру підготував і захистив кандидатську дисертацію О.А.Пашенко (2006).

На кафедрі студентам геологорозвідувального факультету з 1975 року викладались такі дисципліни:

- техніка і технологія розвідувального буріння;
- теоретичні основи процесів буріння свердловин;
- планування експерименту і обробка експериментальних даних в бурінні;
- техніка і технологія буріння на рідкі та газоподібні корисні копалини;
- направлене та багато вибієне буріння свердловин з основами кернометрії;
- бурові машини та механізми;
- основи проектування бурових машин та механізмів.

В теперішній час кафедрою викладаються наступні дисципліни:

- екологія;
- механіка гірських порід;
- матеріалознавство;
- системи геотехнологій гірництва;
- основи автоматизації виробничих процесів;
- руйнування гірських порід при бурінні;
- буріння свердловин на тверді корисні копалини;

- буріння свердловин на воду;
- буріння свердловин на нафту і газ;
- промивання свердловин;
- кріплення та тампонування свердловин;
- автоматизація процесів буріння;
- проектування бурових машин та механізмів;
- направлене буріння;
- інженерні розрахунки на ЕОМ;
- основи технічної творчості;
- буріння на акваторіях;
- експлуатація бурового обладнання;
- буріння технічних свердловин;
- методологія наукових досліджень;
- вибірні бурові машини;
- геологорозвідувальна справа та техніка безпеки;
- професійні функції та задачі спеціалістів;
- аварії в бурінні;
- буріння в складних умовах;
- транспорт на геологорозвідувальних роботах;
- ремонтно-відновлювальні роботи;
- буріння похило-направлених свердловин;
- професійні функції та задачі магістрів;
- нетрадиційні засоби руйнування гірських порід.

В 1936 році завдяки наполегливій роботі доцента кафедри розвідувальної справи Є.Ф.Епштейна було утворено лабораторію свердління. Ця лабораторія допомагала студентам самостійно опрацювати матеріал лекцій в процесі роботи біля агрегатів та окремих деталей бурових установок.

Доцент Є.Ф.Епштейн та доцент Н.В.Пічахчі, він же і завідувач лабораторії, приділяли виключну увагу роботі студентів в лабораторії. Лабораторія свердління була зразковою в інституті.

До Великої Вітчизняної війни кафедра мала лабораторію буріння, в якій були зосереджені бурові станки конструкції Войслава, американської фірми «Суліван», шведської фірми «Креліус» типу АВ, вітчизняного виробництва типу КА-300 та інші. Для виконання практичних робіт за методикою розвідки в спеціальному кабінеті були зосереджені моделі, прилади та необхідне приладдя.

Після війни лабораторну базу довелося створювати заново – і тільки в 1948 році був остаточно введений до експлуатації навчальний буровий полігон.

Для ведення навчального процесу сьогодні кафедра має учбово-експериментальний буровий полігон з чудовим учбовим корпусом. В корпусі є 2 предметні аудиторії, учбові лабораторії: «Бурові машини і механізми», «Контрольно-вимірювальні прилади», «Механіка гірських порід», «Промивальні рідини», «Направлене буріння»; кімнати для самостійної роботи студентів. Кафедра має комп'ютерний клас, лабораторію вимірювання параметрів промивальних рідин, оснащену приладами визначення буримості гірських порід, вимірювальним комплексом параметрів процесу буріння свердловин (Китай).

Усі навчальні дисципліни кафедри забезпечені методичними розробками, підручниками та навчальними посібниками. За останні роки на кафедрі видано декілька навчальних посібників і підручників, а саме: «Матеріалознавство» (П.П. Вирвінський), «Ремонт свердловин» (П.П. Вирвінський, В.Л. Хоменко), «Промывочные жидкости в бурении» (Н.А. Дудля, С.В. Гошовский, И.И. Мартыненко), «Диагностика та проектування бурових машин та механізмів» (М.А. Дудля, Л.І. Мещеряков), «Техніка та технологія буріння гідрогеологічних свердловин» (М.А. Дудля, І.О.Садовенко), «Автоматизація процесів буріння свердловин» (М.А. Дудля), «Проектування бурових машин і механізмів» (М.А. Дудля) та ін.

Починаючи з 1932 року до теперішнього часу на кафедрі проводяться науково-дослідні роботи.

Основними сферами наукової та практичної діяльності співробітників кафедри та її випускників є геологія, будівництво, гірничовидобувна та нафтогазовидобувна промисловості, водопостачання.

Основні напрями наукової школи, створеної засновником кафедри – провідними вченими професорами А.Я. Гімельфарбом та Є.Ф. Епштейном були різноманітні та далекоглядні і знаходять своє підтвердження в наукових працях учнів – продовжувачів їхньої справи на протязі багатьох років.

Професором А.Я. Гімельфарбом були розроблені теоретичні основи конструкції породоруйнівного інструменту із застосуванням надтвердих матеріалів.

Під керівництвом доцента Є.Ф. Епштейна (1934–1937), за участю доцента П.Г. Нестеренко, доцента П.М. Шилова, доцента Н.В. Пічахчі, інженера А.К. Сидоренко, інженера В.А. Лазаряна та інженера Н.П. Гришковой в 1934 – 1938 рр. вперше були проведені теоретичні і експериментальні дослідження руйнування гірських порід при ударному, ударно-обертальному бурінні, які отримали широке визнання як ґрунтовні в області механічних способів буріння. На кафедрі був запропонований метод вивчення механічних властивостей гірських порід шляхом занурення в них штамп, розвинений в подальшому в роботах професора Л.А. Шрейнера та його учнів. Професором Є.Ф. Епштейном встановлено взаємозв'язок між механічними характеристиками та анізотропією гірських порід.

В цей же період професором Є.Ф. Епштейном за участю к.т.н. В.Н. Бакуля, інженера М.Г. Кравцова і доцента Н.В. Пічахчі виконані дослідження процесів зношування твердосплавних інструментів, результати яких постали підґрунтям для широкого впровадження твердих сплавів у гірничу промисловість. На базі результатів цих досліджень Є.Ф. Епштейн розробив основи теорії обертального та ударно-обертального буріння гірських порід твердосплавним породоруйнівним інструментом і запропонував формули для розрахунку механічної швидкості буріння. Для оцінки доцільного часу буріння за один рейс твердосплавним інструментом, що тупиться, професором Є.Ф. Епштейном, доцентом Г.П. Поповим і асистентом О.С. Філіповою запропоновано як критерію

рій оптимізації використовувати рейсову швидкість буріння.

Починаючи з середини 50-х років за ініціативою кафедри були розпочаті роботи по дослідженню і розробці гідроударних машин для буріння ударно-обертальним способом глибоких розвідувальних свердловин. Перші зразки гідроударних бурових машин демонструвалися у 1962 році на Міжнародних виставках в Югославії та Японії. В наступні роки до цих робіт підключилися ІГС ім. О.О. Скочинського, ЦКБ міністерства геології СРСР, ВНДІБТ, МінХ і ГП ім. Губкіна та інші. В роботах по дослідженню технічних засобів і технології ударно-обертального буріння брали участь професори Є.Ф. Епштейн і В.Г. Ясов, д.т.н. Г.В. Арцимович, к.т.н. Ю.Д. Безсонов, В.Ф. Сірик, Л.С. Баханович, А.О. Кожевніков і Ю.Г. Д'яченко. Теоретичні і експериментальні дослідження в області ударно-обертального буріння глибоких свердловин і передачі енергії ударом були використані в практичних розробках ряду гідро ударних машин.

Створені кафедрою сумісно з СКБ ВПО "Союзгетехніка" відбивачі гідравлічних хвиль дали змогу розширити область застосування гідроударників до глибини 2000 метрів.

Професором Ф.І. Кучерявим і доцентом Д.І. Фішелевичем в 50-х роках проведені дослідження процесів руйнування гірських порід при бурінні свердловин твердосплавним породоруйнівним інструментом з застосуванням швидкісної зйомки та тензометрування.

На кафедрі виконані теоретичні і експериментальні дослідження обертального силового буріння свердловин і шпурів (проф. С.Я. Сологуб, к.т.н. В.М. Ткаченко, доц. А.О. Кожевніков, інж. В.А. Попков). Розроблені та впроваджені нові конструкції породоруйнівного інструменту для буріння свердловин без відбору керну і з відбором його.

До другого важливого напрямку наукової діяльності співробітників кафедри слід віднести розробку та дослідження комплексного впливу рідин на процеси руйнування гірських порід при бурінні свердловин. Використання поверхнево-активних добавок до промивальних рідин дозволяє майже в 1,5 рази підвищити ефективність обертального та ударно-обертального буріння. З початку 50-х років до теперішнього часу на кафедрі проводяться дослідження по розробці рецептур нових промивних рідин і технології буріння свердловин в складних геологічних умовах з їх застосуванням, а також способів і засобів ізоляції зон поглинання за допомогою ШСС і інших тампонажних сумішей (проф. В.Г. Ясов, Є.Ф. Епштейн, доц. А.М. Бражененко). Розроблені і впроваджені силікатні та силікатно-гумінові промивальні рідини (проф. Є.Ф. Епштейн, доц. Л.В. Корчагін). Досліджено вплив поверхнево-активних речовин (ПАР) на ефективність руйнування гірських порід і розроблено технологію їх застосування при бурінні свердловин (проф. Є.Ф. Епштейн,

М.А. Дудля, О.М. Давиденко, доц. Н.М. Гавриленко, А.В. Вареник та інші).

Третім науковим напрямком діяльності співробітників кафедри є технологія та технічні засоби руйнування гірських порід на вибої свердловини.

Виконані раніше під керівництвом професора Є.Ф. Епштейна теоретичні та експериментальні дослідження процесів руйнування гірських порід при обертальному та ударно-обертальному бурінні стали ґрунтовними в нашій країні та за кордоном. В 60-х роках в великому обсязі проводилися дослідження по розробці нових методів руйнування гірських порід з застосуванням електро-гідравлічного ефекту і струму високої частоти (проф. Є.Ф. Епштейн, інж. Е.І. Арш, Г.К. Вігорт).

Розвитком цих робіт стали дослідження професора С.Я. Сологуба по обертально-силовому бурінні гірських порід під час проведення свердловин та шпурів цільним вибоєм. Ці ж дослідження покладені А.О. Кожевніковим в основу розробки нових технічних засобів для колонкового буріння – коронок ТКД.

Починаючи з кінця 70-х років на кафедрі (проф. Є.Ф. Епштейн, доц. Ю.Д. Безсонов, к.т.н. А.І. Шепель, інж. Ю.В. Водолазький) сумісно з Тульським відділенням ЕД ЦНДГРІ та НПО "Тулачермет" розвивався науковий напрям з використання нових демпфуючих матеріалів в корпусах алмазних коронок і розширювачів. Роботи було завершено створенням і передачею до серійного виробництва ефективної алмазної коронки 01А3-ЖМ.

На кафедрі вирішена техніко-економічна задача вибору найвигіднішої висоти бурової вежі (проф. Є.Ф. Епштейн, ст. викл. О.С. Філіпова).

На основі прямих вимірів зусилля на вибої свердловини, показані практичні шляхи підвищення ефективності передачі осьового навантаження на породоруйнівний інструмент (доц. А.М. Бражененко).

Розробці основ технології і технічних засобів термомеханічного способу буріння свердловин присвячені роботи проф. Є.Ф. Епштейна та доцента П.П. Вирвінського, а також проф. А.О. Кожевнікова.

Оригінальна методика розрахунку бурильних труб була запропонована на кафедрі в 1978 році (проф. Є.Ф. Епштейн та ін.). В ті ж 70-ті роки на кафедрі проведені дослідження хвильових процесів в бурильній колоні та їх вплив на міцність характеристики, а також розроблені технічні засоби віброгашення (к.т.н. А.І. Шепель).

Виконані дослідження в області буріння свердловин на воду і розроблені основи теорії роботи віброустановок для руйнування м'яких гірських порід бортів кар'єрів (доц. П.Ф. Пальянов, к.т.н. В.О. Остапенко).

На кафедрі також виконані теоретичні дослідження технології алмазного буріння геологорозвідувальних свердловин при умовах раціональної передачі енергії породоруйнівному інструменту без порушення цілісності бурильної колоні (доценти І.М. Пахомов, Ю.Л. Кузін), а також теоретичні і експериментальні дослідження закономірностей розподілу напру-

при руйнуванні анізотропних гірських порід на вибої свердловини з застосуванням поляризаційно-оптичного методу і методу моделювання (проф. С.Я. Сологуб, к.т.н. С.Г. Годяєв).

Для контролю направлення траси свердловини на кафедрі розроблено телеінклінометр, який не поступається ліпшим зарубіжним зразкам (доц. І.М. Пахомов, інж. В.А. Папіж). З 1991 року він випускається державним науково-виробничим малим підприємством "БИСИП" (директор В.А. Папіж).

Протягом останніх років на кафедрі проводилися і проводяться теоретичні і експериментальні дослідження за такими напрямками:

- нові методи руйнування гірських порід;
- раціональні компоновки бурильних колон для геологорозвідувального буріння;
- техніка і технологія буріння гідрогеологічних свердловин;
- імпульсні технології буріння свердловин.

### **Галузева науково-дослідна лабораторія**

Наприкінці 50-х початку 60-х років ХХ століття на кафедрі техніки розвідки родовищ корисних копалин Дніпропетровського гірничого інституту під керівництвом доктора технічних наук, професора Євгена Федоровича Епштейна широкий розвиток отримали дослідження пов'язані з розробкою ефективної технології буріння глибоких розвідувальних свердловин. Виникла гостра необхідність в організації наукового підрозділу при кафедрі техніки розвідки РКК, результати діяльності якого були б направлені для надання допомоги при проведенні геологорозвідувальних робіт в одному з вуглевидобувних районів України – Донбасу.

Підготовча робота, проведена кафедрою техніки розвідки РКК привела до того, що сумісним наказом Міністерства геології і Міністерства вищої і середньої спеціальної освіти України в складі науково-дослідного сектора Дніпропетровського гірничого інституту в липні 1965 року була заснована галузева науково-дослідна лабораторія технології буріння глибоких розвідувальних свердловин в умовах Донбасу.

На лабораторію було покладено виконання науково-дослідних і експериментальних робіт в наступних основних напрямках:

- дослідження і розробка породоруйнівного інструменту для колонкового буріння розвідувальних свердловин в умовах району треста "Луганськгеологія" з метою підвищення механічної і рейсової швидкості буріння;
- розробка методів вимірювання зусиль і способів їх збільшення з метою підвищення механічних і рейсових швидкостей буріння.

Наукове керівництво лабораторією з 1965 по 1973 рр. виконував професор Є.Ф. Епштейн. Обов'язки завідувача лабораторією з 1965 по 1968 рр. виконував інженер Є.В. Белофастов.

З 1983 року і до 1990 року науковим керівником лабораторією був завідувач кафедри ТРПКК, доктор технічних наук, професор Стефан Якович Сологуб. В

цей час відбулася зміна завідувача лабораторією – замість Віктора Федоровича Сірика, кандидата технічних наук, який очолював лабораторію з 1968 по 1980 рік, на посаду завідувача був вибраний Давиденко Олександр Миколайович, кандидат технічних наук.

Після розвалу Радянського Союзу і утворення незалежної України відбулися істотні зміни в структурі геологічної галузі. Ліквідували Міністерство геології України, а потім і Державний комітет з геології. Зменшилися обсяги фінансування на проведення науково-дослідних робіт і тому в період 1994–2000 рр. намітився визначений спад в роботах лабораторії.

В подальшому науково-дослідні роботи проводилися на кафедрі по тематиці, яку викладачі укладали з власної ініціативи.

За період існування галузевої лабораторії було досягнуто значних результатів по наступних напрямках:

Розроблені різні конструкції обважених бурильних труб, які забезпечували ефективну боротьбу з викривленнями свердловин (квадратного перерізу, рисурного профілю). З метою підвищення жорсткості з'єднань обважених бурильних труб з колонковим набором і зниження викривлення свердловин розроблено буровий запобіжний перехідник (авт. свід. СРСР №589361). Авторами розробки є д.т.н. Є.Ф.Епштейн, к.т.н. А.М.Бражененко, В.Ф.Сірик та інж. Є.В.Белофастов.

Розроблено технологію і техніку безкернового буріння розвідувальних свердловин на підвищених осьових навантаженнях. Розроблено породоруйнівний інструмент обертально-силового різання для буріння свердловин діаметрами 76 і 93 мм на підвищених осьових навантаженнях по глинистим і піщаним сланцям, малоабразивним пісковикам і вапнякам. Форма і геометрія різальних елементів, переривистість лева долота забезпечують передачу високих питомих навантажень на вибій свердловини. Запропоновано різці з твердого сплаву до складу яких входять кубічний нітрид бору, кобальт і карбід вольфраму. Лабораторні дослідження підтвердили, що зносостійкість різців з такого сплаву в 2–3 рази вища ніж різців зі сплаву ВК. Різці і твердосплавні вставки можуть бути виготовлені різної форми і розмірів у відповідності з гірничо-геологічними умовами і технічними вимогами. Розроблено конструкцію твердосплавної коронки ТКД, яка призначена для буріння обертальним і ударно-обертальним способами свердловин в породах VI–VIII категорій. Авторами розробки є д.т.н. С.Я. Сологуб, д.т.н. А.О. Кожевников, к.т.н. В.В. Попков, С.Г. Годяєв та інж. М.Д. Яценко.

Розроблено технологію та інструмент із композиційного матеріалу для алмазного буріння свердловин. Запропонований породоруйнівний інструмент, що складається з виготовленого із віброгасячого матеріалу Д30-МП і зносостійких породоруйнівних елементів. В процесі буріння запропонованим інструментом за рахунок розсіювання в його корпусі хвильової енергії колювань підсилюється демпфуючий (віброга-

сячий) ефект, в при вибійній зоні генерується значна кількість тепла, в результаті підвищується стійкість та породоруйнівна здатність інструмента. Авторами розробки є д.т.н. Є.Ф. Епштейн, к.т.н. Ю.Д. Безсонов, А.І. Шепель, О.М. Давиденко і А.О. Кожевников.

Розроблені та досліджені нові способи буріння свердловин. Теоретичні та експериментальні дослідження показали, що якщо до породоруйнівного інструменту підводиться необхідна для руйнування гірських порід потужність, то процес віброударного буріння характеризується високою інтенсивністю, підвищенням стійкості породоруйнівного інструменту та зниженням енергоємності. Для реалізації таких умов в свердловині розроблено вибійний віброударний механізм, який використовує резонансу стержневу систему, що коливається в режимі стоячої хвилі в діапазоні 200–2000 с<sup>-1</sup>, названий звуковим буром, що відрізняється від звичайних ударних і віброударних механізмів здатністю запасати в 3–4 рази більше граничної енергії при однакових масах. Авторами розробки є д.т.н. Є.Ф. Епштейн, к.т.н. А.І. Шепель, О.М. Давиденко і Ю.Д. Безсонов.

Розроблено технологію буріння геологорозвідувальних свердловин з використанням поверхнево-

активних і антифрикційних добавок. В результаті проведених теоретичних та експериментальних досліджень встановлено, що ПААД, які вводяться до складу промивних рідин забезпечують зниження енергоємності процесу руйнування гірських порід, витрат потужності на буріння, підвищують зносостійкість породоруйнівного інструмента. Авторами розробки є д.т.н. Є.Ф. Епштейн, к.т.н. О.М. Давиденко, М.А. Дудля, А.В. Вареник.

Велика увага приділялася дослідженням процесів у свердловинах. Встановлено, що кількість енергії, яка передається через бурильний вал в значній мірі залежить від його взаємодії зі стінками свердловини і сил гідравлічного підпору. Доведено, що втрати зусилля подачі можуть складати 40–60% від величини зусилля виміряного поверхневими приладами. Розроблено метод визначення безпосередніми вимірюваннями в свердловині і шляхом підрахунку величини втрат, які дозволяють оцінити і вибрати раціональні компоновки нижньої частини бурильного валу для забезпечення високої механічної швидкості. Авторами розробки є д.т.н. Є.Ф. Епштейн, к.т.н. А.М. Бражененко і В.Ф. Сірик.

УДК 622.24.085

А. А. Каракозов

### РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОПТИМИЗАЦИИ ГИДРОУДАРНЫХ БУРОВЫХ СНАРЯДОВ ДЛЯ ПРОХОДКИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ

Розглянуто існуючий підхід до оптимізації гідроударних бурових снарядів для проходки геологорозвідувальних свердловин на шельфі і показані його недоліки.

Рассмотрен существующий подход к оптимизации гидроударных буровых снарядов для проходки геологоразведочных скважин на шельфе и показаны его недостатки.

The existent going is considered near optimization of hydropercussion borings shells for driving of geological survey mining holes on a shelf and are rotined.

Гидроударные буровые снаряды (ГБС) широко применяются при бурении геологоразведочных скважин и отборе проб грунтов на морском шельфе в породах песчано-глинистого комплекса I-IV категорий по буримости. Они используются в установках типа ПУВБ и УГВП (для однорейсового бурения с глубиной опробования грунтов до 8-10 м), УМБ-130 и УМБ-130М, обеспечивающих при эксплуатации с неспециализированных судов бурение на глубину до 25-50 м, и при проходке скважин со специализированных буровых судов и платформ [1, 2].

Однако до сих пор задача оптимизации и синтеза гидроударных буровых снарядов была решена (и успешно реализована на практике) только для особого частного случая – для условий однорейсового бурения [1, 3]. Суть разработанного подхода к оптимизации ГБС заключается в следующем. На основании предложенной структурной схемы процесса бурения скважины гидроударными буровыми снарядами был выделен ряд факторов: технические (конструкция с

соответствующими параметрами, кинематика и динамика снаряда) и технологические (управляемые режимные параметры бурения). Эти факторы различным образом определяют выходные параметры процесса бурения: рейсовую проходку, механическую скорость и выход керна. Поскольку решалась задача получения керновой пробы максимальной длины, вводилось следующее ограничение: независимо от выходного параметра «механическая скорость бурения», процесс оптимизируется, если выполняются требования по получению заданного выхода керна и обеспечению требуемой рейсовой проходки. Таким образом, механическая скорость бурения исключается как из критериев, так и из ограничений при оптимизации процесса бурения, которая фактически сводится к выбору оптимальных параметров гидроударника, входящего в состав конструкции снаряда. В итоге, для оптимизации гидроударника решалась задача выбора оптимального значения КПД в зависимости от значений хода бойка, при ко-

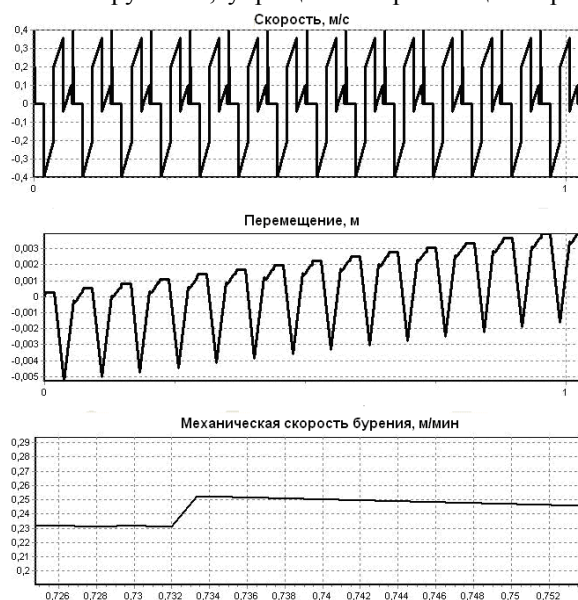


торых достигается максимум скорости соударения бойка с наковальней, и нахождения условного экстремума эффективной мощности в ограниченном диапазоне расхода жидкости и допускаемого давления в системе [1, 3].

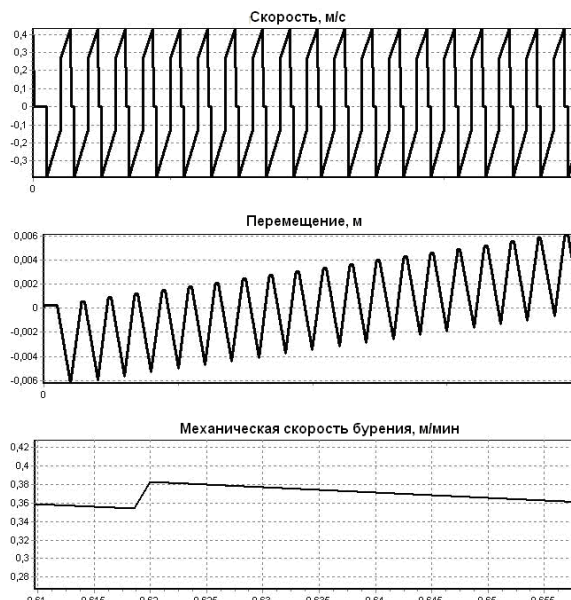
На наш взгляд, этот подход правомерен только при решении задачи достижения максимума углубки за рейс при одноударном погружении снаряда в горную породу, характерном для забивного бурения. В случае бурения скважин гидроударными снарядами в нескальных породах исключение механической скорости из критериев и ограничений оптимизации не совсем оправдано по следующим причинам.

При оптимизации ГБС допускалось, что использование максимума скорости соударения бойка с наковальней в качестве критерия оптимизации основывается на том, что между этим показателем, механической скоростью и рейсовой проходкой существует пропорциональная связь (при описании внедрения снаряда в породу использовалась модель одноударного погружения, упрощённо отражающая характер

его движения). В реальных условиях работы мы имеем дело с двухударным погружением гидроударного снаряда в горные породы, поэтому в скважине он движется не поступательно, а совершает колебательное движение, характер которого зависит как от параметров разрушаемой среды, так и от особенностей взаимодействия элементов системы «буровой снаряд – скважина». Поэтому характер связи между скоростью соударения бойка с наковальней и механической скоростью бурения не очевиден, что противоречит принятому допущению. Поэтому возможен вариант, когда гидроударник, работающий в неоптимальном режиме с точки зрения эксплуатации машины, обеспечивает лучшие показатели бурения с точки зрения производительности – большую механическую скорость бурения (рис. 1) [4]. Следует отметить, что для режимов работы, представленных на рис. 1, энергия удара бойка по наковальне, определяющая максимальную длину рейса, отличается менее чем на 5%, а механическая скорость – примерно на 50%.



а



б

Рис. 1. Результаты компьютерного моделирования погружения гидроударных буровых снарядов установки УМБ-130 в горную породу: а – при максимуме скорости соударения 1,77 м/с (КПД = 31 %, частота ударов  $n \approx 25$  Гц); б – при неоптимальном режиме работы гидроударника (скорость соударения 1,73 м/с, КПД = 28 %,  $n \approx 19$  Гц) [4]

Отмеченный факт ещё сильнее будет проявляться при несимметричном цикле работы гидроударника, когда удар по верхней наковальне ослаблен, то есть при этом мы искусственно понижаем как скорость соударения бойка с наковальней, так и КПД гидроударной машины для уменьшения подскока снаряда над забоем. Автором настоящей статьи также было установлено, что структурные дополнения к конструкции ГБС или даже простое изменение длины его колонкового набора будут существенно влиять как на характер процесса бурения, так и на механическую скорость бурения, в то время как параметры гидроударника при этом остаются неизменными [5]. Эти результаты показывают, что хотя параметры гидро-

ударника играют важную роль с точки зрения разрушения породы, но без учёта действительного характера движения бурового снаряда в скважине и влияния на этот процесс особенностей его компоновки невозможно достичь максимальной производительности бурения, оптимизируя только гидроударную машину.

Следовательно, можно отметить, что задача оптимизации и синтеза гидроударных буровых снарядов для проходки скважин на шельфе в настоящее время полностью не решена. Существующий подход к оптимизации ГБС, фактически сводящийся только к оптимизации гидроударника, имеет ограниченную область применения и может использоваться только

при однорейсовом бурении скважин, предпочтительно при одноударном способе погружения бурового снаряда в породу. Поэтому практическое использование конструктивных схем гидроударных снарядов, оптимизированных с точки зрения критериев однорейсового бурения, в ряде случаев не дало ожидаемого результата. Это позволяет сделать вывод, что необходимо дальнейшее уточнение задачи оптимизации и синтеза гидроударных буровых снарядов для проходки скважин на шельфе и получение её нового решения.

При постановке задачи предлагается в качестве основного критерия оптимизации ГБС использовать механическую скорость бурения как величину, определяющую производительность процесса. Известно, что механическая скорость бурения используется в качестве критерия оптимизации в случаях, когда углубка в рейсе не лимитируется, а стоимость породоразрушающего инструмента незначительна [6]. Это, в принципе, применимо к большинству случаев бурения скважин на шельфе гидроударными снарядами, когда рейсовая проходка является постоянной величиной и определяется, например, условиями эксплуатации. Стоимость породоразрушающего инструмента

(башмака) весьма мала, при этом его ресурс позволяет использовать один и тот же башмак при бурении нескольких десятков скважин. При прочих равных условиях именно механическая скорость определяет стоимость и производительность бурения (в том числе и рейсовую скорость), а в общем случае – параметры экономических критериев, а также входит в ряд составных критериев оптимизации [6]. В то же время, учитывая многообразие условий эксплуатации, в ряде случаев оптимизация может быть дополнена этапом с использованием в качестве дополнительного критерия рейсовой скорости [6, 7], в котором учтен такой параметр, как длина рейса (рейсовая проходка). Дальнейшую оптимизацию по стоимости 1 м проходки скважины, рекомендуемую рядом исследователей [7], проводить нецелесообразно, поскольку при малой стоимости башмака этот критерий эквивалентен рейсовой скорости.

При более общей постановке задачи оптимизации предлагается использовать уточнённую структурную схему процесса бурения скважины гидроударными буровыми снарядами (рис. 2), основанную на схеме, предложенной О. И. Калиниченко [1, 3].

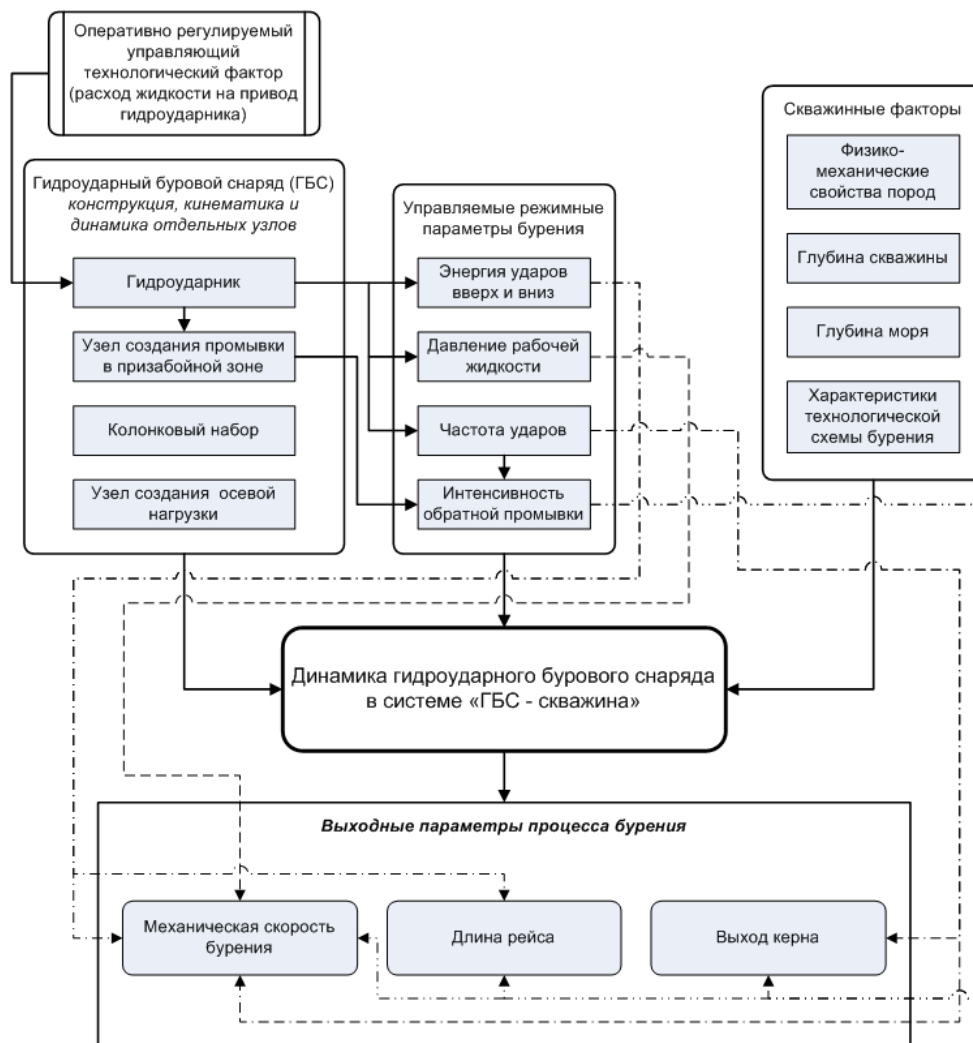


Рис. 2. Уточнённая структурная схема процесса бурения скважины гидроударными буровыми снарядами

Как и в исходной схеме, в системе учитывается ряд факторов, которые относятся к двум группам: технические и технологические, являющиеся управляемыми режимными параметрами бурения. Но к техническим параметрам отнесена не только конструкция и кинематика ГБС, а также конструкция, кинематика и динамика отдельных узлов, входящих в состав снаряда. Выделение групп узлов бурового снаряда, оказывающих влияние на процесс бурения, произведено на основе классификации, предложенной автором статьи в [8]. В состав технологических факторов дополнительно введено давление рабочей жидкости при работе гидроударника, которое может оказывать существенное влияние на динамику ГБС, особенно при использовании гидравлического узла создания осевой нагрузки [2, 9]. Отдельно выделен ряд скважинных факторов, куда, кроме учитываемых ранее физико-механических свойств пород, входят глубины моря и скважины, а также характеристики технологической схемы бурения (параметры скважинной компоновки, подводящего трубопровода, труб и т.д.). Расширение этого перечня факторов обусловлено их выявленным влиянием на процесс бурения [2, 9, 10]. Также в схему включена связь между управляемыми режимными параметрами бурения и единственным оперативно регулируемым в процессе бурения управляющим технологическим фактором – расходом жидкости на привод гидроударника.

Все эти факторы определяют динамику гидроударного бурового снаряда в системе «ГБС – скважина» и, в конечном итоге, – выходные параметры процесса бурения, оставшиеся неизменными: механическую скорость, длину рейса, выход керна.

При этом в схеме более полно учтены выявленные связи между режимными и выходными параметрами процесса бурения. Из схемы видно, что управление процессом бурения с точки зрения регулирования механической скорости, является наиболее сложным, поскольку она зависит не только от совокупности всех технических и скважинных факторов, но и от всех управляемых режимных параметров (технологических факторов), величина которых, в сущности определяется динамикой гидроударника, входящего в состав ГБС.

В этом случае, поиск и реализация оптимального варианта процесса бурения обуславливает проблему определения совокупности рациональных конструктивных параметров и технологических факторов на основе анализа динамики бурового снаряда в системе «ГБС – скважина» с целью достижения максимума механической скорости, а не на базе оптимизации параметров самого гидроударника, как было ранее.

С практической точки зрения эту проблему целесообразно решать поэтапно. Сначала для решения определённой области задач с учётом эксплуатационных ограничений выбираются конструктивные схемы гидроударного бурового снаряда, а затем производится выбор параметров составных частей бурового снаряда, в том числе и гидроударника, обеспе-

чивающих наилучшую производительность, что, в большинстве случаев, соответствует условию достижения максимума механической скорости бурения. При этом остальные выходные параметры (длина рейса, выход керна) могут использоваться в качестве дополнительных ограничений при решении оптимизационной задачи наравне с показателями бурового насоса, обеспечивающего подачу жидкости в гидроударник. Если рассматриваемые конструктивные схемы обеспечивают различную рейсовую углубку и (или) различное время на выполнение операций, кратных рейсу, то затем производится их оценка по дополнительному критерию оптимизации – рейсовой скорости бурения.

Обобщённая схема алгоритма оптимизации гидроударного бурового снаряда для бурения скважин на шельфе представлена на рис. 3. Сначала определяется массив исходных данных, включающий детальное определение условий эксплуатации ГБС (тип судна, возможные технологические схемы и т.д.), скважинных факторов и выбор параметров приводного насоса, а также перечня возможных конструктивных схем снаряда.

Затем начинается цикл по перебору конструктивных схем ГБС, внутри которого выполняются три вложенных цикла:

1. Варьирование значений конструктивных параметров узлов бурового снаряда за исключением гидроударника.
2. Варьирование значений расхода жидкости  $Q$  на привод гидроударника (в пределах от минимально допустимого, определяемого характеристикой гидроударника, до максимально допустимого  $[Q]$ , определяемого характеристикой насоса).
3. Варьирование конструктивных параметров гидроударника.

В последнем цикле производится расчёт управляемых режимных параметров бурения: давления рабочей жидкости ( $P$ ), энергии ударов ( $E$ ), частоты ударов ( $n$ ) и интенсивности обратной промывки ( $Q_0$ ). Каждое из этих значений сравнивается с максимально допустимым, соответственно  $[P]$ ,  $[E]$ ,  $[n]$  и  $[Q_0\max]$ , а интенсивность обратной промывки – ещё и с минимально допустимым  $[Q_0\min]$ . При этом максимум давления определяется характеристикой насоса, а энергии ударов – прочностью элементов конструкции.

В то же время максимум частоты ударов определяется условиями обеспечения обратной промывки в колонковой трубе, а диапазон изменения её интенсивности – условиями сохранности керна [3].

Если хотя бы в одном из четырёх сравнений неравенство не выполняется, то данное сочетание факторов нельзя применять на практике, и оно не используется для определения механической скорости бурения. В случае выполнения всех ограничений производится моделирование процесса погружения гидроударного бурового снаряда в породу, на основании чего определяется механическая скорость бурения, и её значение, а также соответствующие ему значения всех факторов, заносятся в массив расчётных данных.

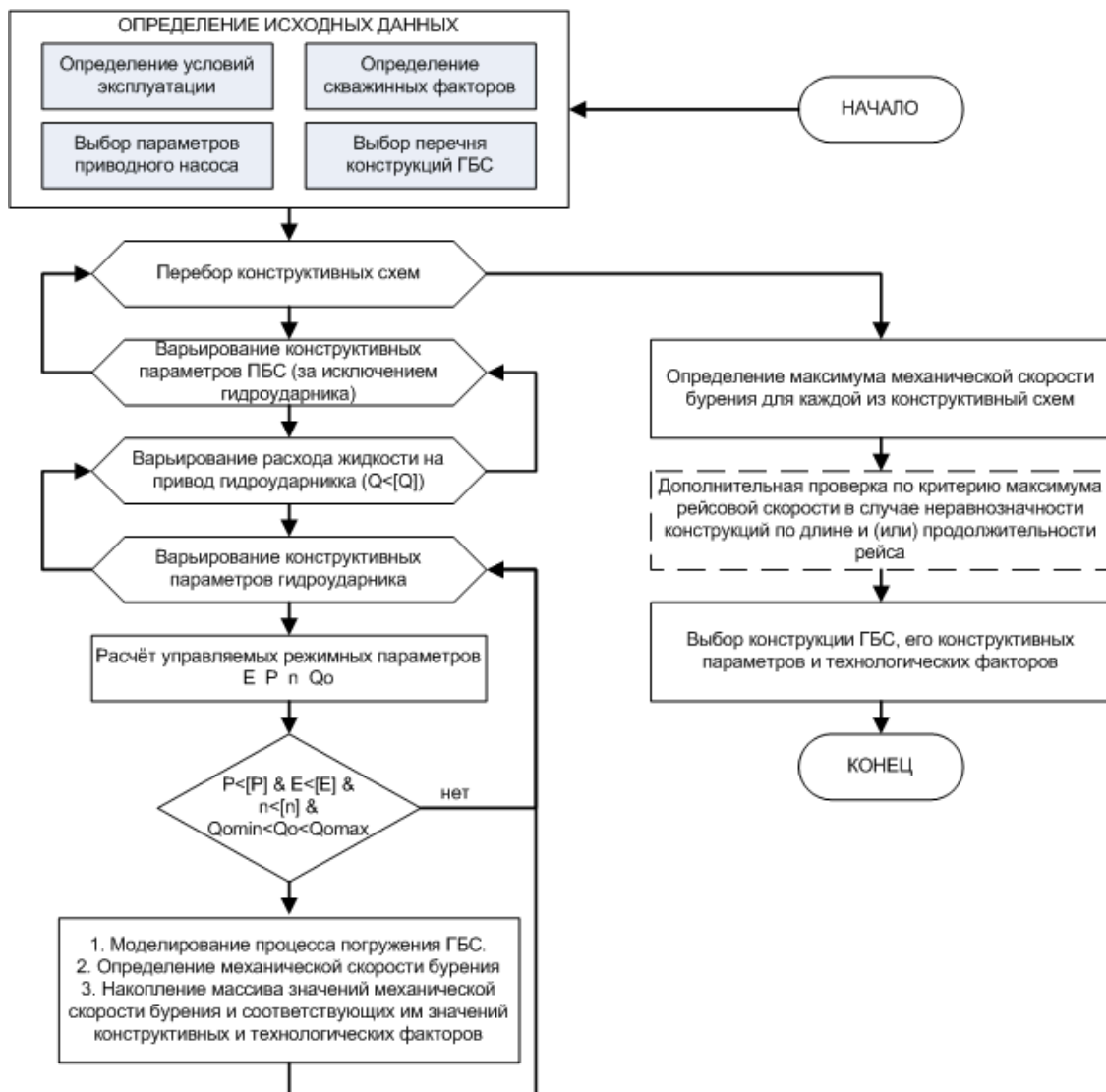


Рис. 3. Обобщённая схема алгоритма оптимизации параметров гидроударного бурового снаряда для бурения скважин на шельфе

После выполнения всех циклов массив расчётных данных анализируется с целью определения максимума механической скорости бурения для каждой из конструктивных схем ГБС. В случае если конструктивные схемы разнятся по длине и (или) затратам времени на операции, кратные рейсу, т.е. по продолжительности рейса, необходимо также провести оценку конструктивных схем по дополнительному критерию оптимизации – рейсовой скорости (в противном случае этот этап пропускается). В заключение, на основании проведенной оценки, выбирается рациональная конструкция гидроударного бурового снаряда, для которой определены расчётные значения конструктивных параметров и технологических факторов.

Подводя итог, отметим, что в результате выполненной работы было предложено использовать в качестве критерия оптимизации гидроударного бурового снаряда для бурения скважин на шельфе показате-

ль механической скорости бурения вместо максимума скорости соударения бойка с наковальной, ударной мощности или КПД, как предлагалось ранее. Этот критерий позволяет оценить комплексное влияние параметров гидроударника и колонкового набора, компоновки бурового снаряда, а также особенностей взаимодействия элементов системы «ГБС – скважина» на эффективность процесса бурения. Кроме того, в качестве дополнительного критерия оптимизации для условий эксплуатации ГБС может быть принята величина рейсовой скорости.

На основании использования этих критериев был разработан алгоритм оптимизации параметров гидроударного бурового снаряда для бурения скважин на шельфе. При разработке этого алгоритма использовалась уточнённая структурная схема процесса бурения скважины с использованием ГБС. Данный алгоритм апробирован при проектировании буровых

снарядов установок типа УМБ и снарядов ПБС-110 при бурении скважин с СПБУ «Сиваш».

**Список литературы**

1. Калиниченко, О.И. Гидроударные буровые снаряды и установки для бурения скважин на шельфе / О.И. Калиниченко, П.В. Зыбинский, А.А. Каракозов. – Донецк: «Вебер» (Донецкое отделение), 2007. – 270 с.
2. Каракозов, А. А. Совершенствование технических средств и технологий отбора проб грунта при бурении геотехнических скважин с плавучих самоподъёмных установок на шельфе Чёрного моря / А.А. Каракозов, О.И. Калиниченко, П.В. Зыбинский и др. // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент и технология его изготовления: Сб. научн. трудов. – Киев, ИСМ им. Бакуля, 2008. – Вып. 11. – С. 66–74.
3. Калиниченко, О. И. Развитие научных основ создания погружных гидроударных снарядов и установок для однорейсового бурения скважин на морском шельфе: Дисс. ... докт. техн. наук / Калиниченко Олег Иванович. – Донецк, ДонНТУ, 2002. – 371 с.
4. Каракозов А.А. О выборе критерия оптимизации гидроударных буровых снарядов для проходки геологоразведочных скважин на шельфе / А.А. Каракозов // Наукові праці Донецького нац. техн. ун-ту. Сер. «Гірничо-геологічна» / ДВНЗ «ДонНТУ». – 2009. – Вип. 10(151). – С. 163–168.
5. Каракозов, А. А. Сравнительная теоретическая оценка влияния применения утяжелителей и колонковых наборов с подвижными трубами на эффективность процесса бурения донных отложений гидроударными буровыми снарядами / А. А. Каракозов // Наукові праці ДонНТУ, Серія «Гірничо-геологічна». – Донецьк, ДонНТУ, 2006. – Вип. 111. – Т. 2. – С. 113–118.
6. Башкатов, Д. Н. Оптимизация процессов разведочного бурения / Д. Н. Башкатов, А. М. Коломиец. – М.: РАЕН, ИГЦ ГП «Волгагеология», 1997. – 259 с.
7. Бражников, В. А. Информационное обеспечение оптимальным управлением бурения скважин / В. А. Бражников, А. А. Фурнэ. – М.: Недра, 1989. – 206 с.
8. Каракозов А. А. Обоснование разработки принципиальных схем гидроприводных ударно-забивных снарядов для бурения подводных скважин / А. А. Каракозов // Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые. Вып. 26: Межвуз. научн. темат. сб. – Екатеринбург, УГГУ, 2003. – С. 133–140.
9. Каракозов А. А. Оценка влияния компоновки низа бурительной колонны на механическую скорость бурения скважин гидроударными снарядами при отборе проб донных отложений / А. А. Каракозов // Наукові праці ДонНТУ, Серія «Гірничо-геологічна». – Донецьк, ДонНТУ, 2008. – Вип. 7 (135). – С. 130–135.
10. Каракозов А. А. Оценка влияния конструктивных особенностей буровых снарядов на процесс их погружения в донные отложения при бурении разведочных скважин на шельфе / А. А. Каракозов // Наукові праці ДонНТУ, Серія «Гірничо-геологічна». – Донецьк, ДонНТУ, 2005. – Вип. 96. – С. 157–161.

УДК 622.233: 551.49

**А.А. Кожевников, А.К. Судаков**

**К ВОПРОСУ ОБ ОБОРУДОВАНИИ ВОДОПРИЕМНОЙ ЧАСТИ БУРОВЫХ СКВАЖИН КРИОГЕННО-ГРАВИЙНЫМИ ФИЛЬТРАМИ**

Проведено аналіз традиційних конструкцій гравійних фільтрів створюваних на денній поверхні і області їх застосування, а також визначена область застосування запропонованих криогенно-гравійних фільтрів.

Проведен анализ традиционных конструкций гравийных фильтров создаваемых на дневной поверхности и области их применения, а также определена область применения предлагаемых криогенно-гравийных фильтров.

The analysis of traditional constructions of gravelers filters is conducted created on a daily surface and their application domain, and also an application of the offered domain is certain cryogen-gravel filters.

Выбор типа фильтра определяется в основном гранулометрическим составом пород, которые содержат воду. Традиционно фильтры буровых скважин подбирают согласно указаний СНиП 11-31-74.

В мировой практике при оборудовании водоносных горизонтов гидрогеологических скважин, представленных среднезернистыми, мелкозернистыми,

тонкозернистыми и пылеватыми песками применяются фильтры с гравийной обсыпкой.

При этом создаваемую гравийную обсыпку следует рассматривать, как средство увеличения радиуса фильтра скважины, улучшения фильтрационных свойств пород в прифильтровой зоне и как конструктивный элемент, который позволяет увеличивать размер проходных отверстий, а, следовательно, и

скважность фильтровых каркасов. С применением обсыпки снижаются входные скорости жидкости пласта, продлевается срок службы, как фильтров, так и скважин в целом.

При определенных условиях проведения работ рациональная технология оборудования фильтрами скважин выбирается исходя из необходимости получения обсыпки высокого качества с заданными параметрами и минимуме затрат. Разнообразие природных горно-геологических и гидрогеологических факторов, конструкций скважин, их назначения, способствовало разработки принципиально различных способов сооружения гравийных фильтров в скважине, каждый из которых имеет свои преимущества, недостатки и рациональные области применения.

Целью статьи является анализ конструкций фильтров сооружаемых на дневной поверхности и области их применения, а также обоснование области применения криогенно-гравийной технологии оборудования гравийными фильтрами водоприемной части гидрогеологических скважин.

В настоящее время гравийные фильтры сооружаются либо на поверхности перед спуском фильтровой колонны в скважину, либо в скважине.

К основным типам гравийных фильтров, сооружаемых на поверхности, относятся кожуховые, корзинчатые и блочные конструкции.

Наиболее важными преимуществами конструкций гравийных фильтров, сооружаемых на поверхности, в отличие от скважинных — возможность формирования вокруг каркаса фильтра гравийного слоя высокого качества с заданными параметрами и при постоянном визуальном контроле. При этом исключается вероятность проявления таких часто встречающихся на практике осложнений, как расслоение гравия в вертикальном сечении фильтра, образование открытых каналов и пустот. Существенно уменьшается доля инородных примесей, поступающих в гравийный фильтр до освоения скважины, от объема которых зависит гидравлическое сопротивление гравийного слоя, а, следовательно, и его эффективная пористость.

Конструкции гравийных фильтров, сооружаемые на поверхности, отличаются по способу закрепления гравийного слоя относительно каркаса.

Слой гравийных частиц в кожуховом фильтре закрепляется относительно каркаса с помощью специального кожуха. Функцию кожуха обычно выполняет сетка галунного или квадратного плетения, обмотанная вокруг каркаса таким образом, чтобы выдержать равномерный зазор между сеткой и каркасом фильтра по высоте и радиусу. Заполнение кольцевого пространства между сеткой и каркасом осуществляется через верхний торец фильтра, который после механического уплотнения гравийного материала жестко прикрепляется к каркасу на 30-40 мм выше его верхних отверстий.

Недостатки таких фильтров — их повышенное гидравлическое сопротивление, обусловленное конструктивной их особенностью. Кроме этого, в про-

цессе эксплуатации такие фильтры склонны к быстрому зарастанию из-за ускоренного осаждения железа, содержащегося в подземных водах, на поверхности сеток вследствие электрохимической реакции. В процессе спуска кожуховые фильтры могут деформироваться, что приводит к образованию неравномерного по толщине гравийного слоя, а иногда и к формированию открытых каналов и пустот, оголению отверстий каркаса, их непосредственному контакту с песком водоносного пласта, и как следствие — к пескованию скважины в процессе эксплуатации.

Как было установлено опытами [1], при набивке гравия в кожух не происходит полного его уплотнения. При опускании кожухового фильтра в воду всегда наблюдается усадка гравия на некоторую величину; тогда, в случае обнажения перфорированной части фильтра, происходит устойчивое пескование, которое может привести к гибели сооружения. Во избежание этого перфорированную часть в фильтрах не следует доводить до конца фильтра: кроме того, полезно при погружении фильтра в воду, не доводя его до забоя, несколько раз протаскать по стволу скважины, а затем, подняв на поверхность, проверить состояние обсыпки, и в случае необходимости произвести ее досыпку. Все это ведет к непроизводительным затратам времени и удорожанию работ.

Авторами было предложено [2] для раскрытия и оборудования водоприемной части гидрогеологических скважин, представленных неоднородными, средне-мелкозернистыми и пылеватými песками, технологии и конструкции опускных гравийных фильтров со съемным защитным кожухом, доставляемый в водоносный горизонт на колонне труб с последующим раскреплением и извлечением защитного кожуха из скважины.

В целом применение технологии оборудования гидрогеологических скважин гравийными фильтрами со съемным защитным кожухом позволяет устранить недостатки кожуховых фильтров. Но в силу отсутствия финансирования и заинтересованности производителей данная технология не нашла применения.

В корзинчатых фильтрах гравийный слой удерживается около отверстий каркаса под влиянием гравитационных полей. У каждого ряда отверстий каркаса устанавливаются специальные корзинки, которые жестко крепятся к каркасу ниже отверстий и имеют открытый торец выше их.

Первоначально применяли фильтры, состоящие из чугунных литых корзинок, собираемых в звенья при помощи анкерных болтов. Позже, корзинки фильтра отливали из бронзы и латуни. В дальнейшей практике по ряду водозаборов применяли корзинчатые фильтры облегченных конструкций с изготовлением корзинок из кровельного железа.

Корзинчатые фильтры, изготовленные из чугуна и бронзы, устойчивы против коррозии, но в то же время эти конструкции не являются универсальными; опыт показал, что и при таких конструкциях наступает закупорка и кольматаж фильтров, в результате чего снижается дебит скважин. Размеры этого сниже-

ния зависят от гидрогеологических условий, подбора и способа укладки гравийных обсыпок.

Проход воды у корзинчатых фильтров осуществляется через открытый кольцевой зазор, который образуется между опорным каркасом и корзинкой (воронкой).

На поверхности через открытый торец в корзинки засыпают гравий, который под действием сил гравитации удерживается в процессе спуска фильтровой колонны.

Следует отметить, что пропускная способность в значительной степени зависит от правильного подбора гравийной обсыпки в соответствии с породами, окружающими фильтр.

Практика эксплуатации скважин, оборудованных корзинчатыми фильтрами, показала, что в целом ряде случаев эти конструкции работают неудовлетворительно. Так в [1] было установлено, что корзинчатые фильтры дают воды в 3 - 4 раза меньше, чем фильтры проволочно-каркасные с гравийной обсыпкой. При этом, удельный дебит корзинчатых фильтра в течение года снижается на 25%.

Корзинчатые фильтры, имеют ненадежную конструкцию, которая при спуске фильтра разрушается, что приводит к высыпанию части гравия из корзинок, неравномерному экранированию каркаса фильтра гравием относительно песка водоносного пласта.

Установка корзинчатых фильтров требует скважин больших диаметров. Ремонт скважин, когда требуется извлечение корзинчатых фильтров, весьма затруднителен, а тем более, когда фильтр изготовлен из чугунных отливок. Вследствие малой дебитности, повышенной стоимости сооружения таких скважин, относительной сложности изготовления фильтров эти конструкции не получили широкого распространения в практике отечественного водоснабжения.

В блочных конструкциях гравийных фильтров предусматривается закрепление гравийного слоя относительно каркаса и частиц друг с другом с помощью различных клеев. Блочные конструкции чаще применяются в практике, чем кожуховые и корзинчатые. Гравийный материал склеивают на поверхности в кольцевые блоки, которые затем надевают на каркас и жестко прикрепляют к нему с помощью клея или фланцев. Основное требование к блочным фильтрам — надежность применяемых клеев, обуславливающих целостность фильтрационной поверхности и эффективность эксплуатации в целом.

В качестве материала, скрепляющего зерна гравия, на сегодняшний день используют клеи типа БФ, бакелитовый лак марки А, битум, цемент, резиновый клей, жидкое стекло и эпоксидные смолы. Несмотря на обилие клеев, пока не существует рецептуры, обеспечивающей гарантированное сохранение фильтрационной поверхности в процессе транспортировки к месту работ и спуска в скважину. Блочным фильтрам нежелательны ударные нагрузки, которые вызывают разрушение структуры блоков. Следовательно, при использовании блочных гравийных фильтров необходимо предъявлять специальные тре-

бования к процессу транспортировки блоков и спуска фильтров, что значительно удорожает работы.

Кроме этого, блочные фильтры имеют меньшую проницаемость и большее гидравлическое сопротивление, чем просто слой гравия данной толщины определенного гранулометрического состава. Это объясняется тем, что часть пор заполняется клеем, формируются тупиковые поры. Эффективная пористость гравийного слоя уменьшается за счет либо полного перекрытия целого ряда фильтрационных каналов клеем, либо их сужения. Эксплуатационные характеристики такого фильтра значительно ниже возможных значений даже при условии сохранения целостности фильтрационного слоя в процессе транспортировки и спуска. Очевидно, что при формировании блочных фильтров гранулометрический состав гравия должен выбираться по методике, отличной от традиционного подхода к подбору гравия. Коэффициент межслойности таких конструкций должен превышать рекомендуемые коэффициенты для гравийных фильтров. К сожалению, научно-обоснованных рекомендаций по этому вопросу нет.

Наряду с очевидными преимуществами гравийных фильтров, сооружаемых на поверхности, они характеризуются и существенными общими недостатками, значительно сужающими рациональную область их применения.

Установка в скважине блочных, кожуховых и корзинчатых конструкций вызывает необходимость бурения скважины значительно большего диаметра, чем предусмотрено в типовых конструкциях гидрогеологических скважин и требует дополнительных затрат. С увеличением глубины залегания водоносного пласта затраты на сооружение скважины перед установкой гравийных фильтров, формируемых вокруг каркасов на поверхности, резко возрастают и при определенных условиях обуславливают их экономическую непригодность. В этой связи рациональную область применения гравийных фильтров, сооружаемых на поверхности, следует ограничить скважинами большого диаметра и малой глубины. Обычно это скважины, пробуренные ударно-канатным способом глубиной до 50 м или вращательным способом с обратной промывкой глубиной до 200 м с конечным диаметром 0,346-0,445 м и более. Сложность установки сооружаемых на поверхности конструкций гравийных фильтров в скважинах, пробуренных вращательным способом с прямой промывкой, объясняется необходимостью использования при сооружении бурового и насосного оборудования повышенной мощности, которым гидрогеологическая служба практически в последнее время не комплектуется.

В основу работы, выполняемой на кафедре техники разведки месторождений полезных ископаемых Национального горного университета, положена идея создания технологии изготовления элемента гравийного фильтра блочной конструкции с соединением гравийного материала в монолитный композит с помощью минераловязущего вещества на водной основе с последующей однопорционной доставкой и

установкой его в скважине и переходом гравийного композита из монолитного состояния в рыхлое в связи с приобретением минераловязущим веществом реологических свойств воды, которое происходит под воздействием тепловых полей скважинных и пластовых вод.

При реализации разрабатываемой технологии необходимо выполнить следующие технологические операции: изготовить на дневной поверхности криогенно-гравийные элементы фильтра блочной конструкции, собрать рабочую часть криогенно-гравийные фильтра, осуществить спуск к продуктивному горизонту и провести его посадку в водопримную часть скважины.

Областью применения предлагаемой технологии является долгосрочное оборудование буровых скважин различного целевого назначения криогенно-гравийными фильтрами в интервале неосновных (основных), безнапорных (артезианских) водоносных горизонтов с глубиной их залегания (установки фильтра) до 100...150 м, которые представлены среднезернистыми, мелкозернистыми, тонкозернистыми и пылеватыми песками.

Результатом применения данной технологии станет

- уменьшение расхода гравийного материала и времени на его транспортировку к водоносному горизонту;
- устранение зависания гравийного материала при его транспортировке по стволу скважины;
- улучшение качества гравийных фильтров за счет формирования при визуальном контроле на дневной поверхности гравийной обсыпки и при необходимости

УДК 622.24.085

**О.И. Калиниченко, П.В. Зыбинский, А.А. Каракозов, С.Н. Парфенюк, А.В. Хохуля, П.Л. Комарь**

### **ОПЫТ ВЫПОЛНЕНИЯ СТАТИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ДОННЫХ ГРУНТОВ С СПБУ «СИВАШ»**

Розглянуто досвід виконання статичного зондування донних ґрунтів з СПБУ «Сиваш».

Рассмотрен опыт выполнения статического зондирования донных грунтов с СПБУ «Сиваш».

Experience of implementation of the static sounding of the ground soils is considered with SPBU «Sivash».

Успешность проведения скважин в условиях морского бурового производства во многом зависит от полноты и качества инженерно-геологических изысканий, обеспечивающих получение исходных данных для проектирования и строительства морских стационарных платформ. Причем характер, объём и перечень видов таких изысканий определяются нормативными требованиями, зависящими как от категории сложности месторождения, так и от наличия предварительных инженерно-геологических данных.

В украинском секторе акватории Черного моря к особо сложной категории относится Субботинская площадка, являющаяся наиболее перспективной из

сти формирования многослойной обсыпки с заданными параметрами;

- устранение вероятности образования зияющих пустот;

- снижение вероятности пескования;

- снижение гидравлических сопротивлений при повышении эффективной пористости и др. При этом скважина будет оборудована гравийным фильтром с заданными и неизменными при транспортировке и установке в водоносный горизонт геометрическими и гидравлическими параметрами;

- сокращение непроизводительных затрат времени и средств при улучшении качества работ и долговечности скважины.

Выводы: Проведен анализ конструкций гравийных фильтров предназначенные для долгосрочного оборудования водопримной части буровых скважин, которые имеют ряд конструктивных и обусловленные ими технологических недостатков. Устранение которых возможно за счет применения криогенной технологии оборудования водопримной части гидрогеологических скважин.

#### **Список литературы**

1. Гаврилко В.М. Фильтры водозаборных, водопонижительных и гидрогеологических скважин. – М.: Госстройиздат, 1961. – 384 с.
2. Гошовский С.В., Кожевников А.А., Судakov А.К., Гриняк О.А. Анализ технологий оборудования водопримной части гидрогеологических скважин опускаемыми гравийными фильтрами со съёмным защитным кожухом // - Горный информ.-аналитич. бюл. - Горная книга. – 2008. – Вып. 11. - С. 287-290.



геологического разреза Субботинской площадки: ил глинистый – до 1,5 м; песчано-глинистые отложения – 1,5...20 м; песок с примесью щебня и гальки – 20...25 м; глины аргиллитоподобные – 24...40 м; чередование песчано-глинистых грунтов – 40...55 м; суглинок полутвердый – 55...70 м; песок плотный с тонкими прослоями песчаника – 70...80 м.

При отмеченной инженерно-геологической ситуации, обосновывающую категорию особой сложности условий площадки, наряду с традиционным перечнем изысканий на участке строительства блок-кондуктора скважины наиболее сложными стали работы, связанные с выполнением статического зондирования донных осадков (cone penetration test – СРТ). В соответствии с техническим заданием на первом этапе изысканий в радиусе 5 м от параметрической инженерно-геологической скважины предусматривалось выполнение комплекса СРТ на глубину до 80 м с СПБУ «Сиваш». Выполнение намеченного объема работ СРТ было поручено ЗАО «Компания Юговостокгаз».

Проблемность поставленной перед компанией задачи обуславливалась, прежде всего, отсутствием в арсенале отечественного морского бурового производства как необходимого оборудования, так и отработанной технологии, обеспечивающих такой вид изысканий. Для участия в разработке и выполнении программы создания комплекса оборудования и технологии производства СРТ с СПБУ «Сиваш» компания пригласила специалистов и ученых ДонНТУ [1].

На основе совместно проведенного поиска по ведущим отечественным и зарубежным организациям, выполняющих аналогичные работы в заданных условиях производства был выбран комплекс СРТ, созданный шведской компанией «Geotech». Комплекс полностью отвечает современным нормативным требованиям к количеству и качеству выходных параметров зондирования грунтов. Особенностью комплекса, что весьма важно для проведения работ в море, является возможность беспроводной передачи данных измерений от зонда к поверхности при помощи акустического канала. При этом данные зондирования оцифровываются и кодируются в высокочастотный акустический сигнал пьезоэлектрическим элементом в зонде, который имеет автономный источник питания. Сигнал передается через буровые штанги диаметром 36 мм и длиной 1 м.

Отсутствие кабеля делает систему очень простой в использовании и позволяет экономить время на подготовительно-заключительные операции производства СРТ.

Схема беспроводной системы СРТ приведена на рис. 1. Акустический сигнал принимается микрофоном и по кабелю передается на интерфейс персонального компьютера (ПК), на который также поступает информация о глубине (от синхронизатора глубины). Затем данные отправляются на ПК, и отображаются на экране в реальном времени в виде кривых и непосредственных числовых данных.



Рис. 1. Беспроводная система СРТ компании «Geotech»: 1 – зонд СРТ; 2 – микрофон; 3 – синхронизатор глубины; 4 – интерфейс ПК; 5 – ПК; 6 – принтер; 7 – результаты

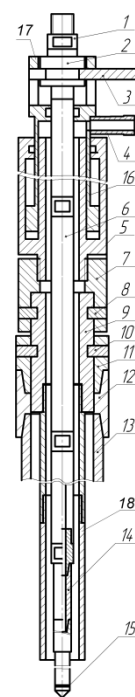


Рис. 2. Схема оборудования для производства СРТ

Для считывания данных с зонда использовалось программное обеспечение СРТ-Log компании «Geotech», которое включает необходимые для работы модули, доступные из одной оболочки: *пенетрация* – для непосредственной регистрации данных зондирования; *презентация* – для создания графических презентаций данных и печати записанных данных зондирования; *резервная память* – для извлечения данных о зондировании, которые сохраняются в резервной памяти зонда, что гарантирует регистрацию данных даже в случаях нарушения акустической связи зонда с поверхностью, например, при больших глубинах пенетрации; *база данных зондов* – для хранения характеристик используемых зондов. Программой также предусматривается автоматический расчет суммарного числа метров зондирования с момента последней калибровки для каждого зонда с

выводом количества метров, оставшихся до следующей калибровки.

Для технической реализации СРТ с СПБУ «Сиваш» специалистами ДонНТУ разработан комплекс оборудования (рис. 2), включающий силовой гидроцилиндр 5 с полым штоком 16, опорные вилки 8 и 10, и специальные переходники 7 (П7), 9 (П9) и 11 (П11) для монтажа гидроцилиндра к муфте-переходнику 12 несущей колонны обсадных труб 13. В верхней части штока цилиндра установлен переходник-сальник 17, в теле которого прорезаны установочные окна для нажимной вилки 3, фиксирующей наголовник 2 с ниппелем-переходником 1. С целью обеспечения постоянной промывки на боковой поверхности переходника-сальника приварен штуцер 4 для соединения со шлангом нагнетательной линии обвязки бурового насоса.

Передача задавливающего усилия от штока гидроцилиндра на зонд 15 выполняется через комбинированную бурильную колонну, состоящую из штатных штанг 14 фирмы «Geotech» общей длиной 30 м и набора бурильных труб 6 диаметром 50 мм, соединяющихся между собой ниппелями (СБТН-50).

Колонна бурильных труб 6 устанавливается концентрично внутри штока 16, при этом на её верхний отрезок навинчен наголовник 2, между опорными поверхностями которого помещается нажимная вилка 3, исключая его относительное перемещения вдоль окон переходника-сальника 17.

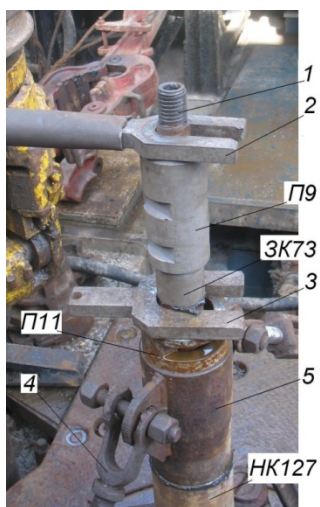


Рис. 3. Фрагмент наращивания свечей СБТН-50 при спуске зонда (СПБУ «Сиваш»)

Для уменьшения величины прогиба от действия сжимающей нагрузки на зонд бурильные трубы размещены в защитной колонне 18, состоящей из отрезков бурильных труб диаметром 73 мм (ЗК-73), соединенных между собой резьбой по типу «труба в трубу». На верхнюю часть колонны навинчивается переходник 9 с двумя прорезями для одновременной фиксации гидроцилиндра вилками 8 и 10 на защитной колонне 18 и на муфте-переходнике 12, навинченном на верхний конец несущей колонны 13 (НК-

127). В качестве несущей колонны 13 использовалась бурильная колонна диаметром 127 мм, в нижней части которой была установлена бурильная головка 212,7/80 колонкового снаряда «Недра».

Поскольку район проведения работ характеризовался сильными течениями, то толща воды при проведении СРТ перекрывалась водоотделяющей обсадной колонной диаметром 245 мм (не показана).

Подготовка оборудования к выполнению статического зондирования начиналась со спуска колонны НК-127 до её постановки на дно, при этом превышение торца муфты-переходника 12 над плоскостью стола ротора составляло  $\approx 0,9$  м. Колонна фиксировалась в клиньях ротора. Учитывая необходимость создания нагрузок, превышающих вес несущей обсадной колонны НК-127, последняя, через проушины на муфте-переходнике 5 закреплялась к рабочей плите СПБУ анкерами 4, выполненные в виде удлиненных талрепов (рис. 3).

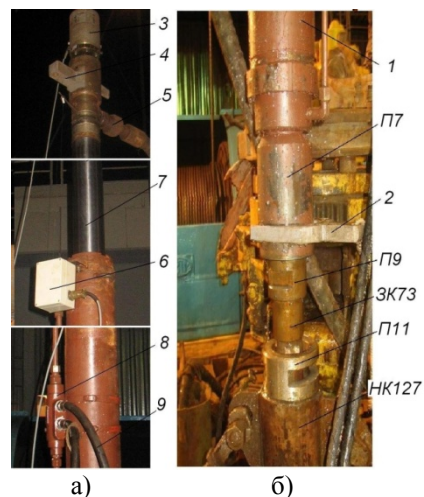


Рис. 4. Подготовка цилиндра к работе

После соединения прорезного переходника П11 с колонной НК-127 (рис. 3) производился спуск защитной колонны ЗК-73. Учитывая глубину моря (53 м) и расстояние от поверхности воды до уровня стола ротора (30 м), первые 72 м колонны ЗК-73 собирались из шестиметровых труб. В дальнейшем колонна компоновалась трубами длиной 2,8 м, 1 м и 0,5 м. На расстоянии от забоя 0,5-1 м колонна ЗК-73 подвешивалась и с помощью вилки 3 опиралась на торец переходника П11.

После этого внутрь переходника П9 на штатной штанге «Geotech» опускался зонд. На теле штанги закреплялся хомут для удержания зонда с упором на переходнике П9. Затем производился спуск зонда с наращиванием свечей длиной 14 и 15 м из штанг «Geotech», предварительно собранных на палубе СПБУ. Дальнейший спуск зонда до постановки на дно выполнялся на свечах 1, собранных из калиброванных по длине труб СБТН-50 (4440, 2150, 940 мм). Подвешивание и свинчивание свечей выполнялось с помощью вилок 2 и 3.

На следующем этапе выполнялись работы по оснащению гидроцилиндра 1 и закреплению его к устьевой части обсадных колонн ЗК-73 и НК-127 (рис. 4). Предварительно через полый шток 7 пропусклась свеча из 3-х коротких (по 940 мм) труб СБТН-50 с навинченным наголовником с последующей фиксацией его в установочных окнах переходника-сальника нажимной вилкой 4. К наголовнику с помощью специального регулируемого клинового захвата устанавливался микрофон 3. На корпусе цилиндра закреплялся синхронизатор глубины 6 (рис. 4,а).

С помощью лебедки цилиндр размещался над прорезным переходником П9 и надевался на него до совмещения прорези переходника П7 и верхней прорези переходника П9 (рис. 4, б).

После фиксации переходников П7 и П9 вилкой 2 производился спуск системы «цилиндр – колонна ЗК-73» до совмещения нижней прорези переходника П9 с прорезью переходника П11. Жесткая связь системы «цилиндр – колонна ЗК-73 – колонна НК-127» обеспечивалась с помощью опорной вилки (позиция 3 рис. 5).



Рис. 5. Фрагмент наращивания защитной колонны ЗК-73

Завершающим этапом подготовки оборудования к выполнению СРТ являлось подключение высоконапорных шлангов 9 к штуцерам гидрозамка 8 цилиндра и подсоединение нагнетательного шланга 5 переходнику-сальнику.

Вдавливание зонда в грунт выполнялось на ход штока, соответствующий длине короткого отрезка СБТН-50, которая в сборе с ниппелем составляла 1 м. Рейс статического зондирования достигал 18 м и прекращался, если нагрузка на зонд превышала допустимое значение. Как правило, такая ситуация возникала при пенетрации плотных песков и твердых глин.

Учитывая значительную длину бурильной колонны, надежность получения информации с использованием микрофона снизилась после первых 20 м зондирования. Поэтому в дальнейшем зондирование выполнялось только с использованием модуля «Резерв-

ная память» с извлечением данных о зондировании из памяти зонда.

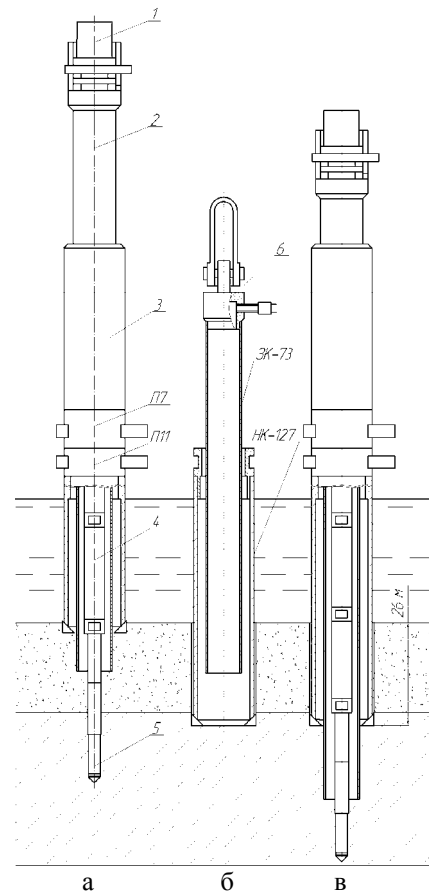


Рис. 6. Схема проведения работ

В процессе зондирования до глубины 30 м было выполнено два цикла по наращиванию защитной колонны ЗК-73. Эта операция предполагала полное извлечение бурильной колонны и зонда на поверхность. После отсоединения гидроцилиндра от переходника П9 с помощью резервной головки 2 (рис. 5) и пробки-скобы 1 выполнялся подъем бурильной колонны свечами длиной 18-20 м. Все операции по подъему, и спуску элементов компоновки бурильных труб, а также защитной колонны выполнялись с помощью пробок-скоб соответствующего типоразмера.

Для дальнейшего проведения зондирования, учитывая интенсивное обрушение стенок скважины при пересечении песков на интервале 0-25 м, было принято решения опустить несущую колонну НК-127 до глубины 26 м (рис. 6), перебуриив соответствующий интервал пород.

Дальнейшее зондирование до глубины 62 м производилось с периодическим наращиванием чистой колонны ЗК-73. При этом зонд извлекался на поверхность. На верхнюю часть ЗК-73 вместо переходника П9 навинчивалась пробка-сальник 6 с присоединенным нагнетательным шлангом. Включался буровой насос, и забортная вода подавалась через колонну ЗК-73 на забой. С расхаживанием колонна опускалась до глубины остановки зонда (рис. 6, б). После

этого погружение ЗК-73 прекращалось, пробка-сальник менялась на цилиндр для продолжения зондирования (рис. 6, в).

В интервале рейсов наращивания колонны ЗК-73 выполнялись работы по извлечению данных о зондировании интервала из резервной памяти зонда. Данные считывались персональным компьютером и воспроизводились в виде цифр и кривых изменения по глубине: удельного лобового сопротивления под ко-

нусом зонда ( $q_c$ ), бокового трения по поверхности зонда ( $f_s$ ), избыточного порового давления ( $u_2$ ) и угла наклона зонда ( $TA$ ).

Данные, полученные в результате зондирования, автоматически интерпретировались программой *CPT-Pro* фирмы «Geotech» с воспроизведением разреза на основе методики Робертсона [2] (рис. 7).

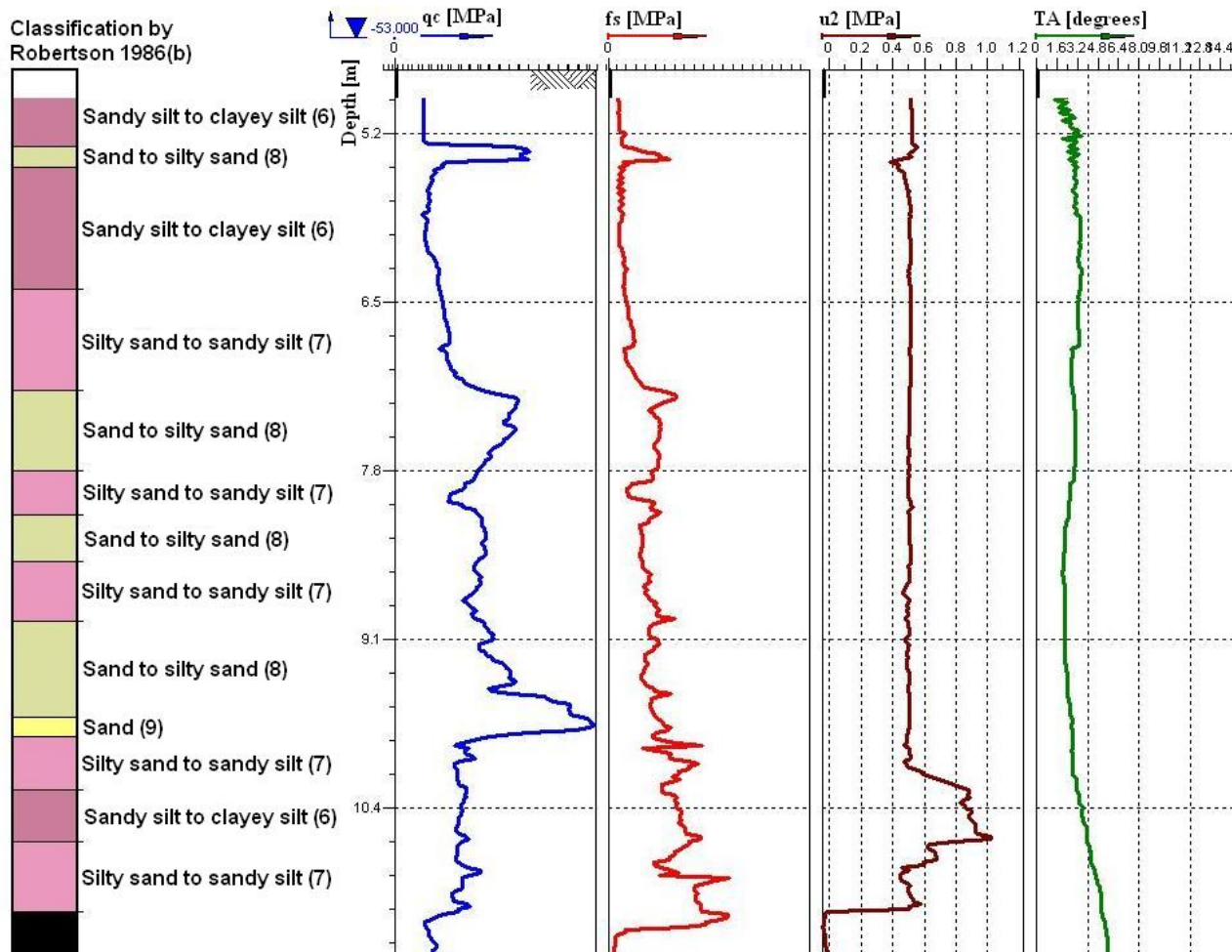


Рис. 7. Пример интерпретации данных статического зондирования

Использование зонда и регистрирующей аппаратуры «Geotech» в комплексе с отечественным оборудованием, разработанным ДонНТУ, выполнено впервые. Данные статического зондирования грунтов, полученные с СПБУ «Сиваш», показали принципиальную возможность существенного расширения информативной базы для проектирования инженерно-технических сооружений на морских акваториях.

В настоящее время на основе установки УМБ-130М [3] и предложенного комплекса оборудования для статического зондирования разработана и подготовлена к апробации в промысловых условиях погружная установка статического зондирования УПСЗ-50, которая может эксплуатироваться при волнении моря не более 2 баллов с борта неспециализи-

рованных судов, стабилизирующихся в точке работ при помощи 4-х якорей. Применение этой установки позволит значительно расширить возможности неспециализированного флота при проведении инженерно-геологических изысканий на шельфе.

### Список литературы

1. Калиниченко О.И. Новые технические средства и технологии бурения геологоразведочных скважин, отбора проб и проведения геотехнических исследований на шельфе / Калиниченко О.И., Каракозов А.А., Зыбинский П.В. // Буріння: Науково-вироб. ж-л ВГО «Спілка буровиків України». – 2009. – № 1. – С. 24-29.

2. Robertson, P.K., Campanella, R.G., Gillespie, D. and Greig, J. (1986) "Use of piezometer cone data". Proceedings of the ASCE Specialty Conference In Situ'86: Use of In Situ Tests in Geotechnical Engineering, Blackburg, 1263–80, American Society of Engineers (ASCE).

3. 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.

УДК 622.24

О.М.Давиденко, А.О. Ігнатов, С.Ю. Андрусенко

### ДИСКОВЕ ЛАНЦЮГОВЕ ДОЛОТО

Розглянуто конструкція та принцип дії дискового ланцюгового долота.

Рассмотрена конструкция и принцип действия дискового цепного долота.

A construction and principle of action of disk drill bits is considered.

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) [1,2].

При бурінні свердловин застосовують лопатеві долота різально-сколюючого і різально-стирального типів. До першого різновиду належать дво- (2Л) і трилопатеві (3Л) долота, а до другого трилопатеві (ЗИР) і шестилопатеві (БИР), а також долота Інституту надтвердих матеріалів (м. Київ) "ІНМ", які армовані вставками з надтвердого матеріалу "Славутич".

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 типорозміра доліт, конструюється з різних поєднань кулькових (К) і роликових (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 високоо-

боротному бурінні. Найбільшою вантажопідйомністю по радіальних навантаженнях володіє підшипник ковзання, що надійно працює при обмежених окружних швидкостях і частотах обертання [3].

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 нахила зубців [4].

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 качіння (які зміщені по відношенню один до одного) диска з породоруйнівними елементами [5].

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 посажено на вісі зі змогою обертання.

На рис. 1. наведена загальна схема бурового дискового долота де руйнування породи при бурінні відбувається за допомогою ланцюга 8. На зовнішній поверхні, якого розташовані зубки 9. При вторгненні долота в гірську породу ланцюг, який кінематично пов'язаний з дисками 2 та допоміжними дисками 3, які насаджені на вісь та допоміжну вісь 4, 3, за допомогою двох'ярусних підшипників качіння 6 диски та допоміжні диски мають можливість обертатися.

Завдяки замкової втулки 7 диски та допоміжні диски не мають можливості горизонтального переміщення по вісі та допоміжній вісі 3, 4, починає обертатися, за рахунок наявності сил реакції стінок та вибою свердловини. Наявність дисків 2 та допоміжних 3, обумовлені необхідністю створення значно більшого, у порівнянні зі звичайним дисковим долотом робочої поверхні. Крім того в процесі роботи, завдяки різності діаметрів допоміжних дисків 3 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 9 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. В результаті впровадження винаходу очікується підвищення техніко-економічних показників на 90-110 %. Досягається більш рівномірне навантаження на зубки, що сприяє вирівнюванню їх зносу. Очищення та охолодження природо руйнуючих елементів долота відбувається за рахунок безпосередньої подачі промивної рідини на ланцюг 8, через промивні канали. Промивні канали можуть бути оснащені спеціальними насадками, що дозволяють значно підвищити енергію струменю промивальні рідини.

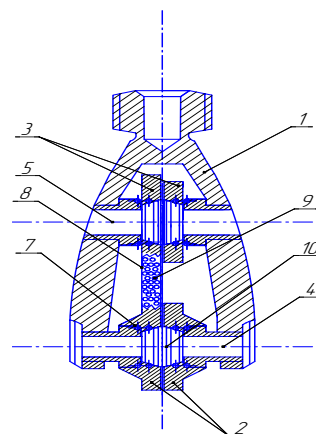


Рис. 1. Дискове ланцюгове долото

Технічний результат полягає в тому, що руйнування породи при бурінні відбувається ланцюгом, який знаходиться в зубчатому зачепленні з дисками та на якому містяться породоруйнуючі елементи – зубки. Завдяки збільшенню робочої поверхні долота за рахунок наявності ланцюга з зубками значно підвищується проходка на долото. В процесі роботи завдяки нерівномірності руху ланцюгів, що пов'язано з їх різними довжинами, створюються кращі умови руйнування породи на вибої за рахунок сколювання.

### Список літератури

1. Сулакшин С.С. Практическое руководство по геологоразведочному бурению. – М.: Недра, 1978.- 333 с.
2. Пути повышения эффективности геологоразведочного бурения / П.И. Букреев, С.И. Голиков, В.А. Кудря и др. – М.: Недра, 1989.-158 с.
3. Йогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1986. – 294 с.
4. Масленников И.К., Матвеев Г.И. Инструмент для бурения скважин. – М.: Недра, 1981. – 335 с.
5. Борисович В.Т., Михин В.Н. Долота различных типов // Итоги науки и техники. Техника геологоразведочных работ. –М.: ВИНТИ. – 1981. - Т. 11. С. 66-85.

УДК 622.248

Рязанов А.Н.

## РАЗРАБОТКА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА, ВКЛЮЧАЕМОГО В СОСТАВ БУРОВОГО СНАРЯДА, ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ В РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИНАХ

Для ликвидации прихватов бурового снаряда запропоновано гідравлічний пристрій ударного типу з клапанним розподілом рідини і зворотним активним ходом бойка. На підставі отриманих результатів розроблена конструкція пристрою, що включається до складу бурового снаряда.

Для ликвидации прихватов бурового снаряда предложена гидравлическое устройство ударного типа с клапанным распределением жидкости и обратным активным ходом бойка. На основании полученных результатов разработана конструкция устройства, включаемого в состав бурового снаряда.

For liquidation of freezing of boring shell the hydraulic device of shock type is offered with the valvular distributing of liquid and active countermove of firing-pin. On the basis of the got results the construction of device, included in the complement of boring shell is developed.

При бурении геологоразведочных скважин в сложных горно-геологических условиях Донбасса одним из наиболее распространенных видов аварий является прихват бурового снаряда.

Для извлечения из скважины прихваченного инструмента используют поверхностные домкраты и выбивные бабы. При отрицательном результате их применения колонну бурильных труб разворачивают до места прихвата и оставшуюся часть пытаются выбить механическим или гидравлическим вибратором. Подобные работы характеризуются большой трудоемкостью и значительными затратами времени. В связи с этим актуальным является разработка вибратора, который включался бы в состав бурового снаряда, не мешая процессу бурения, а в случае возникновения аварийной ситуации использовался незамедлительно по целевому назначению.

Как перспективная для разработки авторами принята схема гидроударника одинарного действия с обратным активным ходом бойка. Преимуществом подобных механизмов является возможность получения значительной скорости удара бойка по наковальне, определяющей энергию волны деформации, которая распространяется в прихваченной части бурового снаряда.

Устройство (рис.1) состоит из корпуса 2, в верхней части соединенного с переходником 1 на колонну бурильных труб. В корпусе установлен клапан 3 с перепускными (байпасными) каналами 5, подпружиненный посредством пружины 4, и боек 10 с боковыми каналами 9 и 12, подпружиненный посредством пружины 11. В клапане 3 и бойке 10 имеется осевой канал 6 для прохода жидкости. В хвостовике бойка расположен пусковой клапан 13 с пружиной 15. Фиксируется пусковой клапан срезным штифтом 16. В нижней части корпус 2 присоединяется к переходнику 19 на колонковую трубу. Переходник 19 имеет выводные каналы 18 для выхода рабочей (промывочной) жидкости в затрубное пространство.

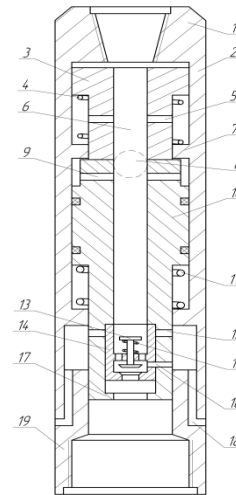


Рис.1. Гидравлическое устройство, включаемое в состав бурового снаряда

При возникновении в скважине прихвата для срабатывания пускового клапана 13 устройства увеличивают подачу промывочной жидкости. Пусковой клапан 13 перекрывает проходное отверстие и боек 10 сжимая пружину 11 начинает двигаться вниз, при этом втулка 14 пускового клапана срезает штифт 15 и садится на упор 17 хвостовика бойка 10. Боковые каналы 12 бойка открываются, давление в системе падает и боек 10 за счет пружины 11 возвращается в исходное положение. С поверхности сбрасывают шарик 8, который перекрывает осевой канал 6 бойка 10. Над клапаном 3 возрастает давление и клапан 3 вместе бойком 10 начинает двигаться вниз, сжимая пружины 4 и 11. При попадании перепускных каналов 5 клапана в полость низкого давления. Давление над клапаном падает и посредством пружины 4 клапан 3 возвращается в исходное положение. Боек 10 по инерции продолжает свое движение вниз до полной остановки. После чего пружиной 11 боек возвращается вверх и в конце рабочего хода наносит удар по наковальне 7. Над клапаном 3 возрастает давление и цикл повторяется.

Рабочий цикл предложенного устройства можно представить в виде трех фаз (рис.2).

Фаза 1. Клапан с бойком в сомкнутом положении двигаются вниз до начала сообщения через перепускные каналы полости высокого давления с полостью бойка.

Фаза 2. Остановка клапана. Боек отрывается от клапана и по инерции продолжает движение вниз до полной остановки. В этот же период времени клапан возвращается в исходное положение.

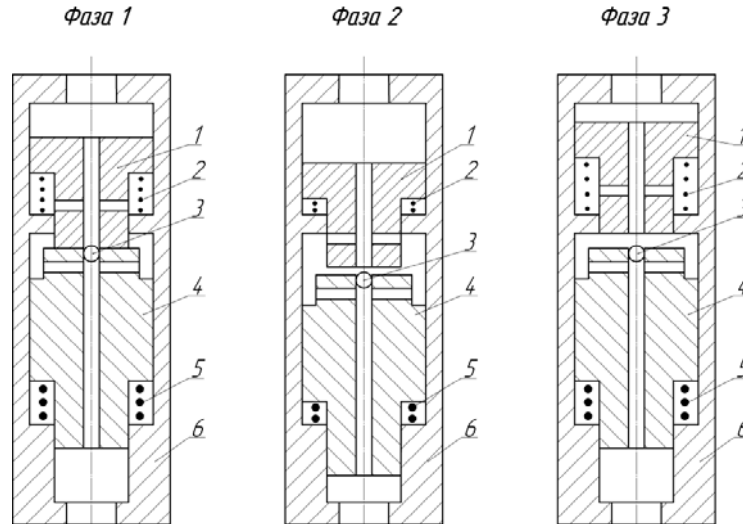


Рис.2. Фазы рабочего цикла гидравлического устройства: 1 – клапан, 2 – пружина клапана, 3 – шарик, 4 – боек, 5 – пружина бойка, 6 – корпус

Совместное движение клапана и бойка устройства во время фазы 1 может быть описано уравнением:

$$m \cdot \ddot{x} = \left[ p_p + k \cdot \rho \cdot c \cdot \mu \cdot \left( V_T - \frac{f_{кл}}{f_T} \cdot \dot{x} \right) \cdot (f_{кан} + f_{кл}) + m \cdot g - F_{мп} - z_2 \cdot (h_2 + x) - z_1 \cdot (h_1 + x) \right]$$

где  $m$  – масса движущихся частей устройства, кг;  $x$  – текущее перемещение системы “клапан-боек”, м;  $p_p$  – давление в корпусе устройства, определяемое работой, которую выполняет жидкость по перемещению подвижных частей, Па;  $k$  – коэффициент, учитывающий разряжение за поршнем;  $\rho$  – плотность рабочей жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $c$  – скорость распространения гидроударной волны в жидкости;  $\mu$  – коэффициент утечек жидкости;  $V_T$  – скорость течения жидкости в бурильных трубах, м/с;  $f_{кан}$  – площадь осевого канала в бойке, м<sup>2</sup>;  $f_{кл}$  – рабочая площадь клапана, м<sup>2</sup>;  $f_T$  – площадь поперечного сечения канала бурильных труб, м<sup>2</sup>;  $g$  – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;  $F_{мп}$  – сила гидравлического и механического трения перемещающихся клапана и бойка о корпус, Н;  $z_1$ ,  $h_1$  и  $z_2$ ,  $h_2$  – жесткость (Н/м) и начальное натяжение (м) соответственно пружины клапана и пружины бойка.

Выполнив преобразование, получим

$$\ddot{x} + A_1 \cdot \dot{x} + A_2 \cdot x = A_3, \quad (1)$$

где  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $A_3$  – сокращающие обозначения, равные:

Фаза 3. Рабочий ход бойка под действием силы разжимающейся пружины. В конце хода боек наносит удар по наковальне и контактирует с клапаном. Вследствие малой длины бойка принимается, что удар происходит мгновенно.

Основными по продолжительности являются фазы 1 и 3. Движение бойка во время фазы 2 рассматривается для точного определения общего хода бойка.

$$A_1 = k \cdot \rho \cdot c \cdot \mu \cdot \frac{f_{кл}}{f_{мп}} \cdot m \cdot (f_{кан} + f_{кл}), \quad A_2 = \frac{z_1 + z_2}{m},$$

$$A_3 = \frac{(k \cdot \rho \cdot c \cdot \mu \cdot V_T + p_p) \cdot (f_{кан} + f_{кл}) - F_{мп} - z_2 \cdot h_2 - z_1 \cdot h_1}{m} + g.$$

Так как  $\frac{A_1^2}{4} - A_2 > 0$ , с учетом нулевых начальных условий

$$x|_{t=0} = 0, \quad \dot{x}|_{t=0} = 0$$

решение уравнения (1) имеет следующий вид:

$$x = \frac{A_3}{A_2(r_1 - r_2)} \cdot [r_2 e^{r_1 t} - r_1 e^{r_2 t} + r_1 - r_2],$$

$$\dot{x} = \frac{r_1 \cdot r_2 \cdot A_3}{A_1 \cdot (r_1 - r_2)} \cdot (e^{r_1 t} - e^{r_2 t}),$$

где

$$r_{1,2} = -\frac{A_1}{2} \pm \sqrt{\frac{A_1^2}{4} - A_2}.$$

На фазе 2, когда клапан и боек устройства перемещаются раздельно, уравнение движения для бойка имеет вид:

$$m_б \cdot \ddot{x}_б = p_p \cdot f_p + m_б \cdot g - F_{мп}^б - z_2 \cdot (h_2 + x_б),$$

где  $m_б$  – масса бойка, кг;  $x_б$  – текущее перемещение бойка, м;  $f_p$  – рабочая площадь бойка, м<sup>2</sup>;



$F_{mp}^{\sigma}$  – сила трения, действующая при перемещении бойка, Н.

Введя обозначения

$$B_1 = \frac{z_2}{m_{\sigma}}, B_2 = \frac{1}{m_{\sigma}} \cdot (p_p \cdot f_p + m_{\sigma} \cdot g - F_{mp}^{\sigma} - z_2 \cdot h_2),$$

получим:

$$\ddot{x}_{\sigma} + B_1 x_{\sigma} = B_2. \quad (2)$$

При начальных условиях:

$$x_{\sigma}|_{t=0} = 0, \quad \dot{x}_{\sigma}|_{t=0} = V_1$$

решение уравнения (2) примет вид:

$$x_{\sigma} = \frac{B_2}{B_1} (1 - \cos(\sqrt{B_1} \cdot t)) + \frac{V_1}{\sqrt{B_1}} \sin(\sqrt{B_1} \cdot t),$$

$$\dot{x}_{\sigma} = V_1 \cdot \cos(\sqrt{B_1} \cdot t) + \frac{B_2}{\sqrt{B_1}} \cdot \sin(\sqrt{B_1} \cdot t),$$

где  $V_1$  – скорость движения бойка в конце фазы 1, м/с.

Уравнение движения бойка устройства на 3-й фазе имеет вид:

$$m \cdot \ddot{x}_{\sigma} = -p_p \cdot f_p - m_{\sigma} \cdot g - F_{mp}^{\sigma} + z_2(S_{\sigma} + h_2 - x_{\sigma}), \quad (3)$$

где  $S_{\sigma}$  – общий ход бойка, определяемый как сумма перемещений на первых двух фазах рабочего цикла устройства, м.

Введем обозначения

$$D_1 = \frac{z_2}{m_{\sigma}},$$

$$D_2 = \frac{1}{m_{\sigma}} \cdot (z_2 \cdot S_{\sigma} + z_2 \cdot h_2 - p_p \cdot f_p - m_{\sigma} \cdot g - F_{mp}^{\sigma})$$

Приводим уравнение (3) к обычному виду

$$\ddot{x}_{\sigma} + D_1 x_{\sigma} = D_2. \quad (4)$$

При начальных условиях

$$x_{\sigma}|_{t=0} = 0, \quad \dot{x}_{\sigma}|_{t=0} = 0$$

решение уравнения (4) примет вид:

$$x_{\sigma} = \frac{D_2}{D_1} (1 - \cos(\sqrt{D_1} \cdot t)), \quad \dot{x}_{\sigma} = \frac{D_2}{\sqrt{D_1}} \sin(\sqrt{D_1} \cdot t) \quad (5)$$

В результате проведенных расчетов по определению перемещения и скорости бойка гидравлического устройства при различных значениях конструктивных и технологических параметров получены результаты, анализ которых позволяет сделать следующие выводы.

На фазе 1 (рис.3) боек за короткий промежуток времени достигает максимального значения скорости, после чего его движение постепенно замедляется. На участке разгона основной движущей силой является гидроударное давление, возникающее при торцевом соединении клапана и бойка в крайнем верхнем положении. По расчетам в начальный момент движения бойка на этой фазе величина гидроударного давления в 1,9-2,1 раза больше среднего рабочего давления на цикле. При массе бойка 50 кг и расходе жидкости 180 л/мин суммарное давление

достигает 4,5 МПа. При перемещении бойка величина давления снижается, скорость начинает прирастать с меньшим ускорением. Для рассматриваемых условий скорость достигает максимума 1,31 м/с на величине хода 0,01 м, что соответствует времени с начала фазы 0,018 с. В дальнейшем возрастают давление рабочей жидкости и сила сжимаемой пружины, движение бойка становится замедленным. Общая продолжительность фазы 1 будет подобрана из условия обеспечения требуемой величины разгоняющей силы на фазе 3.

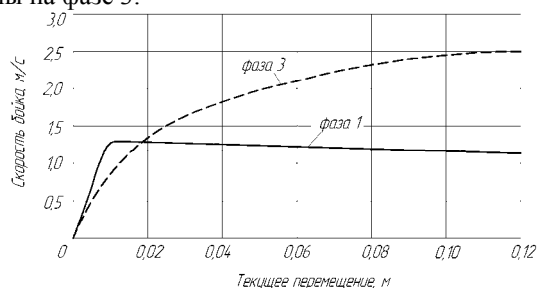


Рис. 3. Изменение скорости бойка при перемещении на фазах 1 и 3:  $m_{\sigma}=50$  кг,  $S_{\sigma}=0,11$  м,  $z=15$  кН/м,  $p_p=1,5$  МПа,  $F_{mp}=100$  Н

На фазе 3 динамика бойка зависит от соотношения разгоняющих и тормозящих сил. Боек заставляет двигаться сила разжимающейся пружины, значение которой определяется жесткостью, предварительным натягом и величиной сжатия на фазах 1 и 2. Противодействуют движению бойка: его вес (при массе 50 кг значение веса 490 Н), сила гидравлического и механического трения (принята постоянно равной 100 Н) и сила, обусловленная давлением жидкости на рабочую площадь бойка (при принятых конструктивных параметрах и среднем рабочем давлении 1,5 МПа ее значение 460 Н).

При отсутствии предварительного натяга и жесткости пружины 15 кН/м перемещение бойка вверх будет происходить при сжатии пружины на фазах 1 и 2 не менее чем на 0,07 м. Конструктивно принимаем  $S_{\sigma}$  равным 0,11 м. Для этих условий изменение скорости бойка при перемещении на фазе 3 представлено на рис.3. Зависимость имеет гиперболический характер. В начальный момент ускорение движения составляет 12-14 м/с<sup>2</sup>, в дальнейшем снижается до 0 м/с<sup>2</sup> в конце рабочего хода. Скорость соударения бойка с наковальной 2,52 м/с.

На основе установленных зависимостей предложена методика расчета рабочих параметров, которая состоит в следующем.

1. По зависимостям (5) находится продолжительность  $t_3$  рабочего хода бойка при  $x=S_{\sigma}$  и скорость  $V_3$  соударения бойка с наковальной.

2. После проведения вычислений параметров рабочего цикла гидравлического устройства определяется период цикла (с):  $T = t_1 + t_2 + t_3$  (где  $t_1, t_2, t_3$  – продолжительность первой, второй и третьей фаз, с).

3. Частота ударов (Гц):  $n = \frac{1}{T}$ .
4. Енергія удара (Дж):  $A = \frac{m_0 \cdot V_3^2}{2}$ .
5. Ударна потужність (Дж/с):  $N = A \cdot n$ .
6. Коефіцієнт корисної дії :  $\eta = \frac{N}{Q \cdot p}$

где  $Q$  – расход жидкости на привод устройства, м<sup>3</sup>/с;  
 $p$  – перепад давления на устройстве, Па.

Таблица 1  
 Техническая характеристика гидравлического устройства

Габаритные размеры:	
Диаметр, мм	89
Длина, мм	2100±5,0
Общий ход бойка, мм:	110
Ход клапана, мм	106
Рабочий расход жидкости, л/мин	180
Допустимая плотность рабочей жидкости, г/см <sup>3</sup>	1,0-1,2
Энергия единичного удара, Дж	150
Частота ударов, Гц	4-5
Ресурс рабочего времени, машино-часов	150
Масса, кг	70

Енергія генеруваного удара в більшій ступені залежить від значення швидкості соударення бойка з наковальнею, ніж від маси бойка. Однак, при зміні маси бойка змінюється співвідношення діючих сил, що в свою чергу сказується на швидкості

движения бойка. Применяя бойки малой массы можно значительно увеличить скорость соударения, получить большую частоту и энергию удара. Но с точки зрения предела текучести материала (стали) скорость соударения бойка с наковальней ограничивается 10 м/с. Кроме того, по данным Е.В.Александрова [5] при скоростях 5 м/с и более стойкость пружин резко падает. Поэтому при разработке конструкции гидравлического устройства целесообразно ограничиться массой бойка 50 кг. Получаемая для этих условий энергия удара будет составлять 150 Дж, что, как показывает опыт ведения работ на производстве, достаточно для ликвидации прихватов бурового геологического снаряда.

Предложенная математическая модель рабочего цикла и методика расчета нашли применение при разработке конструкции гидравлического устройства ударного типа диаметром 89 мм, включаемого в состав бурового снаряда с колонной СБТМ-50, для ликвидации прихватов в разведочных скважинах.

#### Список литературы

1. Колмоєць А.В. Предупреждение и ликвидация прихватов в разведочном бурении. – М.: Недра, 1985. – 220 с.
2. Пустовойтенко И.П. Аварии в бурении. – М.: Недра, 1965. – 231 с.
3. Калиниченко О.И., Зыбинский П.В. Забойные буровые машины. – Донецк: ДонНТУ, 2006. – 222с.
4. Ясов В.Г. Теория и расчет рабочих процессов гидроударных буровых машин. – М.: Недра, 1977. – 153 с.
5. Александров Е.В., Соколинский Б.В. Прикладная теория и расчет ударных систем. – М.: Недра, 1969. – 132 с.

УДК 622.243

А.О. Кожевников, Ю.Л.Кузін, О.А.Лексиков, О.А.Гриняк

### ЗАЛЕЖНІСТЬ МІЖ ДОТИЧНИМИ НАПРУЖЕННЯМИ В НИЖНІЙ ЧАСТИНІ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ТА ТОВЩИНОЮ СТІНКИ БУРИЛЬНОЇ ТРУБИ

Розглянуті питання залежності дотичних напружень, які виникають в бурильних трубах внаслідок подолання опору тертя породоруйнівного інструменту по гірській породі та її руйнування при різних параметрах свердловини та бурильної колони.

Рассмотрены вопросы зависимости касательных напряжений, которые возникают в бурильных трубах вследствие преодоления сопротивления трения породоразрушающего инструмента по горной породе и ее разрушения при различных параметрах скважины и бурильной колонны.

The questions of dependence of tangent tensions which arise up in boring pipes in result of overcoming of resistance of friction boring tool on rock and destroying it at different parameters of mining hole and boring column are considered.

**Постановка проблеми.** Добре відомі дослідження напружень, які виникають в бурильній колоні, що складається з однакових бурильних труб, тобто маючих однаковий зовнішній та внутрішній діаметри [1,2].

Дещо інакше виглядає методика визначення нормальних та дотичних напружень, які виникають в матеріалі колони, що складається з обважених та звичайних бурильних труб [3].

**Виділення невирішених проблем.** І зовсім відсутні методики визначення напружень в бурильній колоні, яка складається з бурильних труб з однаковим зовнішнім діаметром, але з різними внутрішніми діаметрами.

**Формулювання цілей.** Таке становище обтяжує можливості використання подібної колоні, яка може бути ефективно застосована при бурінні геологорозвідувальних свердловин малого діаметру.

**Виклад основного матеріалу.** При застосуванні комбінованої бурильної колоні, зібраної з стандартних бурильних труб (СБТ) та обважених бурильних труб (СБТУ) за рахунок збільшення товщини стінки, дотичні навантаження можуть бути обчислені за формулою

$$\tau_{кр} = \frac{M_{крн}}{W_p}, \quad (1)$$

де  $M_{крн}$  – крутний момент у нижній частині бурильної колоні, Нм;

$$M_{крн} = \frac{N_n \cdot 1000}{\omega}, \quad (2)$$

$W_p$  – полярний момент інерції поперечного перерізу бурильної труби СБТУ, м<sup>4</sup>;

$$W_p = \frac{\pi \cdot d_{zn}^4}{16} \cdot \left[ 1 - \left( 1 - \frac{2 \cdot \delta_2}{d_{zn}} \right)^4 \right], \quad (3)$$

$d_{zn}$  – зовнішній діаметр бурильної труби, м;

$\delta_2$  – товщина стінки бурильної труби СБТУ, м;

$N_n$  – потужність у нижній стиснутій частині бурильної колоні, кВт;

$$N_n = N_T + N_p,$$

$N_T$  – потужність, що витрачається на подолання опору тертя породоруйнівного інструменту по гірській породі [1];

$$N_T = \frac{1}{102} \cdot F_D \cdot \mu_0 \cdot \omega \cdot R_{cp}, \text{ Вт},$$

$F_D$  – дійсне осьове навантаження на породоруйнівний інструмент, даН;  $\mu_0$  – коефіцієнт тертя породоруйнівного інструменту по гірській породі [1];  $\mu_0 = 0,3$   $\omega$  – кутова швидкість обертання бурильної колоні, с<sup>-1</sup>;  $R_{cp}$  – середній радіус породоруйнівного інструменту, м;

$$R_{cp} = \frac{R_{zn} + R_{вн}}{2},$$

де  $R_{zn}$  – зовнішній діаметр коронки, м;

$R_{вн}$  – внутрішній діаметр коронки, м;  $N_p$  – потужність, що витрачається на руйнування гірських порід [1], кВт;

$$N_p = F_L \cdot \omega \cdot R_{cp}.$$

Потужність на руйнування гірської породи  $N_p$  мала у порівнянні з потужністю, що витрачається на подолання опору тертя породоруйнівного інструменту по гірській породі і тому потужність у нижній стиснутій частині бурильної колоні можна обчислювати за формулою

$$N_n = 1,2 \cdot N_T = \frac{1,2}{102} \cdot F_D \cdot \mu_0 \cdot \omega \cdot R_{cp}, \text{ Вт} \quad (4)$$

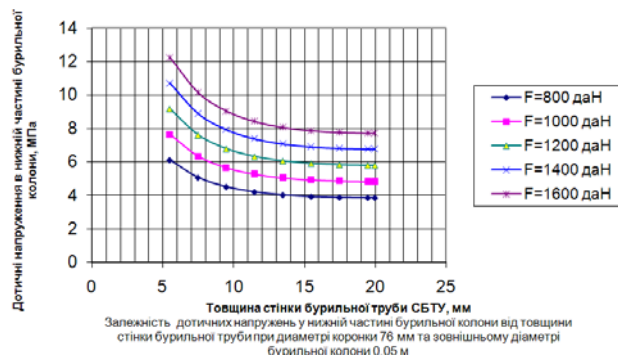
Підставляя вираз (4) у вираз (2) маємо формулу для обчислення крутного моменту у нижній частині бурильної колоні

$$M_{крн} = \frac{1,2 \cdot F_D \cdot \mu_0 \cdot R_{cp}}{102}, \text{ Нм} \quad (5)$$

Підставляя вираз (5) та вираз (3) у вираз (1) маємо формулу для обчислення дотичних напружень, що діють у нижній частині бурильної колоні

$$\tau = \frac{19,2 \cdot F_D \cdot \mu_0 \cdot R_{cp}}{102 \cdot \pi \cdot d_{zn}^4 \cdot \left[ 1 - \left( 1 - \frac{2 \cdot \delta_2}{d_{zn}} \right)^4 \right]} \quad (6)$$

Для з'ясування залежностей дотичних напружень від параметрів свердловини, бурильної колоні, їх співвідношення та параметрів режиму буріння візьmemo приклади у чисельних виразах для бурильної колоні із зовнішнім діаметром 0,05 м при частоті обертання 150, 300, 600 хв<sup>-1</sup>, осьовому навантаженні 800.....1600 даН у свердловині діаметром 0,076 м.



### Висновки

- При збільшенні товщини стінки бурильних труб в нижній стиснутій частині бурильної колоні дотичні напруження поступово зменшуються
- Збільшення товщини стінки бурильної колоні в нижній частині дозволяє застосовувати більш напружені режими буріння.

### Список літератури

1. Эпштейн Е.Ф., Мацейчик В.И., Ивахнин И.И. Расчёт бурильных труб в геологоразведочном бурении. - М.: Недра, 1979. – 160 с.
2. Сароян А.Е. Теория и практика работы бурильной колонны. - М.: Недра, 1990.-262 с.
3. Саркисов Г.М. Расчёты бурильных и обсадных колонн. - М.: Недра, 1971.-200 с.

4. Залежність між товщиною стінки бурильної труби комбінованої бурильної колони та витратами потужності на обертання комбінованої бурильної ко-

лони/ С.В.Гошовський, А.О. Кожевников, Ю.Л.Кузін, О.А.Лексиков, 2006.

УДК 622.24

И.А. Юшков, А.С. Юшков, Д.С. Якименко

### ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ БУРЕНИЕ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН С ОДНОВРЕМЕННОЙ ОБСАДКОЙ СТВОЛА

Розглянуто гідравлічне буріння гідрогеологічних свердловин з одночасним обсадженням стовбура.

Рассмотрено гидравлическое бурение гидрогеологических скважин с одновременной обсадкой ствола.

The hydraulic boring drilling of hydrogeological mining holes is considered with simultaneous fastening of hole.

По прогнозам международных экспертов в XXI веке обеспечение человечества питьевой водой станет весьма серьезной проблемой, а вода будет важным стратегическим ресурсом наравне с углеводородным сырьем.

В связи с этим потребность в бурении скважин для водоснабжения и их оснащении не только не снижается, но и в перспективе станет еще большей.

Одним из используемых при сооружении гидрогеологических скважин способов является гидродинамическое (гидравлическое) бурение с применением струйных потоков для разрушения и удаления породы с забоя.

На кафедре технологии и техники геологоразведочных работ Донецкого национального технического университета проводятся исследования, направленные на создание снарядов, реализующих гидравлический способ бурения в мягких породах для скважин гидрогеологического назначения.

Целью исследований является создание устройства, способного осуществлять бурение скважины с одновременной обсадкой без прекращения подачи жидкости во время наращивания труб, а также разработка технологических рекомендаций по использованию такого устройства. Необходимость в такой технологии обусловлена тем, что в неустойчивых породах и относительно глубоких скважинах перерывы в подаче жидкости на время наращивания очередной обсадной трубы приводят к оплыванию стенок скважины, прихвату колонны или затруднениям при восстановлении процесса.

Экспериментальные исследования и имеющийся опыт гидравлического бурения доказывают, что разрушение породы в мягких и средних по твердости породах практически всегда происходит при значительно меньших значениях давления струи на забой, чем прочностные пределы породы [1]. Специфичность этого явления заключается в том, что разрушение вызвано не столько сжатием породы, сколько интенсивным нарушением целостности массива путем разъединения породы на частицы и “вырывания” отдельных агрегатов грунтовой массы. Необходимо отметить, что аналогичным образом в теории русловых деформаций описывается механизм размыва

стенок каналов, сложенных слабосвязными грунтами [2]. Очевидно, что и при гидравлическом бурении в качестве основного параметра, определяющего качественную оценку воздействия жидкости на забой, целесообразнее всего использовать значение скорости потока, при которой обеспечивается надежный размыв породы. В гидротехническом строительстве используются значения предельной неразмывающей скорости потока  $[u_{\text{нер}}]$ , нормируемой в зависимости от типа грунта [3]. По нормативным данным, значение неразмывающей скорости для наиболее тяжелых по степени трудности гидравлического размыва грунтов, к которым относятся плотные глины и крупная галька с примесью гравия, составляет  $[u_{\text{нер}}] \cong 2,7$  м/с.

Средняя скорость струи в плоскости забоя с учетом вышесказанного должна превышать значение предельной неразмывающей скорости:

$$U > [u_{\text{нер}}]. \quad (1)$$

Исходя из результатов многочисленных экспериментов [4, 6], установлено, что при размыве забоя скважины наиболее эффективным является поток с несколькими струями, осуществляющими комплексное воздействие на размываемый забой.

Теория турбулентных струй показывает, что для эффективного размыва горных пород плоскость истечения гидромониторного потока должна находиться на определенном рациональном удалении от забоя. При размещении гидромониторного узла на торце погружаемой обсадной колонны возникает необходимость подвешивания колонны над забоем для обеспечения требуемого удаления плоскости истечения струй. Очевидно, что обеспечить стабильность этого параметра из-за динамически изменяющегося положения забоя достаточно трудно. Поэтому гидромониторный узел рациональнее размещать внутри обсадной колонны на фиксированном расстоянии, достаточном для развития многоструйного потока жидкости.

Многоструйный поток, истекающий из гидромониторного узла, сочетает в себе несколько характерных зон течения, рассматриваемых в теориях пограничного слоя и свободной турбулентности. Гидромо-

ниторий узел 1 (рис. 1) формирует потенциальные ядра струй 3, зону расширения свободной (неограниченной) струи 4. Вблизи стенки обсадной трубы 2 можно считать поток внешним пограничным слоем полуограниченной струи 7, распространяющимся вдоль сплошной продольной преграды. Зоны 5 и 6 представляют собой участки смешения соответственно двух и трех смежных струй. Потенциальное ядро переходит в линию наибольших скоростей 8, простирающуюся по оси гидромониторного отверстия. Вне границ полуограниченных и расширяющихся струй формируются зоны приторцового возвратного течения 9.

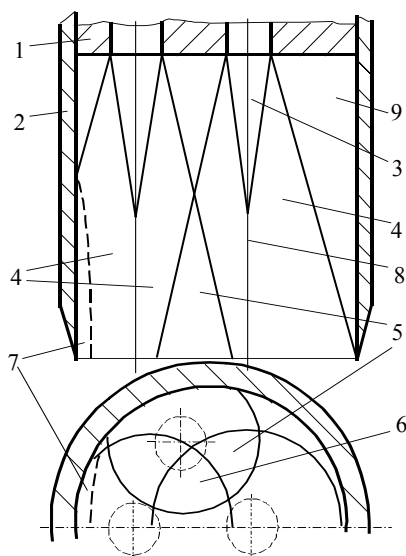


Рис. 1. Условная схема формирования комбинированного многоструйного потока в сечении, проходящем через центральное и окружное отверстие и в плоскости выхода потока из обсадной трубы

Как свидетельствует проведенный анализ исследований в области теории турбулентного пограничного слоя, большинство выделенных участков течения имеют математическое описание продольной скорости течения. Ниже рассмотрены основные зависимости, описывающие движение многоструйного потока в выделенных зонах течения.

В пределах зоны потенциального ядра скорость практически равна начальной скорости течения  $u_0$ . После начального участка потенциальное ядро переходит в линию максимальных скоростей 8 (рис. 1), значение скорости  $u_m$  на которой снижается в направлении течения [5]:

$$\frac{u_m}{u_0} = \frac{0,96}{k \frac{z}{r_0}}, \quad (2)$$

где  $k$  – эмпирический коэффициент,  
 $z$  – расстояние от плоскости истечения до рассматриваемого сечения,

$r_0$  – радиус отверстия гидромониторной насадки.

В пристеночном слое течения (рис. 1, участок 7) трение задается по закону "одной седьмой" Блазиуса,

поэтому распространение скоростей определяется по зависимости, предложенной Верхоффом [5]:

$$\frac{u}{u_m} = 1,48\xi^{\frac{1}{7}} \left( 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^\xi e^{-(0,68\xi)^2} d\xi \right), \quad (3)$$

где  $\xi = r/b_u$ ,  $r_0$  – радиус струи в рассматриваемом сечении,  $b_u$  – расстояние от стенки колонковой трубы до точки, в которой скорость потока составляет  $u = 0,5u_m$ .

На основном участке расширяющейся струи (рис. 1, участок 4) продольная скорость определяется как [5]:

$$\frac{u}{u_m} = \frac{1}{(1 + 0,125\xi^2)^2}, \quad (4)$$

где  $\xi = \sigma r/z$  – безразмерная ордината внешней границы струи,  $\sigma$  – опытная постоянная, значение которой определено исследованиями Трюпеля Т.И., Цимма В.А., Сыркина С.Ю. и составляет 0,066-0,076 [5].

Зоны смешения двух и трех струй (зоны 5 и 6, рис.1), являющиеся наиболее специфичными участками потока, формируются в любом многоструйном осесимметричном потоке, поскольку границы расширяющихся струй на определенном расстоянии от источника обязательно пересекаются.

Проведенные в ДонНТУ исследования [6] позволили установить аналитическую зависимость для определения продольной скорости в зоне смешения трех смежных потоков (5) и откорректировать зависимость для скорости в зоне смешения двух круглых потоков (6):

$$u = \frac{2u_1 + u_2 + u_3}{4} \left( 1 + 2 \frac{2u_1 - u_2 - u_3}{2u_1 + u_2 + u_3} \frac{F'(\xi)}{\xi} \right), \quad (5)$$

$$u = \frac{u_1 + u_2}{2} \left( 1 + 2 \frac{u_1 - u_2}{u_1 + u_2} \frac{F'(\xi)}{\xi} \right), \quad (6)$$

где  $\frac{F'}{\xi}$  представляет собой общий закон распре-

деления скорости в зоне смешения,  $u_i$  – скорость  $i$ -го потока жидкости на границе контакта струй.

Основными факторами, определяющими эффективность многоструйного рабочего потока жидкости, являются число, размеры и расположение струеформирующих отверстий по сечению обсадной трубы и расстояние от плоскости истечения до забоя.

Исследования показали [6], что смешивание потоков позволяет сгладить профиль скорости на смежных участках расширяющихся струй. Если скорость на границах контакта струй больше неразмыывающей, то средняя скорость в смешанной струе также будет  $u > [u_{нер}]$ .

Задавшись требуемым значением скорости на границе зоны смешения и определив соответствующую этой скорости координату зоны активного размыва струи  $r_{нер}$ , можно выразить минимально допус-

тимое расстояние между границами смежных струй в плоскости истечения  $l_{дон}$  как (рис. 2,а):

$$l_{дон} = \frac{2 \cdot z \cdot \sin \alpha_2 \cdot \sin(\alpha_{нер} + \alpha_{см})}{\cos \alpha_{нер} \cdot \sin(\alpha_{см} + \alpha_2)}, \quad (7)$$

где  $\alpha_2$  – граничный угол расширения струи в пределах основного участка.

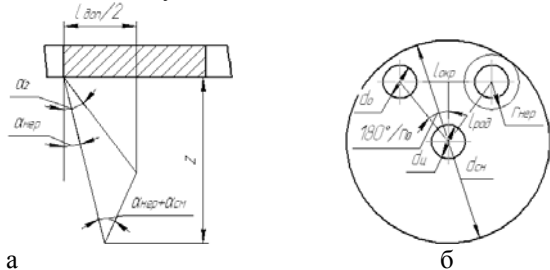


Рис. 2. Схема для определения геометрических характеристик смешивающихся струй

$\alpha_{нер}$  – граничный угол зоны активного размыва, соответствующий радиусу струи  $r_{нер}$  на расстоянии  $z$  от плоскости истечения,  $\alpha_{см}$  – граничный угол зоны смешения двух струй

Для обеспечения достаточного воздействия потока на периферийные участки забоя зона активного разрушения струи окружных отверстий не должна контактировать со стенкой погружаемой обсадной колонны  $d_{сн}$ . Только в этом случае площадь пристеночных участков снижения скорости, образующаяся между расширяющимися струями будет минимальной. Пространство между зонами потенциальных ядер потока перекрывается зонами смешения, сформированными двумя окружными и центральной струями.

Поэтому количество отверстий в гидромониторном узле определяется возможностью вписывания зон активного разрушения в заданный диаметр погружаемой размывом обсадной колонны  $d_{сн}$ . Очевидно, что комбинации отверстий, у которых фактическое расстояние между смежными в окружном  $l_{окр}$  и радиальном  $l_{рад}$  направлении отверстиями не превышают  $l_{дон}$  будут наиболее эффективными (рис. 2,б).

Фактическое расстояние между смежными окружными отверстиями  $l_{окр}$  определяется из соотношения в прямоугольном треугольнике (рис. 2,б):

$$l_{окр} = 2 \sin \frac{180^\circ}{n_{окр}} \left( \frac{d_{сн}}{2} - r_{нер} - \frac{d_o}{2} \right) - d_o \leq l_{дон}. \quad (8)$$

где  $n_{окр}$  - количество окружных отверстий,  $d_{сн}$  – внутренний диаметр обсадной колонны,  $r_{нер}$  – радиус зоны активного размыва струи,  $d_o$  - диаметр окружных отверстий.

Радиальное расстояние удобнее выразить как:

$$l_{рад} = \frac{d_{сн}}{2} - \left( \frac{d_{ц}}{2} + d_o + r_{нер} \right) \leq l_{дон}. \quad (9)$$

где  $d_{ц}$  - диаметр центрального отверстия.

Расширяющийся слой смешения двух- или трехструйного потока на определенном расстоянии пере-

секается с осями струй, на которых скорость  $u_m$  изменяется по закономерности (2). Поскольку распределение скорости определяется значениями скорости на границах зоны смешения, очевидно, что наложение смешанного потока на линию наибольших скоростей приведет к снижению скорости в этой точке течения. Поэтому предельно допустимое расстояние до пересечения с осью струй будет выглядеть как:

$$Z_{пред} = \frac{l_{дон} (tg \alpha_2 + tg \alpha_{см})}{2tg \alpha_2 tg \alpha_{см}}. \quad (10)$$

Таким образом, расстояние от выходной плоскости отверстий до забоя скважины должно попадать в диапазон:

$$Z_{нач} < z < Z_{пред}, \quad (11)$$

где  $Z_{нач}$  - длина начального участка струи.

Условий (8) - (11) достаточно, чтобы оценить любое исполнение гидромониторного узла с позиции формирования им дееспособного для размыва потока. Исходными данными к анализу являются расход рабочей жидкости через отверстия и диаметр погружаемой обсадной колонны.

Проведенные авторами исследования позволили выделить несколько вариантов исполнения гидромониторного узла с одним центральным и несколькими окружными отверстиями, обеспечивающих перекрытие внутренней полости обсадной трубы с наружным диаметром 127 мм и толщиной стенки 10 мм. В табл. 1 представлены основные параметры многоструйного потока, формируемого при подаче жидкости в количестве  $0,015 \text{ м}^3/\text{с}$  с учетом условий (8) - (11). Конструкции исследованных гидромониторных узлов записаны в таблице 1 в виде шифра, включающего диаметры окружных и центрального отверстий (в миллиметрах) и общее число отверстий, разделенных между собой знаком дроби. В табл. 1 также приводятся средние по забоя скорости потока для расстояния  $z$ , обеспечивающего наибольшее значение скорости.

На рис. 3 показаны профили скорости многоструйного потока  $u$ , образованного гидромониторными узлами выбранных конструкций на расстоянии  $z$ , обеспечивающем наибольшую скорость по оси струй. Отметим, что профили построены в сечении, проходящем через оси центрального и окружного отверстия с использованием выражений для определения скорости в зонах расширения струи (4), пристеночного течения (3), смешения двух- (6) и трехструйного потока (5). Анализ профилей показывает, что каждый из рассмотренных вариантов исполнения гидромониторного узла обеспечивает скорость потока, достаточную для размыва горной породы.

Выполненные работы позволили предложить конструкцию снаряда и общую технологическую схему для бурения с одновременной обсадкой ствола скважины [7].

В состав бурового снаряда (рис. 4,а) входят обсадная труба 1 с соединительной муфтой 2, внутри которой размещен поршень 3 с эластичной манжетой 4.

Таблица 1

Основные скоростные параметры многоструйного потока

Параметры многоструйного потока	Шифр конструкции гидромониторного узла				
	14/16/8	16/16/7	16/18/7	18/20/6	20/20/6
Длина начального участка $Z_{нач}$ , м	0,076	0,076	0,086	0,096	0,096
Скорость на начальном участке $u_0$ , м/с	11,73	10,66	10,27	9,46	7,96
Скорость на оси центральной струи $u_m$ (м/с) на расстоянии $z$ (мм) от плоскости истечения	80	11,23	10,2	—	—
	90	9,99	9,07	9,83	—
	100	8,99	8,16	8,85	9,05
	110	8,17	7,42	8,05	8,23
	120	7,49	6,8	7,38	7,55
130	6,91	6,28	6,81	6,96	5,86
Средняя по забою скорость для выбранного $z$ , м/с	7,62	7,82	6,79	7,53	5,63

Поршень 3 закреплен в муфте 2 фиксаторами 5, которые входят в кольцевую проточку 6. Разница верхнего и нижнего диаметра поршня создает уступ 7. На трубе 1 ниже муфты 2 расположен обратный клапан 8, к которому присоединен нагнетательный шланг 9. Нагнетательная система состоит из двух

шлангов 9 и 10 и трехходового крана 11, с помощью которого можно подавать промывочную жидкости в любой шланг. На нижнем конце обсадной колонны расположены башмак 12 и гидромониторный узел 13, выполненный по схеме 16/16/7.

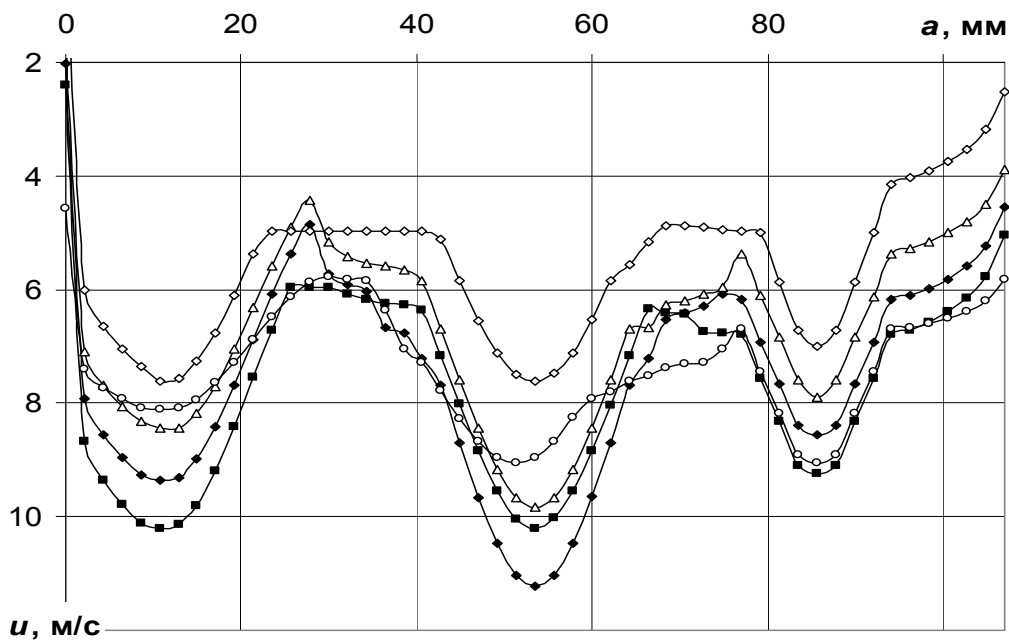


Рис. 3. Распределение скорости многоструйного потока  $u$  (м/с) по сечению обсадной трубы на расстоянии  $z$  от плоскости истечения до забоя скважины ( $a$  - расстояние от внутренней стенки обсадной трубы, мм)

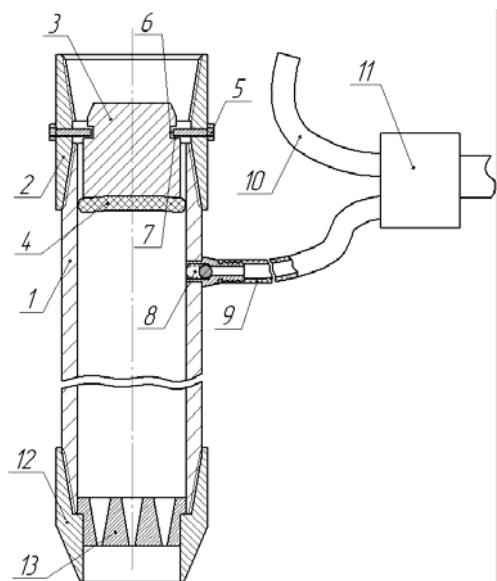
Тип маркера	◆	■	△	○	◇
Конструкция узла размыва	14/16/8	16/16/7	16/18/7	18/20/6	20/20/6
Расстояние до забоя $z$ , мм	80	80	90	100	100

Устройство для бурения скважин с обсадкой работает следующим образом. Обсадная труба 1 подвешена на устье скважины, а поршень 3 закреплен в соединительной муфте 2 фиксаторами 5. Буровым насосом через трехходовой кран 11 направляют промывочную жидкость в присоединенный к трубе шланг 9. Промывочная жидкость проходит через обратный клапан 8 внутрь трубы 1. Эластичная манжета 4 и поршень 3 перекрывают верхнее сечение тру-

бы 1, и жидкость проходит через гидромониторный узел 13, размывает породу под башмаком 12 и вокруг него и выходит по затрубному пространству к устью скважины. Труба 1 погружается в размытую скважину под действием собственного веса.

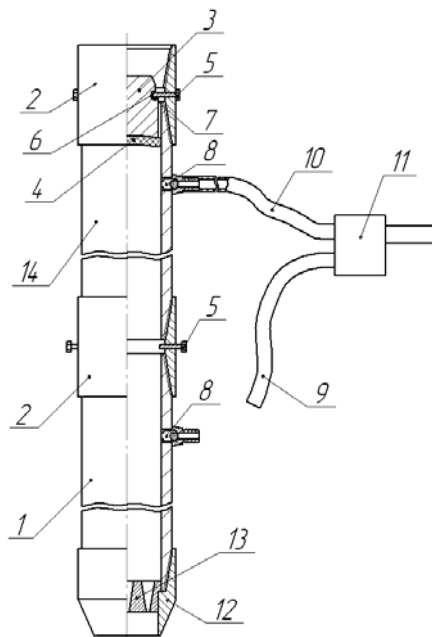
Для наращивания очередной секции трубы 14 трубу 1 удерживают на устье с помощью хомута и навинчивают на соединительную муфту 2 трубы 1 трубу 14 (рис. 4,б). Освобождают фиксаторы 5, вы-

винчивая их на величину, обеспечивающую свободный проход поршня 3. Поршень 3 перемещается вверх, причем эластичная манжета 4 обеспечивает уплотнение при проходе через муфту и навинченную трубу 14. В конце движения поршень 3 своим уступом 7 упирается в выступающие внутрь фиксаторы 5 и останавливается. Окончательно закрепляют поршень 3 завинчивая фиксаторы 5, которые входят в кольцевую проточку 6 поршня 3. Далее присоединяют шланг 10 к обратному клапану 8 трубы 14 и с по-



а

мощью трехходового крана 11 переводят подачу жидкости на шланг 10. Шланг 9 отсоединяют. Обратный клапан 8 нижней трубы 1 не позволяет жидкости выходить через него. Освобождают хомут, удерживающий на устье трубу 1 и обсадная колонна погружается по мере размыва породы. Процесс повторяется. Выступающие детали клапанов не препятствуют погружению труб, т.к. скважина при размыве имеет большой диаметр.



б

Рис. 4. Буровой снаряд для гидравлической посадки обсадных колонн

По окончании бурения и обсадки скважины на заданную глубину прекращают подачу жидкости, освобождают верхние фиксаторы 5 и извлекают поршень 3 из верхней трубы 14, а гидромониторный узел 13 разбуривают или извлекают. В отличие от известных конструкций внутреннее сечение обсадной колонны остается полностью свободным.

Предложенная конструкция может использоваться и в комбинации с обычным вращательным бурением для обеспечения беспрепятственной посадки колонн большой длины.

### Выводы

- Для эффективного размыва забоя скважины в мягких породах целесообразно использование многоструйного потока жидкости, формируемого гидромониторным узлом размыва.
- Плоскость истечения многоструйного потока должна быть удалена от забоя скважины на расстояние, достаточное для расширения многоструйного потока и формирования им скорости, превышающей предельное неразмывающее значение для размываемой породы.
- Гидравлический способ бурения гидрогеологических скважин позволяет осуществлять обсаживание ствола скважины обсадными трубами без прекраще-

ния процесса углубления, обеспечивая при этом непрерывную подачу жидкости.

### Список литературы

1. Гаврилко В.М., Дугинец Н.Д. Гидравлическое бурение скважин больших диаметров. – М. – Л.: Госэнергоиздат, 1957. – 63 с.
2. Мирцхулава Ц.Е. Основы физики и механики эрозии русел. – Л.: Гидрометеоздат, 1988. – 303 с.
3. Руководство по определению допускаемых неразмывающих скоростей водного потока для различных грунтов при расчете каналов: ВТР-П-25-80/Сост. А.В.Магомедова. – М.: Минводхоз СССР, 1981. – 58 с.
4. Оноприенко М.Г. Бурение и оборудование гидрогеологических скважин. – М.: Недра, 1978. – 168 с.
5. Абрамович Г. Н., Гиршович Т.А., Крашенинников С. Ю. Теория турбулентных струй. – М.: Наука, 1984. – 716 с.
6. Юшков И.А. Определение скорости потока в зоне смешения нескольких гидромониторных струй при бурении подводных скважин //Збірник наукових праць ДонДТУ. Сер. гірн.-геол. – Донецьк: ДонДТУ, 2001.- Вип. 23.- С. 80 – 84.



7. Патент 26210 Україна UA МПК(2006) E21B 7/20. Пристрій для буріння свердловин з обсадкою / Юш-

ков О.С., Юшков І.О., Якименко Д.С. - Опубл. 10.09.2007. - Бюл. № 14.

УДК 622.243

**О.А. Пащенко**

## **МОДЕЛЮВАННЯ І РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ В РІЗЬБОВИХ З'ЄДНАННЯХ БУРИЛЬНИХ ТРУБ**

Розглянуті способи створення і розрахунку різьбових з'єднань бурильних труб за допомогою програмних засобів.

Розглянуто способи створення і розрахунку різьбових з'єднань бурильних труб за допомогою програмних засобів.

In the article the methods of creation and calculation of screw-thread connections of borings pipes are considered by computer engineering.

Різьбове з'єднання бурильних і обсадних труб є одним з найбільш проблемних місць в колоні. Різьблення схильні до викрашування ниток, в місцях зміни діаметрів виникають концентрації напруги і таке інше, що обумовлює високу аварійність різьбових з'єднань. Для зниження ризиків аварії при проектуванні і виборі з'єднання необхідно знати напруги, які виникатимуть в з'єднаннях в процесі роботи. Це завдання може бути вирішено за допомогою аналітичних розрахунків або комп'ютерного моделювання навантажень у всій бурильній колоні чи в окремих «слабких» ділянках.

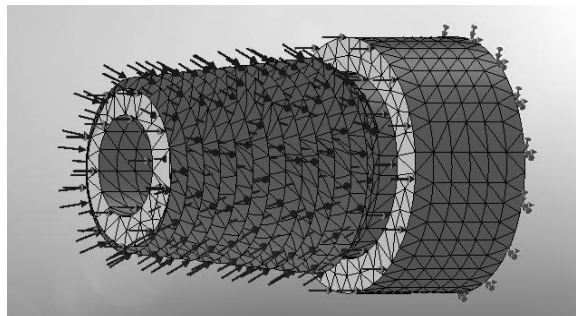
Методи аналітичних розрахунків громіздкі і трудомісткі - для розрахунку кожного нового елемента необхідно по-новому складати його математичний опис і не мають наочності в представленні отриманого матеріалу. Тому їх застосування не завжди обґрунтоване і доцільно.

На сьогоднішній день для комп'ютерного твердотілого моделювання широко використовуються системи автоматизованого проектування і інженерного аналізу (CAE). CAE (англ. Computer-aided engineering) — загальна назва для програм або програмних пакетів, призначених для інженерних розрахунків, аналізу і симуляції фізичних процесів. Розрахункова частина пакетів найчастіше заснована на чисельних методах вирішення диференціальних рівнянь (метод кінцевих елементів, метод кінцевих об'ємів метод кінцевих різностей і ін.).

Пакет SolidWorks (CAD) є програмною платформою для різних програмних модулів (CAE). Таким чином, у вікні цієї програми можна запускати сумісні модулі, розроблені корпорацією SolidWorks як надбудови для SolidWorks. Програми, що працюють на платформі SolidWorks: COSMOS/Works — інженерні розрахунки; COSMOS/Motion - динамічний аналіз механізмів; COSMOS/Flow - модуль для аналізу поведінки рідин і газів в широкому діапазоні чисел Рейнольдса і так далі [1].

Для дослідження навантажень і деформації різьбових з'єднань і наочної візуалізації епюр розподілу напруги може бути використаний модуль

COSMOSWorks програмного середовища SolidWorks. Даний модуль використовує для розрахунків метод кінцевих елементів (МКЕ), який в даний час є стандартом при вирішенні завдань механіки твердого тіла за допомогою чисельних алгоритмів. Більшість конструктивних елементів, вузлів і конструкцій, виготовлених з найрізноманітніших матеріалів, що мають різну природу, можуть бути розраховані за допомогою МКЕ [2] (рис. 1).



*Рис.1. Сітка побудови елементарних трикутників при розрахунку методом кінцевих елементів*

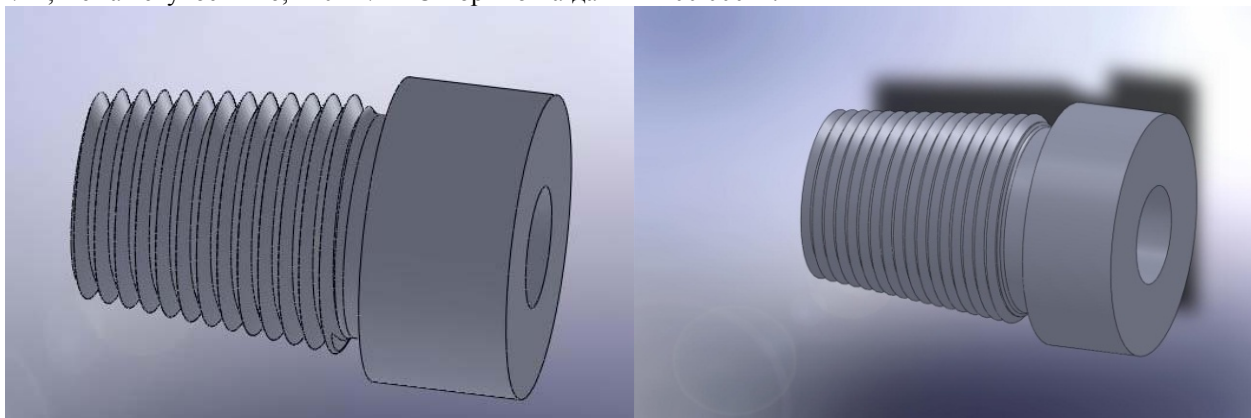
Розглянемо можливість моделювання різьбового з'єднання бурових труб за допомогою COSMOSWorks. У бурових трубах застосовується кінцеве різьблення з висадкою усередину або назовні, в обсадних - трапецеїдальна.

В даний час в SolidWorks не передбачена опція автоматичної побудови натурного різьбового з'єднання, тому моделювати його необхідно уручну. При цьому можливі два підходи до побудови: перший - коли різьблення «нарізується» профілем рухомим по спіралі (рис. 2, а) і другий - коли будується профіль різьблення і потім перетворюються в тривимірний об'єкт (рис. 2, б). У першому випадку перевага в тому, що різьблення виходить точнішим до оригіналу, проте недолік в складності побудови, в другому - навпаки. Прорахуємо і порівняємо обидва варіанти.

Як базовий елемент розрахунків візьмемо елемент муфто-замкового з'єднання ЗН-80. Матеріалом для бурильних труб вибрана легована сталь з наступними параметрами: модуль пружності –  $2,1 \cdot 10^{11}$  Н/м<sup>2</sup>; кое-

фіцієнт Пуассона – 0,28; масова щільність – 7 700 кг/м<sup>3</sup>; межа текучості –  $6,2 \cdot 10^8$  Н/м<sup>2</sup>. Створимо на да-

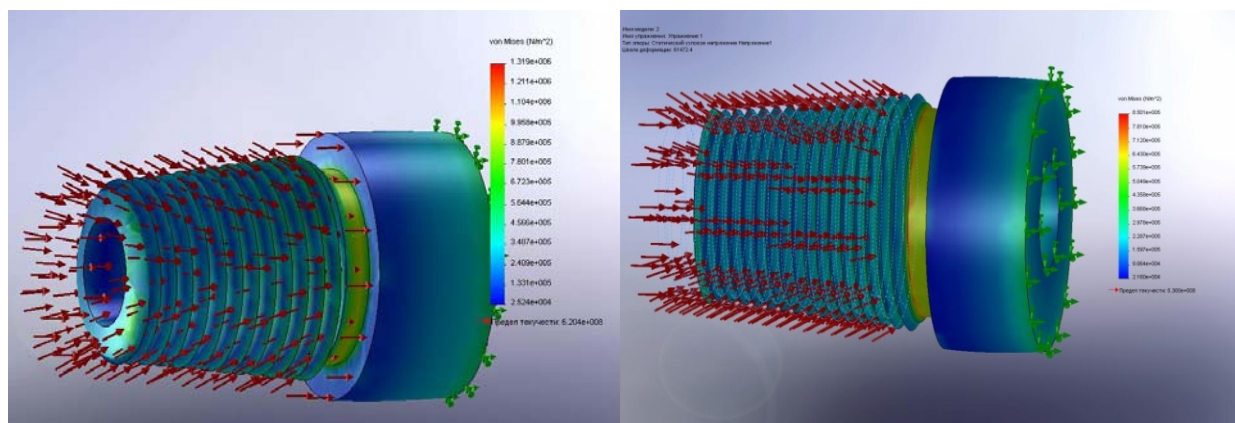
ний елемент розтягуюче і стискаюче навантаження в 100 000 Н.



а)

б)

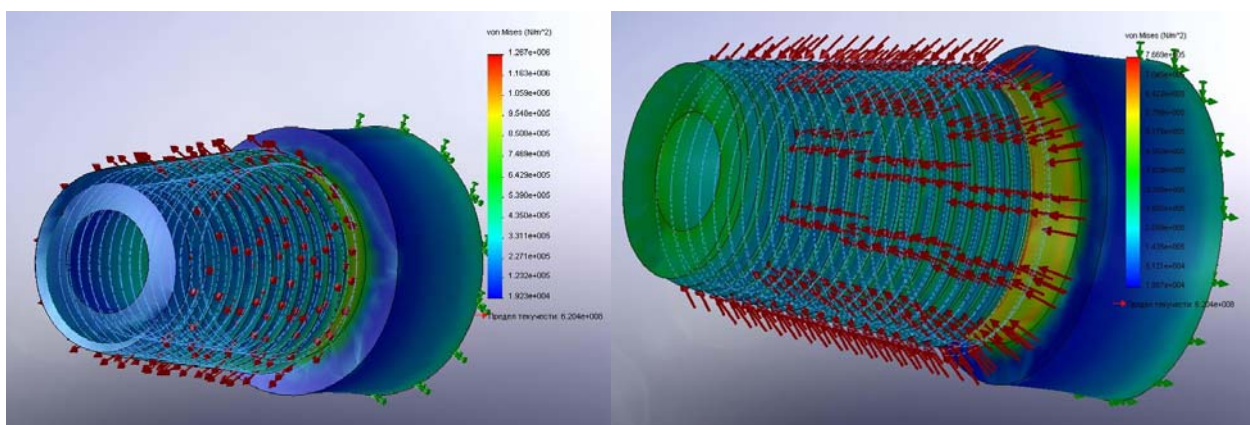
Рис. 2. Елемент муфтового з'єднання з різьбленням: а – різьблення нарізане на тривимірному об'єкті; б – різьблення утворене профілем



а)

б)

Рис. 3. Напруга, що виникає в елементі при стисненні (навантаження  $10^5$  Н): а – різьблення нарізане на тривимірному об'єкті; б – різьблення утворене профілем



а)

б)

Рис. 4. Напруга, що виникає в елементі при розтягуванні (навантаження  $10^5$  Н): а – різьблення нарізане на тривимірному об'єкті; б – різьблення утворене профілем

Як бачимо (табл.1) координати точок найбільшої напруги практично однакові як при стискаючих, так і при розтягуючих навантаженнях. Таким чином можна з упевненістю сказати, що саме ці зони є «слабкими» в даному елементі і саме в них відбудеться вто-

мне руйнування матеріалу. Це також підтверджується як аналітичними, так і практичними результатами. Порівняння результатів прорахунку елементів, побудованих різними способами, дозволяє зробити вивід про незначні відхилення моделей один від одного.

Таблиця 1

Результати комп'ютерного моделювання в COSMOSWorks при навантаженні 100 000Н

Тип і величина навантаження	Вимірюваний параметр	Тривимірний об'єкт		Об'єкт, утворений площиною	
		Величина	Місцеположення по осі X, Y, Z відповідно, м	Величина	Місцеположення по осі X, Y, Z відповідно, м
Стиснення (об'єкт)	Напруга	18873 Н/м <sup>2</sup> Вузол: 213	0,060; -0,025; -0,014	766883 Н/м <sup>2</sup> Вузол: 14947	0,052; -0,022; 0,002
	Деформація	9,1•10 <sup>-8</sup> м Елемент: 6075	0,061; 0,004; -0,026	2,4•10 <sup>-6</sup> м Елемент: 7939	0,052; -0,022; 0,001
Стиснення (профіль)	Напруга	19532 Н/м <sup>2</sup> Вузол: 218	0,061; -0,035; -0,018	768523 Н/м <sup>2</sup> Вузол: 14557	0,054; -0,023; 0,002
	Деформація	9,1•10 <sup>-8</sup> м Елемент: 6042	0,060; 0,004; -0,027	2,4•10 <sup>-6</sup> м Елемент: 7949	0,051; -0,022; 0,001
Розтягування (об'єкт)	Напруга	19232,7 Н/м <sup>2</sup> Вузол: 1202	0,031; 0; 0,060	1,2•10 <sup>6</sup> Н/м <sup>2</sup> Вузол: 14395	-0,004; 0,021; 0,054
	Деформація	0 м Вузол: 900	-0,012; 0; 0,09	1,8•10 <sup>7</sup> Н/м <sup>2</sup> Вузол: 760	0,013; -0,015; 0,001
Розтягування (профіль)	Напруга	19215 Н/м <sup>2</sup> Вузол: 1192	0,031; 0; 0,060	1,2•10 <sup>6</sup> Н/м <sup>2</sup> Вузол: 14395	-0,004; 0,021; 0,054
	Деформація	0 м Вузол: 910	-0,011; 0; 0,08	1,7•10 <sup>7</sup> Н/м <sup>2</sup> Вузол: 761	0,014; -0,013; 0,001

**Висновки**

При розрахунках з використанням САЕ методом МКЕ, потрібно враховувати неминучі при будь-якій чисельній апроксимації умовності і погрішності. Тому питання відповідності між розрахунковою моделлю і реальністю є, мабуть, основним при використанні програм аналізу. Отже, якість висновків, що приймаються на основі результатів, цілком залежить від кваліфікації, а також, стосовно розрахунку на міцність, принципового знайомства з основами МКЕ. На цю тему опубліковано чимале число книг, наприклад [3, 4], корисна також документація до програм.

Використовувати інформацію даних, представлених САЕ, необхідно спільно з експериментальними даними і практичним досвідом. Випробування в умо-

вах експлуатації повинні бути обов'язкові для затвердження остаточного проекту. COSMOSXpress допомагає значно зменшити час просування на ринок продукції шляхом зменшення кількості, але не скасування випробувань, в умовах експлуатації.

**Список літератури**

1. Алямовський А. А. і ін. SolidWorks. Комп'ютерне моделювання в інженерній практиці. - Спб.: БХВ-Петербург, 2005. - 800 с.
2. Галлагер Р. Метод кінцевих елементів. Основи: пер. з англ. - М.: Мир, 1984.

УДК 622.243

**А.Д. Бегун, В.Ф. Сирик, И.В. Авдеев**

**БУРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН КОЛОННОЙ БУРИЛЬНОЙ ОБЛЕГЧЕННОЙ**

Розглянуто буріння технологічних свердловин колонною бурильної полегшеною.

Рассмотрено бурение технологических скважин колонной бурильной облегченной.

The boring drilling of technological mining holes of columnar boring is considered.

Один из мировых лидеров уранодобывающей промышленности НАК «Казатомпром» в лице своего структурного подразделения АО «Волковгеология» является давним и надежным потребителем продукции ООО «ДЗБО». До последнего времени бурение на участках работ проводилось в основном буровыми агрегатами ЗИФ-1200MP с использованием снаряда СБТМ-50 с навинченными замками 3-50 производства ДЗБО. В связи с тем, что по геологическому заданию конечным являлся диаметр скважины 165,1 мм.

при средней глубине скважин 650...700 м, бурение велось в несколько этапов с разбуркой, что отрицательно влияло на показатели бурения. Для существенного роста производительности труда и снижения затрат времени на СПО потребовался качественно новый буровой инструмент. Группой конструкторов ДЗБО в содружестве с производителями ЗАО «Волковгеология» была разработана колонна бурильная облегченная, отвечающая всем предъявляемым требованиям.

Колонна бурильних труб предназначена для бурення геологорозведочних і технологічних скважин колонковим і бескерновим способами діаметром 93...165,1 мм. Колонна облегчених бурильних труб діаметром 68 мм з товщиною стінки 7

мм має рядом конструктивних відмінностей і технічних переваг порівняно з серійними бурильними трубами, виготовляються по ГОСТ 7909-56, ГОСТ 631-75 і технічним умовам трубних заводів Росії і України (табл. 1).

Таблиця 1

Параметри бурильних труб

Найменування показателя	Обозначення	Ед. изм.	Величина показателя для типорозміра бурильних труб			
			СБТМ-50	ТБО-68x7	ТБОВ-73	ТБОН-73
Наружний діаметр	D	мм	50	68	73	73
Товщина стінки	b	мм	5,5	7	5,5	5
Площа поперечного сечення	S	мм <sup>2</sup>	768	850	1165	510
Полярний момент опору	W	мм <sup>3</sup>	15750	26025	37320	17890
Розрахункова розтягуюча навантаження	Q	кН	42,5	71,0	63,0	58,3
Напруження розтягнення	$\sigma_p$	МПа	6,50	8,30	5,4	11,4
Касательні напруження	$\tau$	МПа	6,34	3,84	2,70	5,60
Сумарне напруження	$\sigma_o$	МПа	13,8	11,3	6,6	16,0
Коефіцієнт запасу міцності	k	-	3,6	4,4	6,6	3,1

Бурильна труба ТБО-68x7 складається з гильзи з ніпельними різьбами, профіль різьби і розміри відповідають ГОСТ 8467-83. Матеріал – сталь В-30ХГСА ГОСТ 8731-87. Форма і розміри замка відповідають формі і розмірам замка к бурильним трубам 63,5 ГОСТ 7909-56. Матеріал – сталь 45ХГМА ТУ 14-1-5488-2004.

Бурильна труба СБТМ-50 по ГОСТ 7909-56 виготовлена з сталі марки 36Г2С з замками 3-50 ГОСТ 7918-75 з сталі 40ХН ГОСТ 4543-71.

Бурильні труби діаметром 73 мм прийняті по ГОСТ 631-75 з сталі групи міцності К, замки з сталі 40ХН з замковими різьбами 3-63,5.

Показатели механічних властивостей матеріалів наведені в табл. 2.

Таблиця 2

Показатели механічних властивостей матеріалів труб і замків

Найменування показателя	Ед. изм.	Величина показателя для марки сталі			
		30ХГСА	36Г2С	40ХН	45ХГМА
Временное сопротивление разрыву $\sigma_b$	МПа	687	687	883	883
Предел текучести $\sigma_T$	МПа	490	490	736	736
Относительное удлинение $\delta_5$	%	11	12	10	10
Относительное сужение $\psi$	%		40	45	45
Ударная вязкость КСЧ	кгс·м/см <sup>2</sup>		4	7	7
Твердость НВ				285...341	285...341

Перед початком серійного виробництва була виготовлена спробна партія інструмента в кількості 120 м. і передана для випробувань ООО «Аква». Буріння проводилося буровим агрегатом УРБ-2,5 з максимальною навантаженням по гранітам 10-12 категорії. Випробування пройшли успішно, о чім свідчать позитивні відгуки директора ООО «Аква» Петряки П.В.

Виробничі випробування проводилися на ділянках бурових робіт АО «Волковгеологія», республіка Казахстан. На випробування представлені два комплекти колонни бурильної КБО-68x7 в складі:

- секція, що складається з бурильної труби, ніпеля і замка бурового в кількості 95 секцій;

- наголовник к елеватору ЭН2-20 в кількості 48 наголовників;

- вилка підкладна і вилка ведуча к трубовороту РТ-1200 для бурового замка типу 3-63,5.

Технічна характеристика колонни КБО-68x7

- зовнішній діаметр бурильних труб, мм 68

- товщина стінки, мм 7
- довжина секції, м 7,35
- маса колонни, тонн 8,7
- грузопідйомність наголовника, кН 200
- допустимий крутячий момент к вилкам трубовороту, кНм 3,50

Випробування проводилися в період з 15 жовтня 2008 по 03 листопада 2008 в ГРЭ 23 на ділянці «Южний Карамурун» при бурінні планових розведочних і технологічних скважин. Проектна глибина скважин складала 610...640 метрів. Діаметр буріння скважин 165,1, 161 і 132 мм. Горні породи представлені піщано-глинистими відкладеннями, алевролітами, піщаниками, категорія порід по буримості 2...7 балів по ЕНВ на геологорозведочні роботи.

Як якість бурового породорозрушаючого інструмента застосовувалися: пікобур конструкції ОАО «Інструмент алмазний» діаметром 132, долото бу-

ровое 165,1 мм (ООО «ДЗБО»), долото лопастное БИТ-161(НПП «Буринтех»)

В качестве базовых показателей приняты средне-статистические данные бурения пилот-скважин диаметром 132 мм (табл.3,4). Бурильная колонна из бурильных труб СБТМ-50. Данные взяты за период бурения в период за девять месяцев 2008.

Буровое оборудование: буровой станок типа ЗИФ-1200МРК, буровой насос типа 9МГр и НБ-80, трубо-разворот РТ-1200, элеватор полуавтоматический типа ЭН2-20, гидроциклонная установка .

Режим бурения: осевая нагрузка на долото диаметром 132 мм 0,3...0,6 кН, на долото диаметром 165,1 мм 0,3-0,6 кН, частота вращения долота 166

об/мин, подача промывочной жидкости 200 - 560 л/мин. Промывочная жидкость – глинистый раствор условная вязкость  $T = 20-25$  сек, плотность  $\gamma = 1,12...1,20$  г/см<sup>3</sup>, водоотдача  $V = 10-12$  см<sup>3</sup> за 30 мин, содержание песка  $\Pi = 4...6$  %.

За период испытаний двумя колоннами пробурено 5 скважин общим объемом 3100 метров, в том числе диаметром 132 мм - 1920 метров, диаметром 165,1 мм - 270 метров и диаметром 161 мм – 910. Сравнительные данные по аналогичным скважинам представлены по среднестатистическим данным бурения с начала 2008 года на участке «Южный Карамурун». Средняя категория пород по буримости для всех скважин составила 4,6...4,7 баллов.

Таблица 3

Показатели бурения скважины пикобуром 132 мм конструкции ОАО «Алмазный инструмент» (г.Киев). Бурильная колонна КБО-68х7. Агрегат №8

### Затраты времени

Вид работ	Ед.изм	160-200	200-300	300-400	400-500	500-600	600-637	Всего, час
Бурение	мин.	48	135	201	170	406	73	17,21
Проработка	мин.	10	37	37	438	488	70	18
Наращивание	мин.	17	75	66	66	71	43	5,63
Ремонт	мин.	0	0	0	0	1050	0	17,5
Подъем б/с	мин.	0	0	0	0	0	260	4,33
Проработка под ГИС		0	0	0	0	0	3000	50
Всего	час.	1,25	4,11	5,06	11,23	34,08	57,43	113,17
Вспом.+простои	мин.	27	112	103	504	1639	3373	95,96

### Скорость бурения

Виды скоростей	Ед.изм	160-200	200-300	300-400	400-500	500-600	600-637	Ср. скорость
Мех. скорость	м./час.	50	44,4	29,8	35,2	14,7	30,4	28
Рейс. скорость	м./час.	32	24,3	19,7	8,9	6,2	13,5	8
Ком. скорость	м./час.	32	24,3	19,8	8,9	2,9	1,7	4

### Режимы бурения

Параметр	Ед.изм	160-200	200-300	300-400	400-500	500-600	600-637
Осевая нагрузка	кН	6,0-12,0	6,0-12,0	6,0-12,0	8,0-10,0	8,0-12,0	8,0-12,0
Частота вращения	об/мин	166	166	166	166	104,8	166
Производительность. насоса	л/мин	450	450-500	450-500	450-500	450-500	450-500



Таблица 4

Показатели бурения скважины пикобуром 132 мм производства УПТОК АО «Волковгеология». Бурильная колонна СБТМ-50

Затраты времени									
Вид работ	Ед. изм.	0-100	100-200	200-300	300-400	400-500	500-600	600-640	Всего час.
Бурение	мин	157	160	190	190	520	1000	758	<b>49,6</b>
Проработка	мин	32	32	32	32	32	32	8,4	3,32
Наращивание	мин	48	48	48	48	48	48	13	5,02

Подъем б.с.	мин		70				280	70	7
Проработка под ГИС	мин							240	4
Всего	час	3,94	5,2	4,5	4,5	10	22,7	18,2	<b>68,9</b>
Вспом+простои	час	1,33	2,5	1,33	1,33	1,33	6,00	5,5	19,3
<b>Скорости бурения</b>									
Вид скорости	Ед. изм.	0-100	100-200	200-300	300-400	400-500	500-699	600-640	Всего, час
Мех скорость	м/час	38,3	37,5	31,5	31,5	11,5	6,0	3,2	12,9
Рейс. скорость	м/час	25,4	19,4	22,2	22,2	10,0	4,4	2,8	9,3
<b>Режим бурения</b>									
Параметр	Ед. изм.	0-100	100-200	200-300	300-400	400-500	500-600	600-640	
Осевая нагрузка	кН	6,0	6,0-12,0	6,0-12,0	6,0-12,0	4,0-8,0	4,0-10,0	4,0-10,0	
Частота вращения	мин <sup>-1</sup>	166	166	166	166	166	105	166	
Производительность насоса	л/мин	200-250	200-250	200-250	200-250	200-250	200-250	200-250	

### Выводы и предложения

Показатели надежности колонны КБО-68х7 выше, чем у колонны СБТМ-50: износ наружной поверхности замков 3-63,5 в 1,6-2,5 меньше, чем у замков 3-50; износ резб 3-63,5 в 2-3 раза меньше, чем 3-50;

Технико-экономические показатели бурения колонной КБО-68х7 выше, чем колонной СБТМ-50: средняя механическая скорость бурения на 1,5...2 раза выше, средняя рейсовая скорость бурения в 1,15...1,20 раз выше.

Затраты времени на наращивание бурового инструмента при использовании колонны КБО-68х7

в 1,2 раза больше для колонны КБО-68х7 с резьбовыми наголовниками. При приобретении опыта работы с новой конструкцией наголовника затраты времени на наращивание снизятся и будут такими, как при работе с наголовниками конструкции СКБ «Геотехника».

Наголовник конструкции ООО «ДЗБО» обеспечивает надежное выполнение спускоподъемных операций с замками 3-63,5 мм при использовании полуавтоматического элеватора ЭН2-20, однако может быть облегчен.

УДК 622.244

А.Н. Давиденко, П.П. Полищук

## ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ДЕГАЗАЦИЮ И ДОБЫЧУ УГЛЯ ИЗ НЕКОНДИЦИОННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

У статті розглянута можливість використання технології буріння направлених свердловин, з протяжними горизонтальними ділянками, для забезпечення дегазації вугільного масиву з попутним видобутком вугілля з некондиційних пластів.

В статье рассмотрена возможность применения технологии бурения направленных скважин, с протяженными горизонтальными участками, для обеспечения дегазации угольного массива с попутной добычей угля из некондиционных пластов.

In the article of application of technology of the boring drilling of the directed mining holes is considered in the article, with extensive horizontal areas, for providing of degassing of coal array with the passing mining from useless layer.

Месторождения угля обнаружены практически во всех странах мира, однако месторождения, которые имеют коммерческий потенциал, находятся лишь в 70-ти странах, а разрабатываются - в 50-ти. При имеющихся темпах угледобычи разведанные запасы угля могут быть исчерпаны в течение 155-ти лет. Для сравнения, нефти может хватить на 41 год, газа - на 65 лет.

В мире насчитывается около 9 млн. человек, которые добывают уголь. 90% из них живут в развивающихся странах.

Ныне в мире 60% угля добывается шахтным способом. Работа шахтера традиционно крайне опасна, и в последние десятилетия во многих странах мира были предприняты значительные усилия по повышению уровня безопасности. В последнее десятилетие количество аварий и несчастных случаев на шахтах всего мира заметно уменьшилось.

Добыча угля в Україні вимірюється не тільки мільйонами тонн і мільярдами гривень дотацій, але й людськими життями.

За статистикою, кожен мільйон тонн видобутого угля в Україні коштує 3-5 шахтерських життів (в Росії гине 1 шахтер на 2 млн. видобутих тонн угля, в США - 1 на 33 млн. тонн). За роки незалежності загинуло більше 4 тис. українських шахтерів.

З збільшенням глибини розробки угля зменшуються швидкості підвигання лав і навантаження на очистні забої. На кожних 100 м збільшення глибини розробки потужність шахт Центрального району Донбасу зменшується на 100 тис. т угля/рік, при цьому продуктивність праці робітників зменшується на 2 т/місяць, а собівартість видобутку збільшується. Головною причиною, що сприяє регресу видобутку шахт, є підвищення з глибиною газодинамічної активності вугільних пластів.

Вуглеводородні відкладення Центрального району Донбасу включають пласти потужністю 0,1 - 3,0 м. З'явилася необхідність у вирішенні проблеми залучення до розробки дуже тонких пластів потужністю менше 0,45 м, які вважаються некондиційними. Значительна частина запасів угля, зосереджена в цих пластах, будучи збалансованою, частіше безповоротно втрачається, потрапляючи в зони непередбаченого обвалення при обробці більш потужних пластів.

Таким чином, раціональне використання надр і сировинних ресурсів є одним з важливих народногосподарських і соціальних завдань. При розробці вугільних родовищ вони можуть бути вирішені в результаті найбільш повного вилучення угля з надр і раціонального використання наявних запасів всіх категорій шляхом застосування нових нетрадиційних способів видобутку і підготовки видобувних панелей і горизонтів.

В початку 21-го століття в світі значно збільшився інтерес до метану вугільних родовищ. Причиною цього є наступне. По-перше, шахтний метан є небезпечним явищем, яке погіршує умови праці на шахтах. Значительне підвищення вмісту метану в шахтній атмосфері призводить нерідко до вибухів і значительних людських втрат. Все це вимагає попередньої дегазації шахтних полів. По-друге, шахтний метан є цінним вуглеводородним сировинним - альтернативним видом палива. Потрібно використати його утилізацію і використання, яке буде сприяти покращенню економічної ефективності вугільної галузі. По-третє, метан, який при розробці вугільних родовищ викидається в атмосферу, є дуже небезпечним в екологічному відношенні газом. Він призводить до парникового ефекту в атмосфері. Отже, існує невідкладна необхідність видобутку і утилізації метану вугільних родовищ, що дозволить вирішити одразу кілька важливих завдань: створення безпечних умов виконання гірських робіт, зменшення витрат на

видобуток угля, а також покращення екологічної ситуації.

При розробці вугільних пластів з високою газонасиченістю гірських виробок застосовуються різні способи дегазації. Перевагою при розробці способів заблаговременної підготовки і дегазації полого падаючих газодобувних пластів слід віддати схемам з використанням скважин, пробурених з поверхні. Головною перевагою таких схем - повне розділення за часом і простором виконання профілактичних і гірських робіт при забезпеченні надійної безпеки не тільки на очистних, але й на підготовчих заходах.

Основними параметрами дегазації через вертикальні скважини є: орієнтація скважини відносно до підготовчих і очистних гірських виробок; відстань між скважинами; діаметр і конструкція скважин; літологічний розріз дегазовуваного вугільного пласта.

Методи буріння нахилених скважин представляють собою багатопланову технологію з різними варіантами застосування. Те, що застосовують при розробці вугільних родовищ, вже достатньо добре вивчено за кордоном, а інші тільки розглядаються на предмет виявлення нових комерційних можливостей при дегазації вугільних пластів, видобутку метану з нетрадиційного вугільного масиву або стимульованого видобутку метану вугільних пластів.

Практика ведення таких робіт в США показує, що горизонтальне буріння за ефективністю дегазації виробок в 7 разів перевищує буріння типових вертикальних скважин на ділянці такої ж площі.

Скважини розташовуються за сіткою. Довжина сторони квадрата сітки залежить від наступних факторів: кута падіння пласта, довжини проектуваного горизонтального ділянки скважини, схеми розташування скважин. Потрібно прагнути розташувати скважини як можна щільніше, що дозволить обробляти даний пласт угля найбільш продуктивно.

Базова траєкторія скважини планується передварительно на основі отриманих повних даних по геометрії пласта і його розташуванню.

Наявність у скважині відгалужень значно підвищує можливість доступу до пласта з однієї вертикальної скважини. Оскільки основні витрати по скважині пласта приходяться на створення і обладнання вертикальної скважини до глибини вугільного пласта, значительну економію часу і витрат можна забезпечити, використовуючи одну вертикальну скважину для ряду пластів скважин.

Конструкція всіх пластів скважин пробурених з поверхні включає три складові частини: вертикальний ділянок, пробурений з поверхні до глибини залягання вугільного пласта; вигнутий або з'єднаний ділянок, що переходить в напрямлення пласта; більш витягнутий внутрішній ділянок.

Вертикальные скважины широко используются при направленном бурении. Выбор типов буровых долот на стадии проектирования проводится в зависимости от механических и абразивных свойств горных пород слагающих данный разрез.

Бурение бокового ствола от вертикальной скважины считается стандартной мерой. Толща в точке отклонения должна быть устойчивой и достаточно прочной для противостояния силам бокового воздействия. Следует тщательно рассчитать степень отклонения, так как слишком высокая степень сопровождается повышением сопротивления трения и проблемами с буровым раствором, а при слишком низкой степени требуется разрушение и расширение зоны обслуживания на поверхности.

Предпочтительно, чтобы выбранная траектория обеспечивала плавное вхождение в пласт, то есть была расположена как можно более параллельно к пласту. Это достигается снижением степени отклонения в момент приближения бурового долота к пласту.

Наиболее экономически выгодными и приемлемыми признаны скважины с горизонтальными стволами со средним радиусом набора кривизны. Для бурения таких скважин используют специальные забойные двигатели, которые оборудованы стабилизаторами и кривыми переходниками. Радиус искривления в этом случае составляет 90 - 150 м, темп набора кривизны от 55 до 95° на 100 м, диаметр ствола достигает 350 мм, протяжность горизонтального участка ствола - до 1000 м.

Для проводки скважин со средним радиусом искривления, как правило, используют традиционное буровое оборудование. Однако рекомендованным условием является тщательное проектирование колонны буровых труб для проведения горизонтального участка ствола.

Технология забуривания и проходки дополнительных стволов заключается в следующих операциях. Дополнительные стволы забуриваются по методу сверху вниз, то есть вначале бурится основной ствол до глубины, на которой в заданной точке забуривается и проходится дополнительный ствол до требуемой глубины. В основной ствол на проектную глубину на естественный забой опускается и ориентируется в азимутальном направлении компоновка, которая обеспечивает высокий темп набора кривизны (рис. 1).

Радиус набора кривизны рассчитывается исходя из того условия что необходимо перейти к горизонтальному участку бурения на глубине угольного пласта. Интенсивность искривления может составлять порядка  $i = 0,3 - 1,2$  град/м.

В процессе бурения искривленных и прямолинейных участков горизонтальных скважин используют следующие элементы компоновки низа буровой колонны (КНБК): калибратор наддолотный; двигатель забойный (отклонитель); переходник искривленный нижний; переходник искривленный верхний; телесистему с каналом из проводов; переходник с

боковым выводом кабеля; шарнирное соединение; буровые трубы и другие устройства.

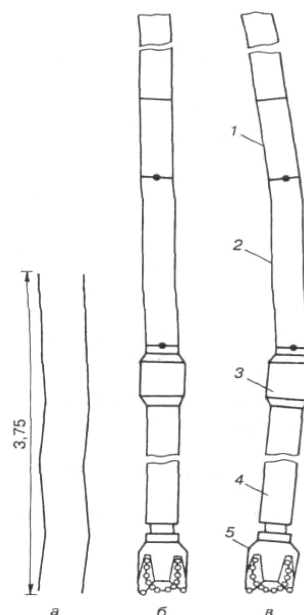


Рис. 1. Компоновка, которая обеспечивает высокий темп набора кривизны, для бурения скважин со средним радиусом искривления:

а – извилистая форма ствола скважины; б – вид компоновки спереди; в – вид компоновки сбоку; 1 – кривой переходник; 2 – высокомоментный низкооборотный забойный гидравлический двигатель; 3 – концентрическая втулка на корпусе двигателя; 4 – шпindelная секция двигателя; 5 – буровое долото.

Для оперативного контроля и корректировки при проводке наклонно-направленных и горизонтальных стволов рекомендуется использовать забойную телесистему ПАРКУС (рис.2) [1], разработанную сотрудниками кафедры геофизики Киевского национального университета им. Т.Шевченко. Эта система дает возможность измерять: зенитный угол (в пределах 0 - 180°); азимут (в пределах 0 - 360°); отклонение (0 - 360°); осевую нагрузку (0 - 25 т); вращающий момент (0 - 10 000 Н); электросопротивление (0,2 - 100 Ом); количество оборотов турбины (400 - 6000 об/мин). Система обеспечивает работу при давлении до 60 МПа. Схематически телесистема ПАРКУС показана на рис. 2. Дополнительно в этой системе можно использовать наддолотный модуль индукционного и акустического каротажа.

Забойная телесистема дает возможность оптимизировать нагрузку на долото и оценить степень его износа, а также благодаря высокой точности забойного инклинометра обеспечить проектный профиль ствола скважины без уступов и вымоин.

Коррекция проектного профиля осуществляется на основе реальных геофизических данных, которые получают в процессе бурения. Предусмотрена непрерывная передача информации в процессе бурения с помощью радиодема в центральной офис для одно-



временного анализа забойных и наземных параметров.

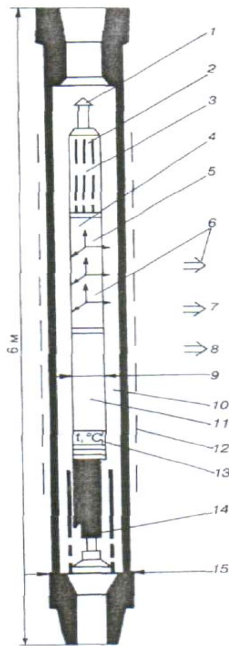


Рис. 2. Схема забойной телесистемы ПАРКУС: 1 – кабельный наконечник; 2 – турбогенератор для подзарядки аккумуляторов; 3 – датчик расхода промывочной жидкости, л/с; 4 – гаммадатчик; 5 – центральный микропроцессор с внутренней энергозависимой памятью для сохранения данных по заданным с поверхности параметрам; 6 – трехосные феррозондовые датчики (азимут); 7 – трехосные гравитационные датчики (зенит); 8 – трехосные датчики вибрации компоновки; 9 – диаметр 60 мм; 10 – аккумуляторы; 11 – приемно-передаваемое устройство; 12 – электроды антенн, КС (Ом м); 13 – датчик температуры; 14 – тензомодуль осевой нагрузки на долото (т) и осевого момента, который создается двигателем (Н·м); 15 – диаметр 172 мм

Для бурения скважин с горизонтальными стволами кроме серийных турбинных отклонителей типа ТВ и ШВ применяют отклонители, созданные на базе серийных винтовых двигателей Д - 172, Д - 195, и отклонители специально разработанные для бурения горизонтальных скважин со средним радиусом – ВШ-172. Для бурения горизонтальных скважин разного диаметра в широком диапазоне радиуса искривления разработана серия винтовых двигателей - отклонителей (ДГ).

При переходе в горизонтальный участок скважины из компоновки низа буровой колоны исключают кривой переходник, который обеспечивал искривление. Дополнительно устанавливают расширитель типа РР.219 или РР.400, который позволяет расширять диаметр внутрипластового отрезка скважины соответственно до 450 и 400 мм. Конструкция расширителей типа РР.000 представлена на рис. 3.

Шарошечные долота в сочетании с расширителями указанных типов позволяют получать шлам угля

достаточно мелкой фракции для последующей перекачки углесосами к месту назначения (обогащения).

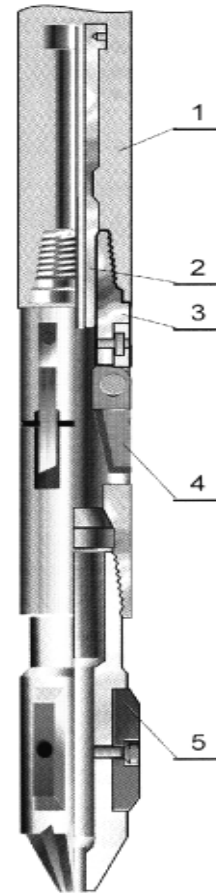


Рис. 3. Расширитель раздвижной типа РР.000: 1 – корпус вырезающего устройства; 2 – толкатель; 3 – корпус расширителя; 4 – лопасть; 5 – центратор

При бурении по угольному пласту необходимо обеспечить продвижение инструмента без выхода в боковые породы. Для этого предлагается использовать устройство для направленного бурения, в котором жесткое крепление бура к ставу буровых труб заменено пружиной (а. с. №250788) [3]. Пружина рассчитана так, что она выполняет два противоположных требования: достаточно жесткая, чтобы передавать вращение и самой не скручиваться, и достаточно эластичная, чтобы искривлять траекторию инструмента. Схематически данное устройство изображено на рис. 4.

Внутри тонкостенной направляющей трубы 1 помещается гибкий элемент 2, представляющий собой винтовую пружину, к концам которой приварены кольца с ввернутыми в них специальными полуниппелями 3. На торцах полуниппелей выполнена резьба для соединения устройства с буровыми штангами. Другие концы полуниппелей соединены между собой гибким шлангом 4, по которому на забой подается промывочная жидкость. Торцы направляющей трубы закрыты конусными стопорами 5.

При бурении направляющее устройство размещается в буровом ставе вслед за буровым наконечником.

Протяжність горизонтального участка скважини залежить від стійкості і розмиваємості порід кровлі, кута нахилу пласта, характеристик самого угля.

В середньому довжина участка пласта становить 350 – 400 м.

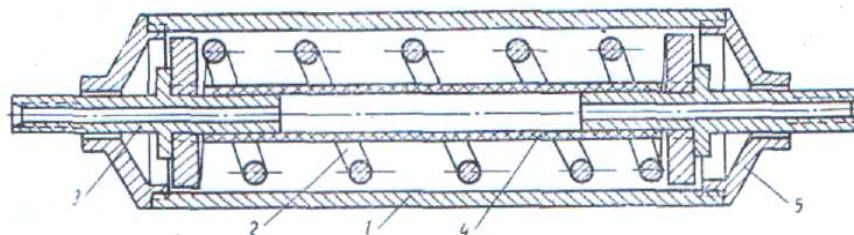


Рис. 4. Устрій для направленої буріння по вугільним пластам:

1 – тонкостінна направляюча труба; 2 – винтова пружина (гнучкий елемент); 3 – полушпелі спеціальної конструкції; 4 – гнучкий шланг; 5 – конусні стопори

Після того як пробурен горизонтальний внутріпластовий участок проектної довжини, в скважину спускають снаряд з жорсткою компоновкою довжиною 8 – 12 м з направляючими фонарями, з допомогою якого продовжується буріння основного ствола в первонаочальном напрямку. Це відбувається внаслідок того, що довгий жорсткий снаряд не вписується в сильно викривлену частину додаткового ствола. Углиблення основного ствола проводять на глибину одного метра. Далі в скважину на природний забій опускають компоновку, яка забезпечує високий темп набору кривизни, і орієнтують в азимутальному напрямку з відхиленням на 45° від напрямку вже пройденого вище додаткового ствола. Цикл, що складається з забування додаткового ствола, буріння вигнутого напрямленого участка і проходки з розширювачем горизонтального внутріпластового участка, виробляють аналогічно до наведеної вище технології.

В результаті застосування даної технології отримується по 8 горизонтальних циліндричних виробок (відгалужень) в вугільних пластах.

В додаткових стволах, які проведені по незароблюваному некондиційному вугільному пласту, проводять закладку вироботаного простору. К закладочному матеріалу пред'являються наступні вимоги: він повинен прокачуватися

насосами, мати високу в'язкість, малу усадку, а також втрачати подвижність по закінченні обробки скважини. Закачування повинно проводитися під таким тиском, щоб забезпечувалася стійкість виробки, але не вище, ніж геостатический тиск на даній глибині. В якості закладочного матеріалу використовують суміш дрібнодиспергованих порід з отвала з водою.

Устя цих додаткових стволів перекривається обсадною колонною, яка спускається до глибини нижнього додаткового ствола.

Додаткові стволи, пробурені по вугільним пластам, які розробляються, залишаються відкритими для реалізації основної функції скважини – дегазації вугільних пластів.

### Список літератури

1. Оганов К.О. Кунцяк Я.В. Гаврилов Я.С. Дубленич Ю.В. Наритник І.І. Практика буріння і експлуатації свердловин з горизонтальними стовбурами. - К.: Наукова думка, 2002. - 322 с.
2. Пудак В.В. Дегазація углепородного масива напрямленими скважинами, пробуреними з поверхності. - М.: ІАЦ Горних наук, 1993. - 364 с.
3. Авторське свідчення СРСР № 250788, 1979

УДК 622.23.053

А.А. Кожевников, В.В. Прийма

### ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЁННОГО СОСТОЯНИЯ СЖАТОЙ ЧАСТИ КОМБИНИРОВАННОЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Приведена сравнительная характеристика использования двухсекционной комбинированной буровой колонны по отношению односекционной.

Приведена порівнювальна характеристика використання двохсекційної бурової колони до односекційної.

Comparative is resulted the characteristic uses of the two-section the combined boring column under the relation of the one-section the combined column.

При бурінні скважин на тверді корисні копалини, а також на нафту і газ використовується буриль-

ная колонна, що складається з труб одного діаметра – односекційна бурильна колонна. Конструкція

данной колонны проста, но имеет ряд недостатков, которые были учтены при разработке двухсекционной бурильной колонны, нижняя сжатая часть которой представлена трубами большего диаметра. Результаты расчетов и показывают рациональность применения колонн данной конструкции.

Схемы для расчёта двухсекционной и односекционной бурильных колонн показаны на рис. 1.

Исходные данные к расчёту и величины необходимые для расчёта нейтральной и сжатой частей комбинированной бурильной колонны приведены в табл. 1, 2

В результате вычислений, произведенным по методикам из [1-4] были вычислены значения напряжений и запасов прочности приведенные в виде табл. 3.

По результатам проведенных расчетов (табл. 3) можно сделать выводы, что:

1. Напряжения сжатия, действующие в сжатой части бурильной колонны, при применении двухсекционной бурильной колонны вместо односекционной в 1,2; 1,4; 1,4 раза меньше для алмазного, твердосплавного и шарошечного бурения соответственно.

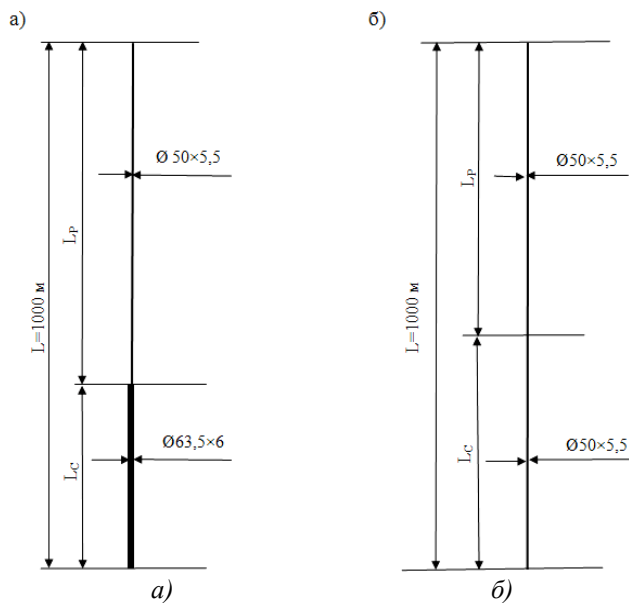


Рис.1. Схемы для расчёта двухсекционной и односекционной бурильных колонн  
а - двухсекционная бурильная колонна; б - односекционная бурильная колонна.

Таблица 1

Исходные данные к расчёту комбинированной двухсекционной бурильной колонны

№ п.п.	Параметр			
1.	Бурильная колонна			
	- нижняя часть			СБТ – 63,5 с МЗ - 50
	- верхняя часть			СБТ - 50
2.	Длина свечи, м			9,0
3.	Диаметр скважины, мм			76
4.	Глубина скважины, м			1000
5.	Тип породоразрушающего инструмента			алмазный, твердосплавный, шарошечный
6.	Параметры режима бурения			
		- осевая нагрузка, даН	- частота вращения породоразрушающего инструмента, об/мин	- расход промывочной жидкости, л/мин
	КС -76	650	570	40
	СА1-76	750	430	60
	Ш76Т-ЦВ	1900	250	90
7.	Удельный вес промывающей жидкости, Н/м <sup>3</sup>			10202
8.	Материал труб			Сталь, группа прочности Д
9.	Предел текучести материала труб, МПа			373
10.	Предел текучести материала труб при кручении, МПа			186
11.	Предел текучести материала труб при симметричном цикле нагружения, МПа			61,8

Таблица 2

Величины, необходимые для расчёта	Нейтральная часть		Сжатая часть	
	двухсекционная колонна	односекционная колонна	двухсекционная колонна	односекционная колонна
Площадь поперечного сечения $S$ , м <sup>2</sup>	0,0010838	0,0007689	0,0010838	0,0007689
Осевой момент инерции поперечного сечения бурильной трубы $I$ , м <sup>4</sup>	$4,52 \cdot 10^{-7}$	$1,93 \cdot 10^{-7}$	$4,52 \cdot 10^{-7}$	$1,93 \cdot 10^{-7}$
Жёсткость бурильной трубы на изгиб $EI$ , Н·м <sup>2</sup>	94920	40459	94920	40459
Осевой момент сопротивления поперечного сечения бурильной трубы $W$ , м <sup>3</sup>	$14,261 \cdot 10^{-6}$	$7,729 \cdot 10^{-6}$	$14,261 \cdot 10^{-6}$	$7,729 \cdot 10^{-6}$
Полярный момент сопротивления поперечного сечения бурильной трубы $W_p$ , м <sup>3</sup>	$28,522 \cdot 10^{-6}$	$15,458 \cdot 10^{-6}$	$28,522 \cdot 10^{-6}$	$15,458 \cdot 10^{-6}$

Диаметр скважины с учётом разработки стенок $D$ , м	0,076	0,076	0,076	0,076
Отношение $\beta$	0,8355	0,658	0,8355	0,658
Наибольший прогиб $f$ , м	0,00625	0,013	0,00625	0,013

Таблица 3

Напряжения и запасы прочности для двухсекционной и односекционной бурильных колонн в нейтральных их частях и в сжатой части вблизи забоя

Наименование величины	Двухступенчатая бурильная колонна						Одноступенчатая бурильная колонна					
	нейтральная часть			сжатая часть вблизи забоя			нейтральная часть			сжатая часть вблизи забоя		
	А.Б.	Т.Б.	Ш.Б.	А.Б.	Т.Б.	Ш.Б.	А.Б.	Т.Б.	Ш.Б.	А.Б.	Т.Б.	Ш.Б.
Напряжения сжатия $\sigma_C$ , МПа	0	0	0	6,88	6,79	17,2	0	0	0	8,29	9,57	24,2
Напряжения изгиба $\sigma_H$ , МПа	9,9	7,9	4,9	9,4	7,3	3,7	23,3	18	10,8	21,6	16	6,8
Касательные напряжения $\tau$ , МПа	5,72	6,19	15,3	3,21	3,73	10,7	10,6	11,6	29	5,93	6,89	19,7
Запас прочности по нормальным напряжениям $m_\sigma$	6,24	7,85	12,66	24,37	26,41	17,88	2,65	3,43	5,73	12,49	14,56	12,03
Запас прочности по касательным напряжениям $m_\tau$	32,5	30,1	12,2	57,9	49,8	17,5	17,5	16	6,4	31,4	27	9,5
Запас прочности на выносливость $m_0$	6,1	7,6	8,8	22,5	23,3	12,5	2,6	3,4	4,3	11,6	12,8	7,4
Нормативный запас прочности $m_H$	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
$\frac{m_0}{m_H}$	4,7	5,8	6,8	17,3	17,9	9,6	2	2,6	3,3	8,9	9,8	5,7

2. Напряжения изгиба, действующие в нейтральной части двухсекционной бурильной колонны в 2,3; 2,2; 1,8 раза меньше, чем напряжения изгиба, действующие в нейтральной части односекционной бурильной колонны для алмазного, твердосплавного и шарошечного бурения соответственно.

3. Напряжения изгиба, действующие в сжатой части двухсекционной бурильной колонны в 2,4; 2,3; 2,2 раза меньше чем напряжения изгиба, действующие в сжатой части односекционной бурильной колонны для алмазного, твердосплавного и шарошечного бурения соответственно.

4. Касательные напряжения, действующие в нейтральной части двухсекционной бурильной колонны в 1,9 раза меньше, чем касательные напряжения, действующие в нейтральной части односекционной бурильной колонны.

5. Касательные напряжения, действующие в сжатой части двухсекционной бурильной колонны в 1,8 раза меньше, чем касательные напряжения, действующие в сжатой части односекционной бурильной колонны.

6. Запас прочности по нормальным напряжениям в нейтральной части двухсекционной бурильной колонны в 2,4; 2,3; 2,2 раза выше запаса прочности по

нормальным напряжениям в нейтральной части односекционной бурильной колонны для алмазного, твердосплавного и шарошечного бурения соответственно.

7. Запас прочности по нормальным напряжениям в сжатой части двухсекционной бурильной колонны в 2; 1,8; 1,5 раза выше запаса прочности по нормальным напряжениям в сжатой части односекционной бурильной колонны для алмазного, твердосплавного и шарошечного бурения соответственно.

8. Запас прочности по касательным напряжениям в нейтральной части двухсекционной бурильной колонны в 1,8 раза выше запаса прочности по касательным напряжениям в нейтральной части односекционной бурильной колонны.

9. Запас прочности по касательным напряжениям в сжатой части двухсекционной бурильной колонны в 1,9 раза выше запаса прочности по касательным напряжениям в сжатой части односекционной бурильной колонны.

10. Суммарный запас прочности на выносливость в нейтральной части двухсекционной бурильной колонны в 1,9; 1,8; 1,7 раза выше запаса прочности на выносливость в нейтральной части односекционной

бурильної колонни для алмазного, твердосплавного і шарошечного бурення відповідно.

11. Суммарний запас прочности на выносливость в сжатой части двухсекционной бурильной колонны в 2,3; 2,2; 2 раза выше запаса прочности на выносливость в сжатой части односекционной бурильной колонны для алмазного, твердосплавного и шарошечного бурения соответственно.

Таким образом проведенные исследования напряженного состояния сжатой части комбинированной (двухсекционной) бурильной колонны показывают её преимущество перед односекционной бурильной колонной.

УДК 622. 24. 085

**О. И. Калиниченко, А. В. Хохла**

### **ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ МНОГОРЕЙСОВОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА МОРСКИХ АКВАТОРИЯХ**

Розглянуті основні напрямки вдосконалювання елементів гідродарного бурового снаряда, що забезпечують реалізацію комбінованого способу руйнування порід при проходці інтервалів свердловини без кріплення обсадними трубами.

Рассмотрены основные направления совершенствования элементов гидроударного бурового снаряда, обеспечивающих реализацию комбинированного способа разрушения пород при проходке интервалов скважины без крепления обсадными трубами.

The article considers main ways of improvement of elements of hydraulic hammer drilling gear, which ensure realization of combined method of rock distraction while drifting through the whole intervals without strengthening of the hole by boring casing

В последние годы Донецким национальным техническим университетом достаточно интенсивно велись разработки технических средств и технологий бурения неглубоких скважин на морских акваториях украинского сектора Черного и Азовского морей. После первых опытов применения погружных гидровибрационных установок УГВП-130/8, удалось технически решить проблему однорейсового бурения скважин глубиной 6-8 м с борта неспециализированных мало- и среднетоннажных судов. Применение УГВП-130/8 можно считать успешным, так как впервые путем улучшения организации работ и эксплуатационных показателей установки удалось значительно повысить технико-экономические показатели однорейсовой проходки скважин с борта малотоннажного судна НИС «Топаз» с производительностью до 2 скважин в час [5].

Что касается гидроударной машины, как основного элемента установки, то ее конструкция полностью оправдала себя. Надежность работы и развиваемые частотно-силовые характеристики машины обеспечили бурение скважин на глубину до 8 м с пересечением по разрезу осадочных слоев от I до IV категорий по буримости с прослоями твердых глин, ракушечного известняка и выветрелых песчаников [4, 5].

Полученные результаты работы гидроударного механизма и оценка его эффективности в сравнении с отечественными и зарубежными аналогами явились исходной предпосылкой для принятия специалистами

### **Список литературы**

1. Воздвиженский Б.И., Васильев М.Г. Буровая механика. - М., Госгеолтехиздат, 1954. - 492 с.
2. Гланц А.А., Алексеев В.В. Справочник механика геологоразведочных работ. - М.:Недра, 1987. - 444с.
3. Эпштейн Е.Ф., Мацейчик В.И., Ивахнин И.И., Асатурян А.Ш. Расчет бурильных труб в геологоразведочном бурении. - М.:Недра, 1979. - 160 с.
4. Михайлова Н.Д. Техническое проектирование колонкового бурения. - М.: Недра, 1982. - 182 с.

ЗАО «Компания Юговостокгаз» (по заказу ГАО «Черноморнефтегаз») решения об организации опытно-конструкторских и исследовательских работ, направленных на совершенствование гидроударных машин с расширением области их эксплуатации. Функции гидроударного бурового снаряда определялись требованием проходки инженерно-геологических скважин глубиной до 40-50 м с возможностью пересечения по разрезу скважины мощных слоев илов, глин и песка без крепления ствола обсадными трубами. Такая область применения гидроударной машины явилась принципиально новой. Это обусловило актуальность вопросов связанных, как со структурным синтезом бурового снаряда, так и с выбором технологической схемы бурения скважин.

На рис. 1 приведена принципиальная технологическая схема бурения скважин глубиной до 50 м, впервые предложенная учеными Донецкого национального технического университета в 2001 году. Основная идея разработки заключается в поинтервальной проходке скважины с использованием комбинированного способа разрушения осадков на заданном интервале бурения. При этом изменения характера разрушения осадков, обеспечивалось специальными распределительными узлами органично вписанными в конструкцию погружного бурового снаряда.

После спуска и стабилизации бурового снаряда в донном основании 6 (фаза 1), включается буровой насос, и производится пробоотбор на установленную

глубину ( $L_1$ ) в режиме эффективной работы гидроударника 4 (фаза 1). После углубки на длину рейса, буровой насос отключается, снаряд поднимается вверх, и размещается на палубе для извлечения керна.

Для отбора керна на следующем интервале, работа гидроударного механизма блокируется распределительным узлом 3 и ранее пробуренный участок скважины проходится при работе снаряда в режиме гидроразмыва породы (фаза 2). С помощью распределительного узла 5 жидкость (морская вода) направляется во внутреннюю трубу колонкового набора (керноприемник) 7, обеспечивая гидроразмыв породы до глубины ( $L_1$ ), соответствующей началу пробоотбора на следующем интервале скважины.

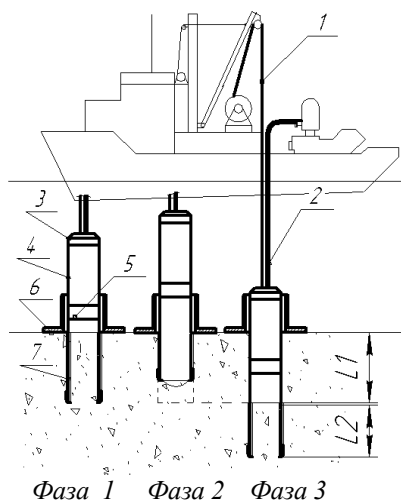


Рис. 1. Технологическая схема многорейсового бурения скважин: 1 – грузовой канат; 2 – шланг; 3, 5 – распределительные узлы; 4 – гидроударный механизм; 6 – донное основание; 7 – колонковый набор

На глубине отбора керна узлы 3 и 5 переключаются в исходное положение, соответствующее работе гидроударного бурового снаряда в режиме отбора керна (фаза 3). На интервале  $L_2$  производится пробоотбор при работающем гидроударном механизме.

Эта схема явилась качественным скачком в развитии рассматриваемой области морского бурового производства с наиболее предпочтительным обеспечением требований по экономичности и глубинности бурения с борта неспециализированных судов. Как показал опыт, с апробацией его в материалах, опубликованных в научно-технических журналах и монографиях [1, 2, 3], бурение скважин по рассматриваемой технологии в несколько раз эффективнее и рентабельнее традиционно применяемого вращательного способа бурения таких скважин со специализированного судна. Преимущество предложенной схемы состоит также и в том, что она может быть включена в любую технологическую схему бурения как с борта неспециализированного судна (при наличии штатных грузовых стрел, обеспечивающих вынос установок за борт и извлечение бурового снаряда из скважины с усилием 15-20 кН), так и через шахту бурового судна [2].

Наиболее серьезной научной и инженерной проблемой при осуществлении предложенной схемы,

явилась техническая реализация условий оперативного изменения способа разрушения осадков на забое проходимого интервала скважины. С одной стороны распределительные устройства должны исключить работу гидроударного механизма на фазе гидромониторного разрушения осадков, направив весь поток жидкости через колонковый набор на забой скважины. С другой стороны при переходе на бурение с отбором керна жидкость должна быть направлена в рабочие камеры цилиндра гидроударника, гарантировано исключив при этом возможность попадания ее в колонковый набор.

В значительной степени задача комплексного учета отмеченных функций распределительных устройств решена в конструкциях погружных буровых снарядов ПБС-127, входящих в состав установок типа УМБ [3].

В начальном варианте ПБС - 127 комплектовался распределительными устройствами в виде пусковых узлов, показанных на (рис. 2), при этом срабатывание верхнего и нижнего пусковых узлов выполнялось за счет изменения подачи жидкости в нагнетательный трубопровод.

Верхний пусковой узел (ВПУ) размещается в цилиндре переходника 2 и включает пусковой клапан 3 с пружиной 1, и поршень 4 с пружиной 5.

Нижний пусковой узел (НПУ) соединяется с нижней наковальной «НН» гидроударника посредством ступенчатого штока 9. При этом ступень 11 обеспечивает уплотнение внутренней поверхности наружной трубы 12, а нижняя ступень является уплотнительной втулкой для внутренней (керноприемной) трубы 13. На штоке 9 концентрично установлены поршень 7 с пружиной 8 и пусковой клапан 10, опирающийся на пружины 14, размещенные в каналах верхней уплотнительной ступени 11.

В режиме «бурение с отбором керна» к гидроударнику подводится номинальный расход жидкости соответствующий условию запуска и эффективной работы механизма. Пусковые клапана 3 и 10 усилием пружин, соответственно, 1 и 14, а также поршни 4 и 7 за счет пружин 5 и 8 удерживаются в верхнем положении (рис. 2, а). При этом поршень 4 верхнего пускового узла перекрывает боковой канал «а» в переходнике 2, а поршень 7 нижнего пускового узла закрывает канал «б», изолируя полость керноприемной трубы 13 от попадания в нее жидкости. Рабочая жидкость через смещенные отверстия и канал в поршне 4 направляется в рабочие камеры гидроударника, обеспечивая его запуск и работу. Отработанная в гидроударнике жидкость свободно проходит по кольцевым сечениям гидроударного механизма, камеры и каналы НПУ и боковые отверстия 6 наружной трубы 12 в скважину.

В режиме гидроразмыва, пройденного ранее интервала скважины, выполняется запуск ВПУ и НПУ путем увеличения расхода жидкости в нагнетательном трубопроводе. Повышенная подача жидкости обуславливает возрастающее действие скоростного напора и перепада давления на пусковой клапан 3, который перемещается вниз, сжимает пружину 1 и перекрывает центральный канал в поршне 4, что прерывает поступление жидкости в цилиндр гидроударной машины (рис. 2, б). Система «клапан 3-поршень 4» опускается

вниз, сжимая пружину 5 до открытия канала «а». При этом жидкость, минуя рабочие камеры гидродвигателя машины, попадает в камеру НПУ. Увеличенный расход жидкости приводит к резкому повышению перепада давления на клапане 10, который, преодолевая сопротивление пружин 14, опускается вниз, закрывая отверстия в ступени 11. За счет возросшего в камере НПУ давления, поршень 7 смещается вдоль штока, открывая каналы «б» для прохода жидкости в керноприемную трубу 13. Затем жидкость через специальный кернорватель в башмаке поступает на забой скважины.

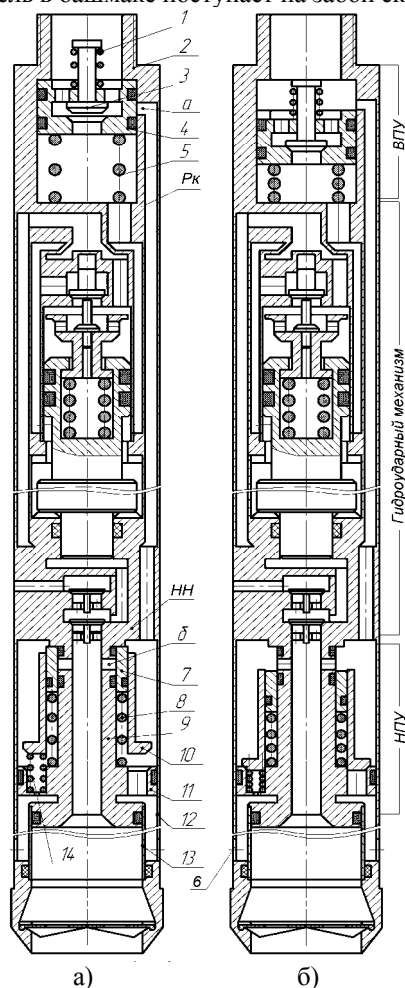


Рис. 2. Схема бурового снаряда ПБС-127: 1,5 – пружина верхнего пускового узла (ВПУ); 2 – переходник; 3 – клапан ВПУ; 4 – поршень ВПУ; 6 – отверстия; 8, 14 – пружины нижнего пускового узла (НПУ); 9 – шток; 10 – клапан НПУ; 11 ступень штока; 12, 13 – наружная и внутренняя трубы колонкового набора; Рк – распределительная коробка гидроударника; НН – нижняя наковальня гидроударника

Для перехода из режима «гидроразрыв» на режим «бурение с отбором керна» снижается подача насоса. Клапана и поршни пусковых узлов возвращаются в исходное положение (рис. 2, а) и жидкость получает доступ в рабочие камеры гидроударника, обеспечивая его запуск и работу.

Несмотря на универсальность рассмотренного ВПУ, обусловленную возможностью многократно изменять режим канализации жидкости через гидро-

ударный механизм в течение цикла проходки заданного интервала скважины, определенные сложности возникли при его настройке.

Для обеспечения надежности срабатывания ВПУ, необходим тщательный подбор суммарной площади сечения каналов «а» с соблюдением условия, чтобы перепад давления в камере над клапаном 3 обеспечивал достаточное усилие для удержания системы «клапан 3 – поршень-седло 4» в верхнем положении при работающем гидроударном механизме:

$$P_3 f_3 < Z_1 \delta_1, \quad (1)$$

где  $P_3$  – перепад давления на клапане 3 при максимальном расходе жидкости  $Q_1$  на привод гидроударного механизма;  $f_3$  – площадь клапана 3;  $Z_1$  – жесткость пружины 1;  $\delta_1$  – предварительная деформация пружины 1.

Одновременно должно быть выполнено условие сохранения исходного положения поршня 4:

$$P_3 f_4 < Z_5 \delta_5, \quad (2)$$

где  $f_5$  – площадь поршня 5;  $Z_5$  – жесткость пружины 5;  $\delta_5$  – предварительная деформация пружины 5.

Особенностью технологии проходки скважины, в зависимости от геологического разреза, является то, что рабочие параметры гидроударника на интервале бурения либо форсируются, либо уменьшаются. При этом заданный режим работы машины обеспечивается изменением подачи жидкости в нагнетательный трубопровод.

Для предотвращения непроизвольного включения ВПУ в процессе пробоотбора необходима достаточная разница расходов жидкости для режима гарантированного гидроразмыва пород ( $Q_2$ ) и рабочего режима работы гидроударника ( $Q_1$ ). Как показал производственный эксперимент, для принятого исполнения ВПУ эта разность должна находиться в пределах 220-250 л/мин. Учитывая ограниченные размеры камер ВПУ подбор силовых характеристик возвратных пружин при настройке ВПУ одновременно требовал изменения соотношений размеров сечений перепускных окон площадей клапана и поршня.

Поэтому было принято решение использовать ВПУ с внешним управлением, с реализацией в нем изменения канализации жидкости только в одном направлении, заключающемся в смене режима «гидроразрыв интервала» на режим «бурение с отбором керна».

Все элементы нового ВПУ (рис. 3) размещаются в цилиндре переходника 2, в котором помещен поршень 3, зафиксированный в корпусе переходника шпильками 1.

Для запуска гидроударной машины при работе в режиме отбора керна (рис. 3, б), в нагнетательную линию сбрасывается шарик 5. После посадки шарика в седло поршня 3 в нагнетательном трубопроводе повышается давление, сила которого обеспечивает срез шпильки 1. Поршень опускается вниз до упора в пробку 6, перекрывая канал «в». Одновременно боковые окна «а» поршня 3 совмещаются с камерой «б», через которые жидкость направляется по каналам рас-

пределительной коробки «Рк» в цилиндр гидроударника.

Несмотря на то, что такая конструкция гарантировано исключает произвольное срабатывание ВПУ, эксплуатационно-технические показатели бурения значительно ухудшились. Монтаж ВПУ оказался сложным с точки зрения количества вспомогательных операций при перезарядке узла. Возвращение ВПУ в исходное положение (рис. 3, а), соответствующее режиму гидроразмыва осадков, возможно только после подъема установки для перезарядки узла (извлечение шарика, подъем и шплинтовка поршня). Кроме того, для сброса шарика в нагнетательный шланг, напорная линия обвязки бурового насоса дополнительно оснащается питателем.

По хронометражным данным, полученным при проведении инженерно-геологических изысканий на площадке постановки МСП и трассе трубопровода на Восточно-Казантипском месторождении природного газа в Азовском море (2001 г.), время на подготовку бурового снаряда к очередному спуску за счет увеличенной трудоемкости перезарядки ВПУ и питателя возросло более чем на 20% [3].

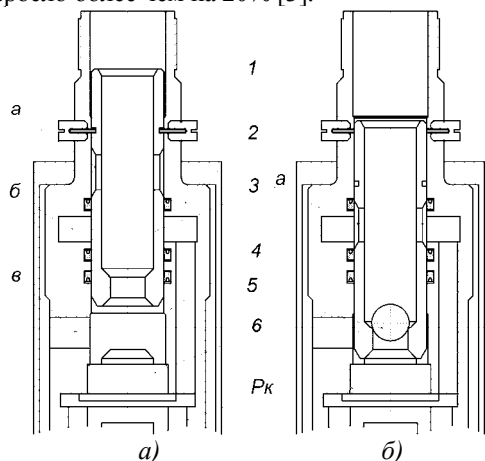


Рис. 3. Схема ВПУ с разовым запуском гидроударного механизма: 1 – шплинт; 2 – переходник; 3 – поршень; 4 – цилиндр-распределитель; 5 – шарик; 6 – пробка; Рк – распределительная коробка гидроударника

Такое исполнение ВПУ оправдано с точки зрения их разового использования на одном рейсе гидроразмыва. Однако при многорейсовом бурении скважины, а также с целью исключения многоэлементности напорной линии и снижения потерь времени на перезарядку узла целесообразно разрабатывать ВПУ, который структурно являлся бы элементом бурового снаряда и работал в автоматическом режиме взвода с дистанционным включением в нужный режим работы, за счет увеличения подачи жидкости в нагнетательную линию. С этой точки зрения ранее рассмотренная принципиальная схема ВПУ (рис. 2) имеет преимущества по сравнению с ВПУ, который работает по схеме однократного изменения режима канализации жидкости на интервале бурения (рис. 3).

Поэтому более предпочтительной является конструкция ВПУ, схема которого представлен на (рис. 4). Здесь использован распределительный узел клапанно-

золотникового типа. Основным элементом ВПУ является подпружиненный клапан 2, который, при работающем гидроударнике, перекрывает радиальные каналы «а» в штоке 5, разделяя зону высокого давления (рабочую камеру цилиндра гидроударника) с зоной низкого давления (полости и каналы выхода отработанной в гидроударнике жидкости в скважину).

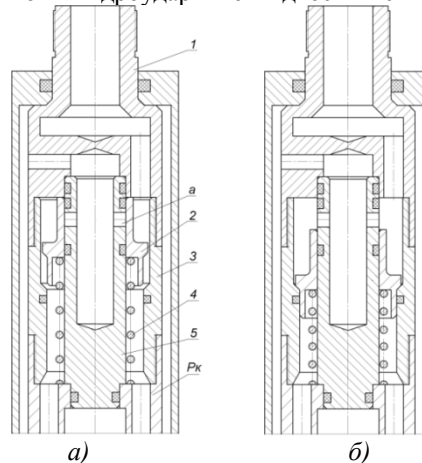


Рис. 4. Схема ВПУ с клапанно-золотниковым распределительным узлом: 1 – переходник; 2 – клапан; 3 – корпус; 4 – пружина; 5 – шток; Рк – распределительная коробка гидроударника

Срабатывание узла для оперативной смены способа бурения, обеспечивается увеличением расхода жидкости и достигается с помощью регулировочного вентиля, которым традиционно оборудуется нагнетательная линия обвязки насоса.

Повышенный расход жидкости обуславливает рост перепада в камерах ВПУ, что приводит к смещению клапана вниз (рис. 4, б). При посадке клапана 2 в седло, выполненного в корпусе 3 одновременно открываются радиальные окна «а» штока 5. Поток жидкости через радиальный канал переходника 1 свободно проходит по кольцевому сечению гидроударника и каналы нижней наковальни, в камеру НПУ. После закрытия пускового клапана НПУ (рис. 2, б) жидкость направляется внутрь колонковой трубы.

В исходное состояние (рис. 4, а) клапан 2 возвращается пружиной 4 при снижении подачи жидкости в напорную линию.

За почти десятилетний опыт применения многофункциональных гидроударных буровых снарядов реально оценены также и эксплуатационные показатели второго важного элемента ПБС - нижнего пускового узла. Выявлены дополнительные возможности НПУ, впоследствии реализованные за счет совершенствования его конструкции, что в значительной мере повысило надежность и упростило технологию его применения.

В первое время при эксплуатации НПУ, выполненного по схеме, представленной на рис. 2 возникали затруднения при его настройке. Из-за необходимости подбора параметров пружин для заданного расхода жидкости процесс регулирования НПУ усложнялся, прежде всего, необходимостью комплексного учета, по крайней мере, двух условий.



С одной стороны, функции НПУ в выбранном диапазоне расхода жидкости выполняются при условии, когда суммарное усилие пружин 14 превышает силу  $P_{10}f_{10}$ , обусловленную перепадом давления на клапане 10 при максимальном расходе жидкости на привод гидроударника ( $Q_1$ ). При увеличении расхода до величины, обеспечивающей размыв осадков ( $Q_2$ ), сила  $P'_{10}f_{10}$ , эквивалентная гидравлическим сопротивлениям и скоростному напору на клапан 10 при  $Q_2$ , должна преодолеть усилие комплекта пружин 14, равное  $nZ(S_{10} + \delta_{10})$ , т.е.

$$P'_{10}f_{10} \geq nZ_{14}(S_{10} + \delta_{10}) > P_{10}f_{10}, \quad (3)$$

где  $P_{10}$  - давление в камере НПУ на клапан 10 при  $Q_1$ ;  $f_{10}$  - площадь клапана 10;  $n$  и  $Z_{14}$  - количество и жесткость пружин 14;  $P'_{10}$  - давление в камере НПУ на клапан 10 при  $Q_2$ ;  $S_{10}$  - ход клапана 10;  $\delta_{14}$  - предварительный натяг пружин 14.

С другой стороны выбор силовых параметров пружины 8 обуславливается условием возврата поршня 7 при снижении расхода жидкости до величины  $Q_1$ :

$$Z_8(S_7 + \delta_8) > P_{10}f_{10}, \quad (4)$$

где  $Z_8$  - жесткость пружины 8;  $S_7$  - ход поршня 7;  $\delta_8$  - предварительный натяг пружин 8.

Отмеченные условия подтвердили целесообразность замены общего принципа взаимодействия элементов НПУ путем устранения многоэлементности пускового узла.

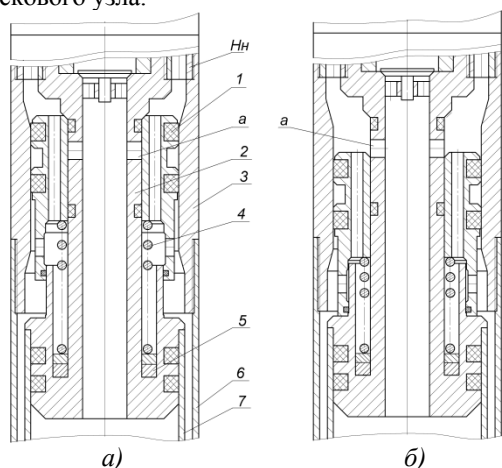


Рис. 5. Схема НПУ с распределительным узлом в виде поршня-золотника: 1 – поршень; 2 – шток; 3 – цилиндр; 4 – пружина; 5 – регулировочные кольца; 6, 7 – наружная и внутренняя трубы колонкового набора; «Нн» - нижняя наковальня гидроударника

В первой серии (по 2 комплекта) ПБС диаметром 127 и 108 мм распределительный узел НПУ выполнен в виде подпружиненного поршня-золотника (рис. 5). В этой конструкции функции НПУ в выбранном диапазоне расхода жидкости выполняются при условии:

$$Z_4\delta_4 > P_1f_1, \quad (рис.5, а) \quad (5)$$

$$P'_1f_1 \geq Z_4(S_1 + \delta_4), \quad (рис.5, б) \quad (6)$$

где:  $P'_1, P_1$  - перепад давления на поршне 1 при соответствующем расходе жидкости -  $Q_2$  или  $Q_1$ ;  $f_1$  - площадь поршня 1;  $Z_4$  - жесткость пружины 4;  $\delta_4$  - предварительный натяг пружины 4;  $S_1$  - рабочий ход поршня 1 до полного открытия окон «а».

Получение рабочего диапазона расхода жидкости для срабатывания НПУ практически ограничивается подбором необходимого значения  $\delta_4$ , с помощью регулировочных колец 5.

Анализ промышленных материалов применения такого НПУ при бурении скважины глубиной 80 м с СПБУ «Сиваш» (2008 г) показал, что принятая конструкция устройства в значительной степени упрощает настройку и обеспечивает высокую надежность срабатывания узла. Вместе с тем, переключение узла в режим гидроразрыва пород, требует формирование в его камере повышенного перепада давления жидкости вследствие увеличенного хода закрытия окон «а» и присутствия дополнительных сопротивлений перемещению поршня одновременно скользящего по трем уплотненным поверхностям.

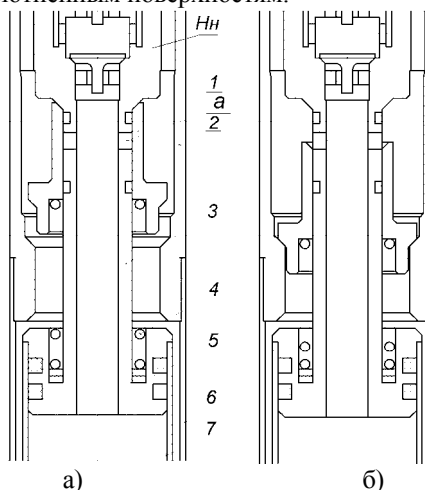


Рис. 6. Схема НПУ с клапанно-золотниковым распределительным узлом:

1 – клапан; 2 – цилиндр; 3 – шток; 4 – пружина; 5 – регулировочные кольца; 6, 7 – наружная и внутренняя трубы колонкового набора; «Нн» - нижняя наковальня гидроударника;

а) – исходное положение элементов НПУ при работающем гидроударнике; б) – положение элементов НПУ при работе в режиме гидроразрыва пород

Кроме того, наличие значительного столба жидкости (более 30 м) в бурительной колонне усложняло возврат поршня в исходное положение (при переходе на режим отбора керна). Фаза перемещения поршня вверх выполнялась только при выключенном буровом насосе с выжиданием 2-4 мин.

Перечисленные недостатки в значительной мере устранены в НПУ с клапанно-золотниковым распределительным узлом (рис. 6). При этом выполнено условие унификации конструкции, условий настройки,

принципа работы и технологии применения НПУ и ВРУ, изготовленного по схеме (рис. 4.)

Приведенные примеры клапанны-золотниковых пусковых узлов применены в установках УМБ-М, которые в 2008-2009 г.г. переданы морским организациям ЗАО «Рамона» (Россия) и DMIGE. Ltd (Vietnam) для эксплуатации на морях Дальнего Востока и Юго-Восточной Азии.

Одновременно этап модернизации прошли погружные буровые снаряды установок УМБ-130М, использующиеся в системе ГАО «Черноморнефтегаз (Украина).

### Список литературы

1. Калиниченко О. И., Каракозов А. А., Зыбинский П. В. Новые технические средства и технология поинтервального бурения инженерно-геологических скважин на шельфе//Труды ДонГТУ. Серия горно-геологическая. – Донецк. – 2001. - Вып. 36. - С. 144-148.

УДК 624.04

Ф.Л. Шевченко, Ю.В. Петтик

### ДИНАМИКА БУРОВОГО СТАВА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ РТБ ПРИ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЯХ

Розглянуто динамічні процеси що відбуваються під дією ротора і бурильної колони.

Рассмотрены динамические процессы проходящие под действием ротора и бурильной колонны.

*The dynamic processes in the drill column under drill-string running and borehole rotor planting are presented. The calculations are based on wave theory of longitudinal oscillations of the systems this distributed parameters*

Горная промышленность Украины остро нуждается в шахтных стволах и воздухоподающих скважинах большого диаметра без проходки которых невозможна нормальная работа шахт и добыча полезных ископаемых.

В условиях Донбасса для проходки стволов широко используются специальные способы бурения. Одним из таких способов бурения является бурение с использованием реактивно-турбинных агрегатов (РТБ).

Бурение и спуско-подъемные операции сопровождаются динамическими процессами, такими как продольные и крутильные колебания и удары, поперечные, параметрические и автоколебания и др. Зная механизм и закономерности их развития можно оптимизировать процесс бурения, повысить долговечность и надежность оборудования.

До настоящего времени нет единого общетеоретического и системного подхода к изучению динамических процессов в буровых системах с агрегатами РТБ, что приводит к нерациональным режимным параметрам, недопустимым режимам эксплуатации. Это способствует поломкам оборудования и серьезным авариям.

2. Калиниченко О. И., Каракозов А. А., Зыбинский П. В. Разработка погружных гидроударных снарядов для бурения подводных разведочных скважин со специализированных плавсредств. //Сб. научн. трудов. – Киев: ИСМ им. В. Н. Бакуля НАН Украины, 2005. – Вып.8. с. 92-95.

3. 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.

4. Неудачин Г. И., Коломоец А. В., Калиниченко О. И. Опыт применения погружных гидровибрационных буровых установок для взятия проб донных отложений на шельфе морей Дальнего Востока // Техн. и технол. геол.-развед. работ; орг. произ-ва. Экспресс-информация / ВИЭМС. –М., 1977.- №5. - С.1 - 11.

5. Применение погружных автономных установок для однорейсового бурения подводных скважин /Калиниченко О. И., Коломоец А. В., Квашин Е. В. и др. // Техн. и технол. геол.развед. работ; орг.пр-ва: Обзор /ВИЭМС. –М.,1988.-Вып.2. - 46 с.

Конструкция бурового става, включая агрегат РТБ, представляет из себя сложную стержневую систему с распределенными параметрами и дискретными массами. Это усложняет изучение напряженно-деформированного состояния бурового става установки.

Целью данной работы является изучение напряженно-деформированного состояния бурового става буровой установки РТБ при его наращивании во время спуска в скважину или демонтаже при подъеме. При этом буровой став с определенной скоростью ударяет замком о монтажную платформу или ротор в связи с чем возникают дополнительные динамические напряжения в сечениях трубы, которые нужно учитывать вместе со статическими напряжениями.

Трубный став с погонной массой  $m$  и сосредоточенными массами  $M$  представляет систему с распределенными параметрами, расчет которой производится на основании волнового уравнения. Решая это уравнение методом начальных параметров, можно получить уравнение движения сечений трубы при ее колебаниях в виде

$$u(x, t) = \sum_{i=1}^{\infty} u_i(x) \sin \omega_i t,$$

где  $u_i(x)$  – уравнение деформированного состояния стержня при  $i$ -й форме колебаний, а  $\omega_i$  – частота собственных колебаний.

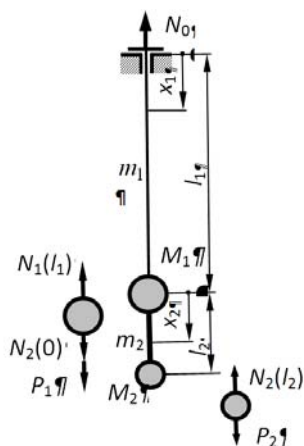


Рис. 1. Расчетная схема бурового става

Уравнение деформированного стержня можно представить в начальных параметрах [1]

$$u(x) = u_0 \cos kx + \frac{N_0}{kEF} \sin kx, \quad (1)$$

где  $u_0$  – линейное перемещение, а  $N_0$  – продольное усилие сечения стержня в начале координат.

Если с использованием граничного условия один начальный параметр выразить через другой, то уравнение деформированного стержня можно представить в собственных функциях  $X(x)$ , определяющих главные формы колебаний

$$u(x) = \sum C_i X_i(x).$$

Расчетная схема (рис. 1) рассматриваемого става буровой установки РТБ представляет стержень ступенчато-переменного сечения с площадью поперечного сечения  $F_1$  и погонной массой  $m_1$  на участке буровой трубы и площадью  $F_2$  с погонной массой  $m_2$  на участке турбобуров. На границе участков имеется сосредоточенная масса  $M_1$  утяжелителя с траверсой для крепления турбобуров. В нижнем сечении бурового става находится масса режущего инструмента  $M_2$ ,

В начале координат верхнего участка при посадке трубного става на платформу перемещение  $u_0 = 0$ , а продольное усилие  $N_0$  определяет уравнение перемещений сечений (1)

$$\begin{aligned} u_1(x_1) &= \frac{N_0}{k_1 EF_1} \sin k_1 x_1 = \frac{N_0 l_1}{\lambda_1 EF_1} \sin k_1 x_1 = \\ &= \frac{N_0 l_1}{\lambda_1 EF_1} X_1(x_1) = C_0 X_1(x_1) \end{aligned}$$

Отсюда дифференцированием получаем уравнение продольных усилий

$$N_1(x_1) = EF_1 u_1'(x_1) = N_0 \cos k_1 x_1.$$

В конце этого участка от сосредоточенной массы  $M_1$  возникает сила инерции

$$P_1 = -M_1 \ddot{u}_1(l_1) = M_1 \omega^2 u_1(l_1).$$

Так как частота собственных колебаний произвольной формы

$$\omega = k \sqrt{\frac{EF}{m}}, \quad (2)$$

то сила инерции

$$P_1 = M_1 \frac{k_1^2 EF_1}{m_1} u_1(l_1) = \xi_1 \lambda_1 k_1 EF_1 u_1(l_1).$$

Эта сила определяет скачок в усилиях  $N_1$  на границе участков, т.е.

$$N_2(0) = N_1(l_1) - P_1 = N_0 \cos \lambda_1 - \xi_1 \lambda_1 k_1 EF_1 \cdot \frac{N_0}{k_1 EF_1} \sin \lambda_1,$$

$$\text{где } \xi_1 = \frac{M_1}{m_1 l_1}, \quad \lambda_1 = k_1 l_1.$$

Принимая это усилие  $N_2(0)$  и перемещение  $u_2(0) = u_1(l_1)$  за начальные параметры нижнего участка бурового става, получим уравнение перемещений сечений стержней турбобуров (1) в следующем виде:

$$\begin{aligned} u_2(x_2) &= \frac{N_0}{k_1 EF_1} \sin \lambda_1 \cdot \cos k_2 x_2 + \\ &+ N_0 \cos \lambda_1 \cdot \sin k_2 x_2 - \\ &- \frac{k_1 F_1}{k_2 F_2} \xi_1 \lambda_1 \frac{N_0}{k_1 EF_1} \sin \lambda_1 \cdot \sin k_2 x_2 = \\ &= \frac{N_0}{k_1 EF_1} \left[ \sin \lambda_1 \cdot \cos k_2 x_2 + \frac{k_1 F_1}{k_2 F_2} (\cos \lambda_1 - \xi_1 \lambda_1 \sin \lambda_1) \sin k_2 x_2 \right] = \\ &= \frac{N_0}{k_1 EF_1} X_2(x_2) \end{aligned} \quad (3)$$

Таким образом, собственные функции  $X_1(x_1)$  и  $X_2(x_2)$  для обоих участков определены.

Если на трубных ставах нет дополнительных распределенных нагрузок, то  $m = F\gamma$  и тогда из равенства частот двух произвольных форм колебаний (2) получим равенство волновых чисел  $k$ . В таком случае вид собственных функций упрощается:

$$\begin{aligned} X_1(x_1) &= \sin kx, \\ X_2(x_2) &= \sin \lambda_1 \cdot \cos kx + \frac{m_1}{m_2} (\cos \lambda_1 - \xi_1 \lambda_1 \sin \lambda_1) \sin kx. \end{aligned} \quad (4)$$

Отсюда дифференцированием по  $z = kx$  найдем первые производные от этих функций:

$$\begin{aligned} X_1'(x_1) &= \frac{dX_1}{dz_1} = \cos kx_1, \\ X_2'(x_2) &= \frac{dX_2}{dz_2} = -\sin \lambda_1 \sin kx_2 + \frac{m_1}{m_2} (\cos \lambda_1 - \xi_1 \lambda_1 \sin \lambda_1) \cos kx_2. \end{aligned} \quad (5)$$

Дифференцированием (3) находим уравнение продольных усилий на нижнем участке бурового става

$$N_2(x_2) = EF_2 u_2'(x_2) = -\frac{m_2}{m_1} \left[ \sin \lambda_1 \sin kx_2 - \frac{m_1}{m_2} (\cos \lambda_1 - \xi_1 \lambda_1 \sin \lambda_1) \cos kx_2 \right] N_0$$

а конце нижнего участка от массы  $M_2$  возникает сила инерции

$$P_2 = M_2 \omega^2 u_2(l_2) = M_2 \frac{k^2 EF_2}{m_2} \frac{N_0}{kEF_1} \left[ \sin \lambda_1 \cos \lambda_2 + \frac{F_1}{F_2} (\cos \lambda_1 - \xi_1 \lambda_1 \sin \lambda_1) \sin \lambda_2 \right]$$

Из условия равновесия нижней массы, т.е.  $N_2(l_2) = P_2$ , получаем частотное уравнение

$$-\frac{m_2}{m_1} \sin \lambda_1 \sin \lambda_2 + (\cos \lambda_1 - \xi_1 \lambda_1 \sin \lambda_1) \sin \lambda_2 = -\xi_2 \lambda_2 \frac{m_2}{m_1} \sin \lambda_1 \cos \lambda_2 + \xi_1 \lambda_1 (\cos \lambda_1 - \xi_1 \lambda_1 \sin \lambda_1) \sin \lambda_2$$

$$\text{tg } \lambda_2 = \frac{1 - \xi_1 \lambda_1 \text{tg } \lambda_1 - \frac{m_2}{m_1} \xi_2 \lambda_2 \text{tg } \lambda_1}{\frac{m_2}{m_1} \text{tg } \lambda_1 + \xi_2 \lambda_2 \text{tg } \lambda_1 (1 - \xi_1 \lambda_1 \text{tg } \lambda_1)}$$

В системах с распределенными параметрами собственные функции ортогональны с весом  $\rho(x)$ , т.е. свойство ортогональности  $\int_l X_m(x) X_n(x) dx = 0$

дополняется весовой функцией:  $\int_l \rho(x) X_m(x) X_n(x) dx = 0$ .

Весовую функцию можно определить из теоремы Бетти. Для этого приравниваем работу динамических сил  $(m(x)\omega_m^2 X_m(x) dx, M\omega_m^2 X_m(l))$  первого состояния на соответствующих перемещениях  $X_n(x)$  и  $X_n(l)$ , взятых из второго состояния  $X_n(x)$  и  $X_n(l)$ , и работу сил второго состояния  $(m(x)\omega_n^2 X_n(x) dx, M\omega_n^2 X_n(l))$  на перемещениях  $X_m(x)$  и  $X_m(l)$ , взятых из первого состояния, т.е. (рис. 2):

$$\int_l m(x)\omega_m^2 X_m(x) X_n(x) dx + M\omega_m^2 X_m(l) X_n(l) = \int_l m(x)\omega_n^2 X_n(x) X_m(x) dx + M\omega_n^2 X_n(l) X_m(l).$$

Так как частоты колебаний двух несовпадающих форм колебаний не одинаковы, т.е.  $\omega_m \neq \omega_n$ , то из равенства работ получим [2]

$$\int_l m(x) X_n(x) X_m(x) dx + M X_n(l) X_m(l) = 0.$$

Отсюда получаем весовую функцию  $\rho(x) = m(x) + M\delta(x-l)$ . Так как по длине участка  $m = \text{const}$ , то весовая функция принимает вид

$$\rho(x) = m(1 + \xi l \delta(x-l)).$$

Здесь  $\delta(x-l)$  - дельта-функция Дирака, определяющая положение сосредоточенной массы.

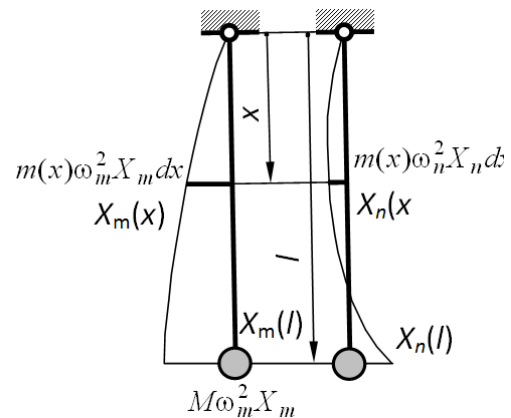


Рис. 2. К теореме Бетти

Зная собственные функции и весовые функции по участкам стержня, можно решить конкретную задачу на удар бурового става о монтажную площадку.

Начальное условие такой задачи требует наличие скорости движения  $v$  по всей длине става, кроме сечения в начале координат верхнего участка.

Из уравнения движения сечений буровой трубы  $u(x,t) = u(x) \sin \omega t = C X(x) \sin \omega t$  находим скорость движения сечений  $\dot{u}(x,t) = C \omega X(x) \cos \omega t$  и начальное условие (при  $t = 0$ ) принимает вид:  $C \omega X_m(x_1) = v e(-x_1)$ .

Следуя схеме Фурье, начальное условие нужно умножить на собственную функцию  $X_n(x)$  несомпадающего порядка  $X_n(x)$ , вес  $\rho(x)$  и проинтегрировать полученное равенство по длине стержня:

$$C \sum_{i=1}^{\infty} \int_l \omega_i X_m(x) X_n(x) \rho(x) dx = v \sum_l \int_l e(-x_1) X(x) \rho(x) dx,$$

$$C \omega \left[ \int_0^{l_1} (1 + \xi_1 l_1 \delta(x_1 - l_1)) X_{1m}(x_1) X_{1n}(x_1) dx_1 + \int_0^{l_2} (1 + \xi_2 l_2 \delta(x_2 - l_2)) X_{2m}(x_2) X_{2n}(x_2) dx_2 \right] = v \left[ \int_0^{l_1} e(-x_1) (1 + \xi_1 l_1 \delta(x_1 - l_1)) X_1(x_1) dx_1 + \int_0^{l_2} (1 + \xi_2 l_2 \delta(x_2 - l_2)) X_2(x_2) dx_2 \right] \quad (6)$$

Интегралы левой части этого равенства приводят к квадрату нормы собственных функций, а именно:

$$\int_0^{l_1} (1 + \xi_1 l_1 \delta(x_1 - l_1)) X_{1m}(x_1) X_{1n}(x_1) dx_1 + \frac{m_2}{m_1} \int_0^{l_2} (1 + \xi_2 l_2 \delta(x_2 - l_2)) X_{2m}(x_2) X_{2n}(x_2) dx_2 =$$

$$= \int_0^{l_1} X_{1m}(x_1) X_{1n}(x_1) dx_1 + \int_0^{l_1} X_1^2(x_1) dx_1 + \xi_1 l_1 X_{1m}(l_1) X_{1n}(l_1) + \xi_1 l_1 X_1^2(l_1) +$$

$$+ \frac{m_2}{m_1} \left[ \int_0^{l_2} X_{2m}(x_2) X_{2n}(x_2) dx_2 + \int_0^{l_2} X_2^2(x_2) dx_2 + \xi_2 l_2 X_{2m}(l_2) X_{2n}(l_2) + \xi_2 l_2 X_2^2(l_2) \right].$$

Здесь сумма подчеркнутых слагаемых по участкам стержня равна нулю по определению ортогональности собственных функций с весом, а сумма оставшихся слагаемых определяет квадрат нормы

$$\Delta_n^2 = \int_0^{l_1} X_1^2(x_1) dx_1 + \xi_1 l_1 X_1^2(l_1) + \frac{m_2}{m_1} \left[ \int_0^{l_2} X_2^2(x_2) dx_2 + \xi_2 l_2 X_2^2(l_2) \right]. \quad (7)$$

Входящие сюда интегралы вычисляются по известным формулам [3]

$$\int_0^l X^2(x) dx = \frac{1}{2k} \left[ kx(X^2 + (X')^2) - XX' \right] \Big|_0^l. \quad (12)$$

С учетом собственных функций (4) и их производных (5) с использованием (8) получим квадрат нормы (7)

$$\Delta_n^2 = \frac{l_1}{2} \left[ 1 - \frac{1}{2\lambda_1} \sin 2\lambda_1 + \frac{m_2}{m_1} \left[ X_2^2(l_2) + (X_2'(l_2))^2 - \frac{1}{\lambda_2} (X_2(l_2) X_2'(l_2) - X_2(0) X_2'(0)) \right] \right] =$$

$$= \frac{l_1}{2} \bar{\Delta}_n^2$$

Интегрируя правую часть условия (10), найдем

$$\frac{v}{k} \left[ \frac{m_2}{m_1} \sin \lambda_1 \sin \lambda_2 + (\cos \lambda_1 - \xi_1 \lambda_1 \sin \lambda_1)(1 - \cos \lambda_2) + \xi_2 \lambda_2 X_2(l_2) \right] = \frac{v}{k} \Phi$$

Теперь из начального условия (6) находим амплитудное значение перемещения

$$C = \frac{2v\Phi}{\omega \lambda_1 \Delta_n^2} = \frac{2v\Phi}{\lambda_1^2 \bar{\Delta}_n^2} \sqrt{\frac{m}{EF}}$$

Следовательно, уравнение движения сечений на верхнем участке бурового става имеет вид

$$u(x, t) = 2vl \sqrt{\frac{m}{EF}} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{\lambda_n^2} \frac{\Phi_n}{\Delta_n^2} \sin k_n x \cdot \sin \omega_n t,$$

а напряжения

$$\sigma(x, t) = 2E \frac{v}{c} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{\lambda_n} \frac{\Phi_n}{\Delta_n^2} \cos k_n x \cdot \sin \omega_n t,$$

здесь  $c = \sqrt{EF/m}$  - скорость волны деформаций.

К этому решению нужно добавить расчет бурового става на внезапное приложение его веса.

Следует предположить, что в связи с небольшой длиной турбобуров можно рассматривать буровой став с одним участком, прибавив к массе утяжелителя  $M_1$  массу турбобуров и режущего инструмента.

В такой упрощенной схеме стержня с погонной массой  $m$  и сосредоточенной массой  $M$  спектр частот собственных колебаний будет определяться формулой

$$\xi \lambda \cdot \operatorname{tg} \lambda = 1,$$

а напряжения вычисляются по формуле [1]

$$\sigma(x, t) = 2E \frac{v}{c} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{\lambda_n} \cdot \frac{\cos k_n x}{1 + \xi \sin^2 \lambda_n} \sin \omega_n t +$$

$$+ 2 \frac{Mg}{F} \sum_{n=1}^{\infty} \left[ \frac{\sin \lambda_n \cos k_n x}{\lambda_n (1 + \xi \sin^2 \lambda_n)} + \frac{ml}{M} \cdot \frac{1 - \cos \lambda_n}{\lambda_n^2 (1 + \xi \sin^2 \lambda_n)} \cos k_n x \right] (1 - \cos \omega_n t) \quad (9)$$

Решение указанного уравнения (9) выполним для буровой установки РТБ-3200 с параметрами: забойного агрегата  $M_1 = 3 \cdot 10^4$  кг; погонная масса бурильной трубы  $m_1 = 35$  кг/м. Геометрические параметры: площадь поперечного сечения бурильной трубы (при наружном диаметре 168 мм и толщине стенки  $t = 9$  мм)  $F_1 = 4,495 \cdot 10^{-3}$  м<sup>2</sup>. Глубина бурения  $l_1$  - переменная величина, изменялась от 30 до 800 м.

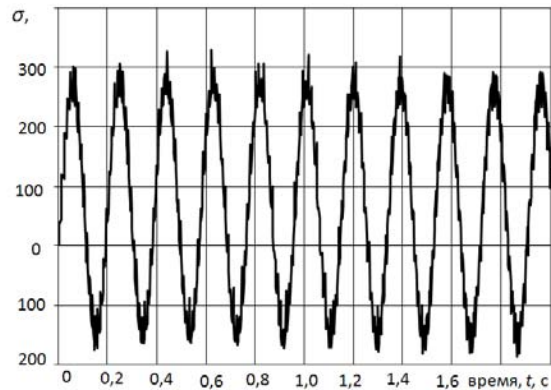


Рис. 3. Изменение суммарных напряжений в буровой колонне в верхнем сечении ( $x=0$  м) при ее падении на ротор с высоты 0,015 м при  $l_1 = 30$  м

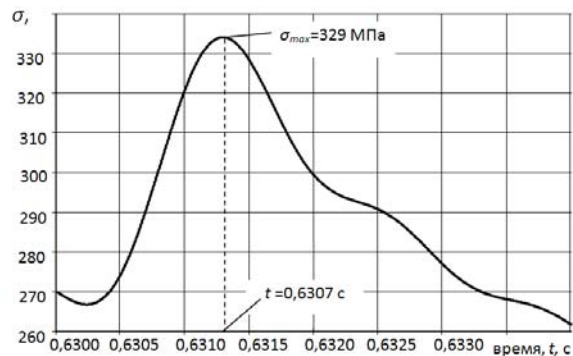


Рис. 4. Определение времени наступления максимальных суммарных напряжений в буровой колонне

При исследовании зависимости (9) суммарных напряжений при ударе от длины бурового става установлено, что с ростом длины напряжения при ударе монотонно снижаются. Так, например при  $l_1 = 30$   $\sigma_{max} = 329$  МПа, а при  $l_1 = 800$   $\sigma_{max} = 270$  МПа. Поэтому все дальнейшие вычисления будем производить для данной длины бурового става.

На рис. 5 приведена закономерность изменения суммарных напряжений в верхнем сечении бурового става при длине бурового става в зависимости от скорости (м/с) падения бурового става график 1 и от высоты (м) падения бурового става график 2 для времени  $t = 0,6307$  с после удара.

Так, на рис. 3 приведен график, показывающий изменения суммарных напряжений во времени в буровой колонне (в течение 2-х первых секунд) после удара для глубины бурения  $l_1 = 30$  м в верхнем сече-

нии ( $x = 0$  м) при ее падении на ротор с высоты 0,015 м.

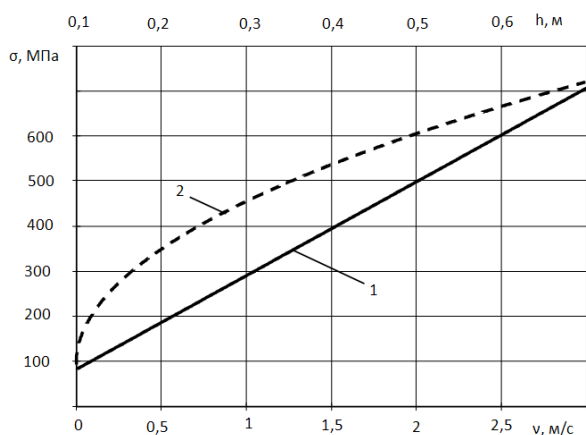


Рис. 5. Зависимость суммарных напряжений в верхнем сечении бурового става:

- 1 - от скорости (м/с) падения бурового става;  
2 - от высоты (м) падения бурового става

УДК 622.23:536.24

А.А. Кожевников, С.В. Гошовський, А.Ю. Дреус, И.И. Мартыненко

## ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА МОДЕЛЕЙ БУРОВЫХ КОРОНОК НА ОСНОВЕ ФИЗИЧЕСКОГО И ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Наведено данні експериментального та теоретичного дослідження процесу нагріву моделі бурової коронки. Отримані результати свідчать про можливість використання запропонованих авторами розрахункових методик для визначення температурного режиму алмазних коронок під час буріння свердловин.

Представлены данные экспериментального и теоретического исследований процесса нагрева модели буровой коронки. Полученные результаты свидетельствуют о возможности использования предложенных авторами расчетных методик для определения температурного режима алмазных коронок при бурении скважин.

The data of experimental and theoretical researches of the heat up process for models core bits are present. These results are testifying that author's method for calculation of the drilling temperature regime is well.

**Введение.** Прогнозирование теплового состояния буровых коронок при бурении скважин является важной задачей с точки зрения выбора рациональных ресурсосберегающих режимов технологического процесса. Известные методики расчета процесса нагрева коронок при бурении, обзор которых выполнен в [1], различны по полноте учета определяющих тепловое состояние факторов и используемых физических допущений. Это приводит к неоднозначным результатам по расчету температуры коронок для одних и тех же условий. Однако дать точную оценку погрешности расчета на основе приведенных в литературе экспериментальных результатов не представляется возможным в связи с отсутствием данных по тем или иным характеристикам (насыщенности алмазами, режимных параметров, данных по условиям промывки и др.) в каждом конкретном случае. В ра-

боте [2], показано, что такие параметры могут оказывать существенное влияние на интенсивность теплообмена. Разработка и внедрение в практику новых технологий бурения [3], когда условия теплообмена породоразрушающего инструмента с очистным агентом значительно усложняются, обуславливают повышенные требования к точности методик расчета температурного режима буровых коронок.

На рис. 4 приведено поведение суммарных напряжений в буровой колонне, вычисленных по формуле (9), в диапазоне времени 0,6300...0,6330 с, которые составили  $\sigma_{\max} = 329$  МПа.

Таким образом, использование приведенной методики расчета максимальных суммарных (динамических и статических) напряжений позволяет определять напряженно-деформированное состояние бурового става при спуско-подъемных операциях. Указанные рекомендации переданы в ГХК «Спецшахтобурение» для использования на буровых участках.

### Список литературы

1. Шевченко Ф.Л. Будівельна механіка. Спеціальний курс. Динаміка пружних стержневих систем. - Донецьк: РІА ДонНТУ, 2000. - 292 с.
2. Прочность, устойчивость, колебания: Справочник в трех томах. Том 3. Под ред. д-ра техн. наук И.А. Биргера и чл.-корр. АН Латвийской ССР Я.Г. Пановко. - М.: Изд. Машиностроение, 1988. - 567 с.
3. Тимошенко С.П. Колебания в инженерном деле. - М.: Наука, 1967. - 444 с.

при бурении по сравнению с ранее предложенными методиками.

Следует заметить, что проведение экспериментальных работ по исследованию температурных режимов непосредственно на алмазных буровых коронках является достаточно дорогостоящим, и сопряжено с рядом технических трудностей. Необходимо также, чтобы каждый эксперимент был повторен не менее трех раз, что приводит к еще большему удорожанию исследований. В Национально горном университете были выполнены экспериментальные исследования температуры на торце макетов стальных термомеханических коронок (ТМКС), использование которых позволяет смоделировать условия генерирования тепловой энергии трения на забое скважины при бурении. С использованием таких моделей были выполнены замеры температуры на торце при работе коронки.

**Целью работы** является сравнительный анализ результатов экспериментального и теоретического исследования температуры на торце моделей буровых коронок и, таким образом, верификация предложенной в [1] математической модели.

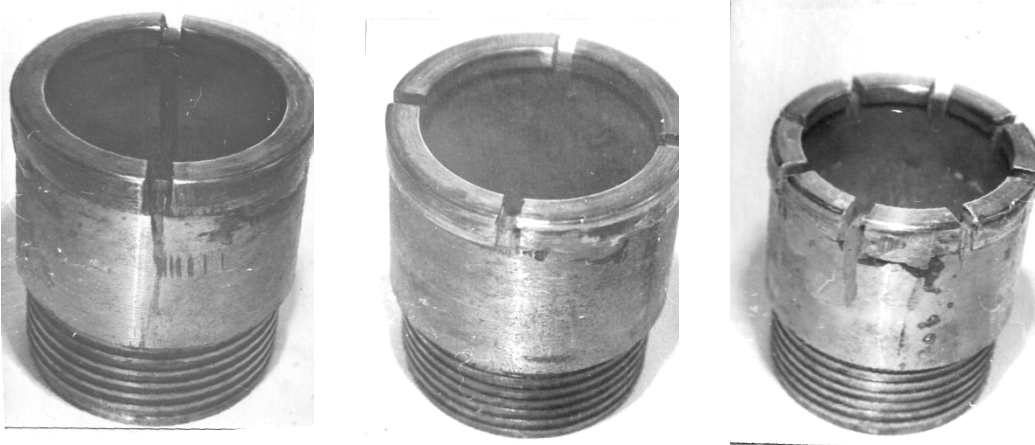
**Методика и результаты исследований.** Для исследования влияния конструктивных параметров породоразрушающих инструментов на процесс теплообразования были изготовлены несколько типов моделей инструментов. Они представляли собой короночные кольца диаметром 73 мм с приваренной матрицей из стали 36Г2С. Модели отличались друг от

друга размером и количеством промывочных каналов. Три модели имели по два промывочных канала шириной по 2, 5, 10 мм и глубиной по 2 и 5 мм, две модели имели по четыре промывочных канала с шириной 5 и 10 мм и глубиной 2 и 5 мм, и одна модель имела 8 промывочных каналов шириной и глубиной равными 5 мм. На рис. представлены модели таких коронок в которых ширина и глубина промывочных каналов одинакова и равны по 5 мм.

Техника и методика экспериментальных исследований представлены в [4]. В экспериментах имитировался процесс бурения в стендовых условиях, но при этом модель коронки осуществляло только трение по поверхности забоя без существенного разрушения породы. Значение температуры фиксировалось с помощью термопары, расположенной в породе в непосредственной близости от поверхности забоя. Поддерживались режимные параметры, соответствующие реальному технологическому процессу: осевое усилие – 700 даН, частота вращения – 281 об/мин, расход промывочной жидкости – 15 л/мин.

Полная определенность параметров эксперимента позволяет выполнить сравнение его результатов с результатами расчета, которые могут быть получены на основе математической модели.

Аналогично подходу принятому в работе [1], при построении математической модели тепловых процессов в теле коронки разделим ее по высот на 3 участка.



а) б) в)  
Рис. Модели коронок  
а) ТМКС-2-5-5; б) ТМКС-4-5-5; в) ТМКС-8-5-5

Первый участок соответствует участку матрицы с торцевыми промывочными каналами, второй участку матрицы с боковыми промывочными каналами, третий участок соответствует корпусу коронки. Каждый участок отличается от других особенностями конструктивного исполнения и, как следствие, различной интенсивностью теплообмена с промывочной жидкостью. Таким образом, стационарное температурное поле по высоте коронки будет описываться следующей системой дифференциальных уравнений

$$\begin{cases} \frac{d^2 t_1}{dx^2} + M_1^2 \cdot t_1 = M_1^2 \cdot t_{жс}, & 0 < x < l_1 \\ \frac{d^2 t_2}{dx^2} + M_2^2 \cdot t_2 = M_2^2 \cdot t_{жс}, & l_1 < x < l_2 \\ \frac{d^2 t_3}{dx^2} + M_3^2 \cdot t_3 = M_3^2 \cdot t_{жс}, & l_2 < x < L \end{cases} \quad (1)$$

где  $t_1, t_2, t_3$  – температура первого и второго участков матрицы, корпуса коронки соответственно (°C);  $l_1, l_2, L$  – границы соответствующих участков;

$$M_1 = \sqrt{\frac{\alpha_1 \Pi_1}{\lambda_m F_1}}, \quad M_2 = \sqrt{\frac{\alpha_2 \Pi_2}{\lambda_m F_2}}, \quad M_3 = \sqrt{\frac{\alpha_3 \Pi_3 + \alpha_4 \Pi_4}{\lambda_k F_3}}$$

где  $\Pi_1$  – суммарный периметр торцевых промывочных каналов (м);  $\Pi_2$  – суммарный периметр боковых промывочных каналов на внутренней и наружной поверхностях матрицы (м);  $\Pi_3, \Pi_4$  – периметры внутренней и наружной поверхностей корпуса (м);  $F_1$  – площадь сечения матрицы за вычетом площади торцевых промывочных каналов (м<sup>2</sup>);  $F_2$  – площадь сечения матрицы за вычетом площади сечения боковых промывочных каналов (м<sup>2</sup>);  $F_3$  – площадь сечения корпуса коронки (м<sup>2</sup>);  $\alpha_1, \alpha_2$  – коэффициенты теплоотдачи в торцевых и боковых промывочных каналах соответственно (Вт/м<sup>2</sup>·°C);  $\alpha_3, \alpha_4$  – коэффициенты теплоотдачи в зазорах между корпусом и керном и корпусом и стенкой скважины (Вт/м<sup>2</sup>·°C),  $\lambda_m, \lambda_k$  – коэффициенты теплопроводности матрицы и корпуса соответственно (Вт/м·°C),  $t_{жс}$  – средняя по высоте коронки температура промывочной жидкости (°C).

Решение системы (1) имеет вид

$$\begin{cases} t_1 = C_1 e^{M_1 \cdot x} + C_2 e^{-M_1 \cdot x} + t_{жс}, & 0 < x < l_1 \\ t_2 = C_3 e^{M_2 \cdot x} + C_4 e^{-M_2 \cdot x} + t_{жс}, & l_1 < x < l_2 \\ t_3 = C_5 e^{M_3 \cdot x} + C_6 e^{-M_3 \cdot x} + t_{жс}, & l_2 < x < L \end{cases} \quad (2)$$

где  $C_1, C_2, C_3, C_4, C_5, C_6$  – постоянные интегрирования, которые находятся из следующих граничных условий.

На торце модели коронки вследствие генерирования тепла трения выполняется граничное условие

$$\lambda_m F_1 \frac{dt_1}{dx} \Big|_{x=0} = -k_p N, \quad (3)$$

где  $N$  – мощность затрачиваемая на забое (Вт),  $k_p$  – коэффициент нагрева коронки, который позволяет уточнить фактическое количество тепла поступающего в тело коронки и определяется

$$k_p = \frac{1}{1 + \frac{\lambda_{II}}{\lambda_m} \sqrt{\frac{a_m}{a_{II}}}},$$

где  $\lambda_{II}, a_{II}$  – коэффициенты теплопроводности (Вт/м·°C) и температуропроводности (м<sup>2</sup>/с) породы;  $a_I$  – коэффициент температуропроводности матрицы (м<sup>2</sup>/с). Значение мощности определялось по формуле

$$N = \mu \pi P n D_k,$$

где  $\mu$  – коэффициент трения пары сталь-гранит;  $P$  – осевое усилие (дан);  $n$  – число оборотов коронки в секунду (с<sup>-1</sup>);  $D_k$  – средний радиус модели коронки, (м).

На границах контакта разных участков коронки ставим условия сопряжения, отображающие условие теплового баланса

$$t_1 \Big|_{x=l_1} = t_2 \Big|_{x=l_1} \quad (4)$$

$$\lambda_m F_1 \frac{dt_1}{dx} \Big|_{x=l_1} = \lambda_m F_2 \frac{dt_2}{dx} \Big|_{x=l_1} - \alpha_1 F_T (t_2 \Big|_{x=l_1} - t_{жс})$$

$$t_2 \Big|_{x=l_2} = t_3 \Big|_{x=l_2}, \quad \lambda_m F_2 \frac{dt_2}{dx} \Big|_{x=l_2} = \lambda_k F_3 \frac{dt_3}{dx} \Big|_{x=l_2} \quad (5)$$

В (4) учитывается теплосъем, осуществляемый с верхней поверхности торцевых промывочных каналов,  $F_T$  – площадь этой теплоотдающей поверхности (м<sup>2</sup>). На свободном торце корпуса, в силу предположенного принятого допущения, принимаем условие

$$\frac{dt_3}{dx} \Big|_{x=L} = 0 \quad (6)$$

Математическая модель (1)–(6) была реализована в виде программы расчета, с помощью которой было выполнено теоретическое исследование температуры коронок. В таблице представлены результаты экспериментальных замеров температуры на торце моделей коронок и соответствующие результаты расчета. Разница температур определялась как  $\Delta t = t_{эксп} - t_{теорет}$ , а относительная погрешность

$$\varepsilon = \frac{|\Delta t|}{t_{эксп}} \cdot 100\%$$

**Выводы**

- экспериментальные и теоретические результаты хорошо согласуются;
- средняя погрешность расчета по всем типам моделей коронок составляет 12%;
- полученные результаты подтверждают возможность использования предложенной математической модели и методики расчета для определения

Таблица

№ п/п	Тип коронки	$t_{эксп}, ^\circ\text{C}$	$t_{теорет}, ^\circ\text{C}$	$\Delta t, ^\circ\text{C}$	$\varepsilon, \%$
1	ТМКС–2–5–5	280	240	40	14
2	ТМКС–4–5–5	177	203	-26	15
3	ТМКС–8–5–5	195	208	-13	7
4	ТМКС–2–10–2	300	240	60	20
5	ТМКС–4–10–2	256	232	24	9
6	ТМКС–2–20–2	400	377	23	6



теплого состояния алмазных буровых коронок при бурении скважин.

**Список литературы**

1. Кожевников А.А. Тепловой фактор при бурении геологоразведочных скважин / А.А. Кожевников, С.В. Гошовский, И.И. Мартыненко и др. – К.: УкрГГРИ, 2008. – 166 с.  
 2. Кожевников А.А. Расчет показателя интенсивности теплообмена алмазной буровой коронки с промывочной средой при бурении скважины / А.А.

Кожевников, А.Ю. Дреус, С.В. Гошовский и др. // Изв. вузов. Горный журнал.- №6. 2007.- С.85–88.  
 3. Кожевников А.А., Гошовский С.В., Мартыненко И.И. Импульсные технологии бурения геологоразведочных скважин. – К.:УкрГГРИ, 2003.–208 с.  
 4. Исследование функциональных параметров термомеханического разрушения горных пород по оптимизации генерирования тепловой энергии трения при разведочном бурении; Отчет о НИР/ Днепропетровский горный институт /ДГИ/; Руководитель А.А. Кожевников. – № ГР 01670024155; – Днепропетровск, 1988. – 150 с.

УДК 622.24

**А.О. Кожевников, Ю.Л.Кузін, О.А.Лексиков,О.А. Гринян**

**ЗАЛЕЖНІСТЬ МІЖ ДОТИЧНИМИ НАПРУЖЕННЯМИ В НИЖНІЙ ЧАСТИНІ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ТА ТОВЩИНОЮ СТІНКИ БУРИЛЬНОЇ ТРУБИ**

Розглянуті питання залежності дотичних напружень, які виникають в бурильних трубах в нижній частині бурильної колони внаслідок подолання опору тертя породоруйнівного інструменту по гірській породі при різних параметрах свердловини та бурильної колони.

Рассмотрены вопросы зависимости касательных напряжений, которые возникают в бурильных трубах в нижней части бурильной колонны вследствие преодоления сопротивления трения породоразрушающего инструмента по горной породе при различных параметрах скважины и бурильной колонны.

The questions of dependence of tangent tensions which arise up in boring pipes in lower part of boring column in result of overcoming of resistance of friction rockdestroy instrument on rock to the breed at different parameters of mining hole and boring column are considered.

Добре відомі дослідження напружень, які виникають в бурильній колоні, що складається з однакових бурильних труб, тобто маючих однаковий зовнішній та внутрішній діаметри [1,2,3].

Деяко інакше виглядає методика визначення нормальних та дотичних напружень, які виникають в матеріалі колони, що складається з обважених та звичайних бурильних труб [4].

І зовсім відсутні методики визначення напружень в бурильній колоні, яка складається з бурильних труб з однаковим зовнішнім діаметром, але з різними внутрішніми діаметрами.

Таке становище обтяжує можливості використання подібної колони, яка може бути ефективно застосована в геологорозвідувальних свердловинах малого діаметра.

При застосуванні комбінованої бурильної колони, зібраної з стандартних бурильних труб (СБТ) та обважених бурильних труб (СБТУ) за рахунок збільшення товщини стінки, дотичні навантаження можуть бути обчислені за формулою:

$$\tau_{KP} = \frac{M_{KPn}}{W_p}, \tag{1}$$

де  $M_{KPn}$  – крутний момент у нижній частині бурильної колони, Н·м;

$$M_{KPn} = \frac{N_n \cdot 1000}{\omega}, \tag{2}$$

$W_p$  - полярний момент інерції поперечного перерізу бурильної труби СБТУ, м<sup>4</sup>;

$$W_p = \frac{\pi \cdot d_{zn}^4}{16} \cdot \left[ 1 - \left( 1 - \frac{2 \cdot \delta_2}{d_{zn}} \right)^4 \right], \tag{3}$$

$d_{zn}$ - зовнішній діаметр бурильної труби, м;

$\delta_2$ - товщина стінки бурильної труби СБТУ, м;

$N_n$ - потужність у нижній стиснутій частині бурильної колони, кВт;

$$N_n = N_T + N_p, \tag{4}$$

$N_m$ - потужність, що витрачається на подолання опору тертя породоруйнівного інструменту по гірській породі [1];

$$N_T = \frac{1}{102000} \cdot F_d \cdot \mu_0 \cdot \omega \cdot R_{cp}, \text{ кВт}, \tag{5}$$

$F_D$ - дійсне осьове навантаження на породоруйнівний інструмент, даН;

$\mu_0$  - коефіцієнт тертя породоруйнівного інструменту по гірській породі [1],  $\mu_0=0,3$ ;

$\omega$  - кутова швидкість обертання бурильної колони,  $c^{-1}$ ;

$R_{cp}$  - радіус породоруйнівного інструменту (алмазної коронки), м; (відстань від осі обертання коронки до точки дії сили, яка необхідна для руйнування гірської породи.

$$R_{cp} = \frac{R_{zn} + R_{вн}}{2},$$

(6)

де  $R_{cp}$  - зовнішній діаметр коронки, м;

$R_{вн}$  - внутрішній діаметр коронки, м;

Потужність, що витрачається на подолання опору тертя породоруйнівного інструменту по гірській породі наведена в [1].

$N_p$ - потужність, що витрачається на руйнування гірських порід [1],кВт;

$$N_p = F_D \cdot \omega \cdot R_{cp},$$

(7)

$P_p$ - зусилля, необхідне для руйнування гірської породи, даН;

Потужність на руйнування гірської породи  $N_p$  мала у порівнянні з потужністю, що витрачається на подолання опору тертя породоруйнівного інструменту по гірській породі [1].

Потужність у нижній стиснутій частині бурильної колони обчислюється за формулою

$$N_H = 1,2 \cdot N_T = \frac{1,2}{102000} \cdot F_D \cdot \mu_0 \cdot \omega \cdot R_H, \text{ кВт (8)}$$

Підставляя вираз (8) у (2), маємо формулу для обчислення крутного моменту у нижній частині бурильної колони

$$M_{KPH} = \frac{1,2 \cdot F_D \cdot \mu_0 \cdot R_{cp}}{102000}, \text{ Нм}$$

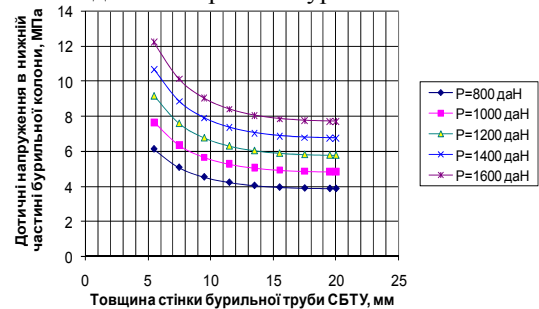
(9)

Підставляя вираз (9) та (3) у вираз (1), маємо формулу для обчислення дотичних напружень, що діють у нижній частині бурильної колони

$$\tau = \frac{19,2 \cdot F_D \cdot \mu_0 \cdot R_H}{102000 \cdot \pi \cdot d_{zn}^4 \cdot \left[ 1 - \left( 1 - \frac{2 \cdot \delta_2}{d_{zn}} \right)^4 \right]}$$

(10)

Як видно з формул (9) та (10) крутний момент у нижньому перерізі бурильної колони та дотичні напруження не залежать від діаметру свердловини та кутової швидкості обертання бурильної колони.



Для з'ясування залежностей дотичних напружень від параметрів свердловини, бурильної колони, їх співвідношення та параметрів режиму буріння візьмемо приклади у чисельних виразах для бурильної колони із зовнішнім діаметром 0,05 м при частоті обертання 150, 300, 600  $хв^{-1}$ , осьовому навантаженні 800.....1600 даН у свердловині діаметром 0,08 м.

Залежність дотичних напружень  $\tau$  у нижній частині бурильної колони від товщини стінки бурильної труби при діаметрі коронки 76 мм та зовнішньому діаметрі бурильної труби  $d = 0,05$  м.

Тобто збільшення товщини стінки бурильної колони в нижній частині дозволяє застосовувати більш форсований режим буріння.

### Список літератури

1. Эпштейн Е.Ф., Мацейчик В.И., Ивахнин И.И. Расчёт бурильных труб в геологоразведочном бурении.-М.: Недра. 1979. – 160 с.
2. Сароян А.Е. Бурильные колонны в глубоком бурении.- М.: Недра. 1979.-231с.
3. Сароян А.Е. Теория и практика работы бурильной колонны.- М.: Недра. 1990.-262с.
4. Саркисов Г.М. Расчёты бурильных и обсадных колонн.- М.: Недра. 1971.-200 с.

УДК 622.243.92.05

**А.А. Кожевников, И.Р.Островский, В.Ф. Сирик**

### СКВАЖИННЫЙ МЕХАНИЗМ ДЛЯ СОЗДАНИЯ НАГРУЗКИ НА БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ

Розглянуто конструкцію свердловинного механізму для створення навантаження на буровий інструмент та результати дослідного буріння свердловин.

Рассмотрена конструкция скважинного механизма для создания нагрузки на буровой инструмент и результаты опытного бурения скважин.

In the article the means to load on drill bit and results of experimental hole drilling.

Осевая нагрузка на буровое долото является основным параметром режима бурения, оказывающим влияние на количество энергии, передаваемой на забой и расходуемой на разрушение породы забоя. При бурении скважин между осевой нагрузкой и механической скоростью бурения существует линейная зависимость, однако при значительной глубине скважины потери нагрузки на долото достигает 70% за счет трения буровых труб о стенки скважины.

Данные о коэффициенте передачи нагрузки  $K$  в зависимости от глубины скважины  $L$  по результатам измерения усилий, приложенных к буровой коронке, приведены на рис.1 Измерения выполнялись забойным регистратором (ЗРОН-73) при алмазном бурении скважин диаметром 76 мм, интервал глубин скважины 296...638 м. Частота вращения бурового снаряда составляла 118 и 288 об/мин, осевая нагрузка по прибору МКН-1 составляла 7,0...11,5 кН.

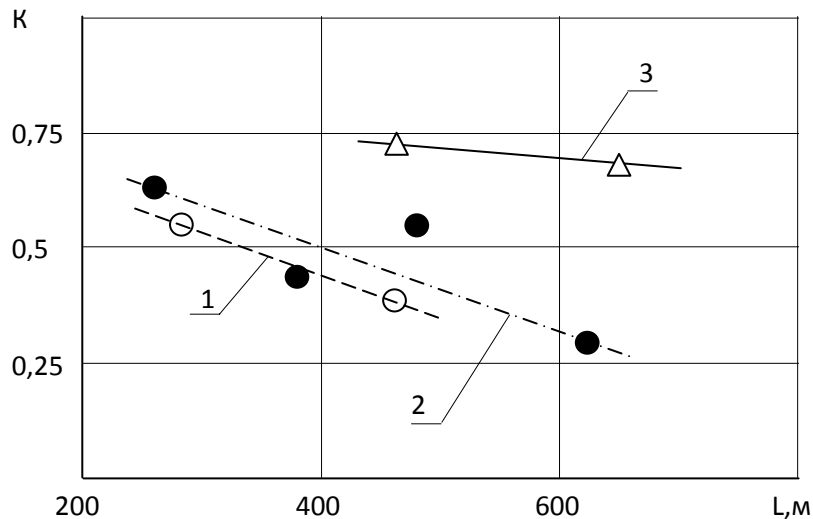


Рис. 1. Зависимость коэффициента передачи осевой нагрузки от глубины скважины и вида бурового снаряда: 1 – обычный буровой снаряд; 2 – универсальный колонковый снаряд (УКН-1); 3 – забойный механизм подачи (ЗМП-73)

Опытное бурение с использованием ЗМП-73 (рис. 2) осуществлялось на тех же режимах, что и бурение обычным снарядом и универсальным колонковым набором. Обычный буровой снаряд состоял из колонкового набора (алмазной буровой коронки, кернорвателя, одинарной колонковой трубы) и буровых труб диаметром 50 мм муфтово-замкового соединения (СБТН-50). Буровой снаряд с УКН-1 состоял из алмазной коронки, кернорвателя, эжекторного колонкового снаряда, гидроударника ГВ-1 и буровых труб СБТН-50. Опытный снаряд состоял из колонкового набора, забойного механизма подачи ЗМП-73 и буровых труб СБТМ-50.

Работа ЗМП-73 осуществляется следующим образом. При постановке бурового снаряда на забой вал шлицевой 7, клапан 12, поршни 4, 5 и 6 поднимается вверх. Промывочная жидкость по центральному каналу в патрубке 15 и внутренним каналам в поршнях поступает в дроссельное отверстие клапана 12. Возникает перепад давления в жидкости, который давит на поршни, создавая суммарное усилие на шлицевой вал, которое через переходник и колонковую трубу передается на буровую коронку (долото). Массой буровых труб создают нагрузку на ЗМП-73, равную или превышающую усилие, созданное ЗМП-73, и

вращают буровой снаряд. При таком режиме бурения происходит эффективное разрушение породы забоя.

После завершения рейса буровой насос выключают, давление в жидкости снижается буровой снаряд поднимают из скважины.

Возможен и другой, менее эффективный режим бурения, но более простой по управлению процессом бурения. В этом случае после постановки колонкового снаряда на забой останавливают штока гидроподачи бурового станка (станок типа СКБ с гидравлической подачей) в верхнем положении и перекрывают подачу масла в гидроцилиндры. После включения бурового насоса и вращения шпинделя бурового станка происходит внедрение бурового снаряда на величину хода управляющего поршня 4. При этом клапан 12 пружиной 10 отрывается от поршня шлицевого вала 7, давление в ЗМП-73 падает и весь буровой снаряд вместе с поршнями гидроподачи бурового станка перемещается вниз до посадки клапана на поршень шлицевого вала. Поток перекрывается и возникает перепад давления в дросселе – процесс бурения повторяется.

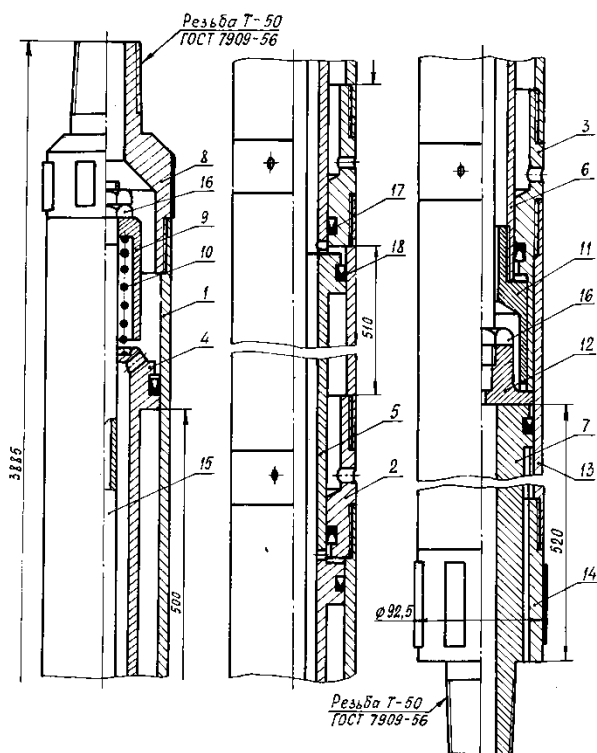


Рис. 2. Забойний механізм подачі ЗМП-73: 1,2,3 – секції управління, проміжточна, клапанна; 4,5,6 – поршни управління, проміжточний, клапанний; 7 – вал шлицевої; 8 – перехідник; 9 – втулка; 10 – пружина; 11 – втулка клапана; 12 – клапан; 13 – циліндр; 14 – втулка шлицева; 15 – патрубок; 16 – гайка; 17 і 18 – манжети ущільнювальні

При роботі ЗМП за счет действия повышенного давления жидкости на уступы корпуса возникает реактивная сила, равная усилию подачи и направленная вверх. Эта сила компенсируется массой бурильных

труб и силами трения труб о стенки скважины, которые также направлены вниз, так как являются реакцией взаимодействия бурильных труб при движении их вниз и зависят от частоты вращения труб и длины сжатой части труб.

Следовательно, длина сжатой части труб (вес сжатой части) может быть уменьшена на величину сил трения труб о стенки скважины. По результатам замеров потерь осевой нагрузки при бурении обычным снарядом составляет 40...70%. Приняв запас усилия 30...40%, можем при бурении скважины с использованием ЗМП-73 с постоянным движением снаряда задавать осевую нагрузку, уменьшенную на эту величину, то есть

$$C_{мп} = (0,6...0,7)C_{заб}, Н,$$

где  $C_{мп}$  – нагрузка на буровой снаряд, создаваемая массой бурильных труб, Н;  $C_{заб}$  – нагрузка на буровую коронку (долото), создаваемая ЗМП-73.

Результаты опытного бурения скважин с использованием ЗМП-73 приведены в табл. 1.

Для повышения эффективности использования забойных механизмов подачи и исключения из бурильной колонны утяжеленных бурильных труб для создания реактивного усилия, особенно при бурении глубоких скважин на нефть, газ и метан Донбасса, разработаны забойные механизмы подачи, состоящие из двух систем: подающего устройства по типу ЗМП-73, прошедшего испытания и подтвердившего возможность достижения высоких технико-экономических показателей бурения, и якорного устройства, передающего реактивное усилие на стенки скважины. В табл. 2 приведены технические характеристики забойных механизмов для бурения скважин на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемых.

Таблица 1

Результаты опытного бурения скважин с ЗМП-73

Экспедиция	Тип снаряда	Объем бурения, рейс	Проходка за рейс		Скорость бурения	
			м	%	м/ч	%
Львовская	Обычный	48	4,00	100	0,86	100
	ЗМП-73	51	5,55	138	1,32	153
Закарпатская	Обычный	52	2,96	100	1,26	100
	ЗМП-73	74	3,75	127	2,15	170
Криворожская	Обычный	18	3,67	100	1,14	100
	ЗМП-73	10	4,15	113	1,45	127

Таблица 2

Технические характеристики ЗМП

Наименование показателя	Единица измерения	Типоразмер ЗМП		
		ЗМП-89	ЗМП-146	ЗМП-219
Диаметр корпуса	мм	90	166	244,5
Диаметр поршня	мм	80	125	200
Ход поршня	мм	200	200	200
Подача насоса	л/мин	120	300	1020
Осевая нагрузка	кН	27	120	200
Длина	мм	4,5	4,0	3,5
Масса	кг	120	180	230

В настоящее время широко применяют горизонтально направленное бурение скважин по пласту полезного ископаемого, чем значительно повышается дебит и срок службы скважины. Буровой снаряд, состоящий из забойного механизма подачи, создающий оптимальную нагрузку на буровое долото, и винтового забойного двигателя, вращающего буровое долото, обеспечит достижения - значительного повышения технико-экономических показателей бурения по пласту полезного ископаемого - воды, нефти, природного газа и метана.

При такой технологии бурения колонна бурильных труб не вращается, утяжеленные бурильные трубы в составе буровой колонны отсутствуют, что способствует снижению затрат материальных средств и, следовательно, стоимости буровых работ.

Буровой снаряд из ЗМП и винтового двигателя дает возможность изменять направление оси скважины не только в вертикальной плоскости, но и в горизонтальной плоскости по пласту полезного ископаемого.

УДК 622.243

**А.О.Кожевников, О.А Крамаренко, І.Р.Островський, В.Ф.Сірик**

### БУРОВИЙ СНАРЯД ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРІННЯ

У статті розглянута конструкція бурового снаряда для буріння свердловин в заданому напрямі.

В статье рассмотрена конструкция бурового снаряда для бурения скважин в заданном направлении.

In the article the construction of boring tool is considered for well-drilling in the set direction.

Відомі засоби для буріння свердловин в заданому напрямку, наприклад, безклиновий ковзаючий снаряд типу СБС, який складається з складного корпусу, виступної плашки з роликками, клина, муфти, валу, тарільчастих пружин, шарніру та перехідників [1].

Недоліком такого снаряда є малий кут повороту осі свердловини - до 5 градусів на одну операцію, великий радіус повороту осі свердловини десятки метрів, необхідність розбурювання викривленої ділянки свердловини спеціальним технологічним снарядом для запобігання утворення "жолобу" та неможливість виносу з свердловини всіх частинок вибуреної гірської породи.

Найближчим до запропонованого бурового снаряда є гідроперфоратор з рухомим органом, який складається зі штанги підіймача, корпусу гідроперфоратора, циліндра, поршня, робочого органа, напрямного апарата, відхилювача та сопла [2].

Недоліками такого снаряда є неможливість виносу всього обсягу вибурених частинок гірських порід із свердловини та неможливість точного визначення траси викривленої частини свердловини.

Метою статті є удосконалення бурового снаряда для буріння свердловини в заданому напрямку, в якому шляхом введення нових конструктивних елементів забезпечується висока точність завдання на-

### ВЫВОДЫ

1. При создании осевой нагрузки на буровое долото (коронку) массой бурильных труб фактическое усилие в 2...3 раза меньше заданного.
2. Для уменьшения потерь осевой нагрузки применяют утяжеленные бурильные трубы.
3. Применение забойного механизма подачи ЗМП-73 позволяет увеличить нагрузку на буровое долото (коронку) и повысить проходку за рейс в 1,13...1,38 раза при росте средней механической скорости бурения в 1,27...1,70 раза.
4. Разработанный комплект ЗМП, в котором применено якорное устройство, позволит исключить из бурильной колонны УБТ и создать оптимальную нагрузку на долото.
5. Ожидаемый рост ресурса долота составит 2...5 раз и увеличение механической скорости бурения в 1,5...2,5 раза.

прямку траси свердловини в просторі за азимутом та зенітним кутом та досягається повна очистка стовбура свердловини від частинок вибуреної гірської породи, за рахунок чого виключається можливість кольматації продуктивного нафтового, газового чи водоносного горизонту та зменшення його дебіту.

Поставлена задача вирішується тим, що в буровому снаряді, що складається з напрямного апарата, який виконано у вигляді викривленої циліндричної труби з фланцем, та розміщеного в ньому гнучкого бурового снаряду, який виконано з металевогумового циліндричного рукава, до якого приєднано перехідник та бурове долото, згідно з винаходом, до нижньої частини напрямного апарату жорстко приєднана вигнута за радіусом пластина, на зовнішній поверхні якої розміщено покриття з матеріалу з заданою пружністю, наприклад, гумою, та до якої через систему важелів шарнірно приєднана рухома площа, яка має такий же радіус вигинання, як і жорстка пластина, а до середини важелів через шарнірні сполучення приєднано рамку, до якої приєднано стрижневу опору, вісь якої розміщена паралельно до жорсткої та рухомої пластин.

Сутність розробки пояснюється кресленням, де на рис. 1 зображено загальний вид бурового снаряду,

рис. 2, на якій зображено вид снаряду знизу, та рис. 3 - вид бурового снаряда збоку [1].

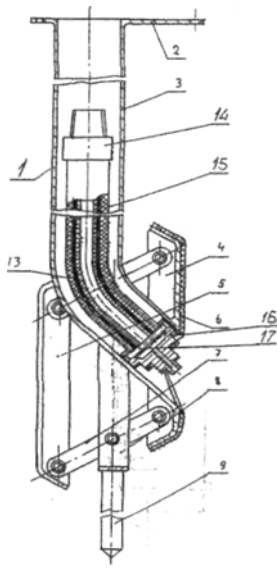


Рис. 1. Загальний вид бурового снаряда

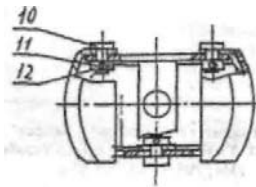


Рис. 2. Вид снаряду знизу

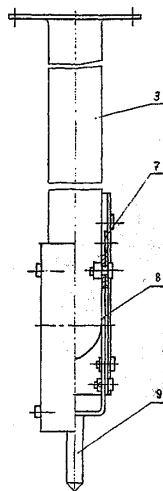


Рис. 3. Вид снаряда збоку

Буровий снаряд складається з наступних вузлів та деталей: напрямного апарата 1, який складається з фланця 2, трубчастого корпусу 3, який має пряму і вигнуту за заданими кутом та радіусом повороту осі апарата, жорстко приєднану до корпусу 3 вигнуту пластину 4; рухомої пластини 5, низькопружного покриття 6 на площині 4, важелів 7, які сполучають між собою; жорсткої 4 та рухомої 5 пластини, рамки 8, до

середини якої приєднано стрижневу опору 9. Важелі 7 між собою та з рамкою 8 сполучаються шарнірно з допомогою пальців 10, шайб 11 та штифтів 12. До складу бурового снаряду для буріння свердловин в заданому напрямку входить розміщений у корпусі 3 гнучкий буровий снаряд 13, який складається з перехідника 14 для сполучення його з бурильними трубами, металево-гумового рукава 15 та бурового долота (коронки) 16, яке сполучається з рукавом за допомогою клепок 17.

Виконання бурового снаряда з направляючого апарата та гнучкого бурового снаряда дає змогу в кілька разів зменшити допустиму помилку в виборі азимутального та зенітного кутів осі свердловини в просторі, за рахунок чого зменшуються витрати на спорудження свердловини в заданому напрямку виконання напрямного апарата з жорсткою пластиною, яка має покриття з матеріалу з заданою пружністю, та рухомою пластиною, сполученою з жорсткою пластиною за системою важелів, створює можливість для виносу всіх частинок вибуреної гірської породи та уникнення зменшення дебіту продуктивного горизонту через кольматацію.

Робота бурового снаряда здійснюється наступним чином. В вертикальну свердловину спускають напрямний апарат 1, довжину якого обирають такою, щоб викривлена ділянка свердловини починалась над вибоєм вертикальної свердловини. При досягненні вибою стрижнева опора 9 спирається на площину вибою і через рамку 8 та шарнірні сполучення (пальці 10, шайби 11 та штифти 12) - на систему важелів 7, примушуючи їх обертатися відносно площини 4, яка переміщується вниз разом з жорстко з'єднаним з нею трубчастим корпусом 3. При цьому рухома пластина 5 переміщується вверх відносно корпусу 3, досягає стінки свердловини і через важелі 7, які обертаються відносно пластини 4, тисне на пластину 4 за рахунок маси всього корпусу 3. Сила, з якою притискається пластина 4 до стінки свердловини, прямо пропорційна масі корпусу 3 і зворотно пропорційна тангенсу кута, утвореного лінією горизонту і віссю важелів 7. За рахунок малої пружності покриття 6 досягається висока ущільненість сполучення вихідного отвору в площині 4 зі стінкою свердловини.

Напрямний апарат 1 своїм фланцем 2 приєднується до відповідного фланця обсадних труб на гирлі свердловини в положенні, яке забезпечує напрямок осі свердловини за заданим азимутом. Після цього на бурильних трубах в напрямний апарат спускають гнучкий буровий снаряд, сполучений з трубами через перехідних 14, доводять його до положення, при якому досягається контакт бурового долота (коронки) 16 зі стінкою свердловини, включають нагнітання промивної рідини через рукав 15, включають обертання гнучкого бурового снаряду 13 та задають осьове навантаження на бурове долото 16 - при цьому відбувається процес буріння свердловини в заданому напрямку. Буріння ведуть до такого положення гнучкого бурового снаряду, коли перехідних 14 знаходиться над викривленою ділянкою корпусу 3. Бурін-

ня зупиняють - виключають обертання та нагнітання промивної рідини і піднімають гнучкий буровий снаряд 2 з прямого апарату 1. Для створення другої направленої свердловини повертають напрямний апарат в заданому азимутальному напрямку і виконують операції, які приведено вище. Такі додаткові свердловини створюють згідно з розрахунковим дебітом продуктивного горизонту свердловини.

Виконання бурового снаряду для буріння свердловин в заданому напрямку з прямого апарату і гнучкого бурового снаряду дає змогу з високою точністю створювати свердловину в заданому напрямку при малому радіусі та значному зенітному куті, за рахунок чого на 10-30% зменшаться витрати на створення свердловин для видобутку рідкої та газоподібної корисної копалини (води, нафти, газу тощо). За рахунок виконання прямого апарату з жорсткою та рухомою пластинами та за рахунок низькопружного покриття жорсткої пластини, виноситься промивною рідиною весь обсяг частинок вибуреної гірської

породи, чим забезпечується високий дебіт продуктивного горизонту через відсутність його кольматації. Економія часу на введення свердловини до експлуатації, яка досягається за рахунок невиконання спеціальних робіт з декольматації продуктивного горизонту, сягає 20-50% від загального часу на спорудження свердловини.

### Список літератури

1. Методические указания по направленному бурению скважин снарядами типа СБС. – Ленинград: ВИТР, 1985. – 29 с.
2. Аренс В.Ж. Скважинная добыча полезных ископаемых (Геотехнология). – М.:Недра, 1986. – 279 с.
3. Пат. 40235А Україна UA E21 В 7/08 Буровой снаряд / Кожевников А.О., Мартиненко І.І., Сірик В.Ф., Кузін Ю.Л. Опубл. 15.09.2001. -Бюл.№8.

УДК 622.24

**А.А. Крамаренко, А.А. Захаров, Н.Я. Диденко**

### ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН НА ГАЗ (МЕТАН) УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДОНБАССА

Наведено досвід проведення гідродинамічних досліджень по освоєнню свердловин на газ вугільних родовищ Донбасу.

Приведен опыт проведения гидродинамических исследований по освоению скважин на газ угольных месторождений Донбасса

Experience of leadthrough of hydrodynamic researches is resulted on mastering of mining holes on gas of coal deposits of Donbassa

По имеющимся прогнозам специалистов, в Украине сосредоточено около 12 триллионов кубометров газа (метана), по различным оценкам, только в Донецком бассейне находится 11,5 триллионов кубометров газа (метана). Мировой опыт показывает: чтобы получать объемы газа (метана) в промышленных масштабах, необходимы большие инвестиции и отработанные технологии, оборудование по его извлечению из скважин.

На обычных, традиционных месторождениях газ находится под толщей пород в свободном состоянии или растворен в воде, поэтому его добывают с помощью известных и хорошо отработанных методик. В угольных пластах более 95 % газа (метана) абсорбировано, т.е. поглощено, в основном, углем. Такой газ извлекать гораздо труднее, чем традиционный. Для его извлечения необходимо на пласты, содержащие газ (метан), производить гидравлическое и пневматическое воздействие.

Месторождения газа (метана) имеют аномально низкие пластовые давления и сравнительно малые глубины залегания, высокий дебит газа, что является особенностью, определяющей технологию ведения

буровых работ. «Восток ГРГП» – первое в отрасли предприятие, которое начало проводить буровые работы на газ (метан) угольных месторождений, адаптировал для этого серийно применяемое геологоразведочное оборудование.

Традиционными видами работ по вызову притока газа при бурении нефтяных и газовых скважин являются следующие: гидродинамическое воздействие на газосодержащий пласт путем откачивания жидкости из скважины с помощью компрессора и понижение уровня путем свабирования. Для геологоразведочных организаций это абсолютно новый вид работ.

В данной статье коротко будут описаны работы по вызову притока газа (метана) из скважины Б-4916 методом снижения статического уровня при помощи сваба и сжатым азотом в газобаллонных установках на Первомайском куполе Марьевского полигона Луганской области. Необходимо отметить, что данная работа выполнялась по договору «Восток ГРГП» и «ЦАВТ» (Центр альтернативных видов топлива), скважина была уже пробурена, а «Восток ГРГП» выполнило работу по вызову притока газа (метана).

1 Техническое задание на проведение работ – разделено на два этапа:

1.1 На первом этапе предусматривалось освоение газопродуктивных пластов, находящихся в открытой части ствола в интервале 1282-1489 м. Снижение уровня планировалось провести методом свабирования и сжатым азотом в газобаллонных установках.

1.2 На втором этапе работ с целью вызова притока газа (метана) и изучения пластовых характеристик необходимо проведение многоцикловых гидродинамических исследований газоводоносных пластов методом свабирования в интервалах глубин 560-1200 м, после проведения коммулятивной перфорации в интервале 1166-1188 м. Освоение горизонта – путем свабирования и закачивания сжатого азота из газобаллонных установок в скважину.

2 Исходные данные для выполнения работ, представленные заказчиком.

2.1 Скважина закончена бурением 16.02.2004 года.

2.2 На скважине выполнен полный комплекс угольного каротажа и промышленных геофизических исследований.

2.3 Скважина промыта и заполнена водой.

2.4 Глубина скважины – 1489 м.

2.5 Конструкция скважины:

-0-20 м – колонна Ø426 мм, зацементирована до устья;

-0-151 м – колонна Ø324 мм, зацементирована до устья;

-0-1282 м – колонна Ø146 мм, марок «Д» и «Е», толщина стенок 8,5 мм, зацементирована до устья;

-1282-1489 м – открытая часть ствола Ø120,6 мм.

2.6 Газопродуктивные пласты объекта №1 находятся в открытом интервале 1282-1489 м.

2.7 Ожидаемое давление на глубинах по результатам пластоиспытаний комплексом ВПТ 146

-448 – 3,97 МПа;

-524 – 4,43 МПа;

-641 – 5,64 МПа;

-878 – 7,38 МПа;

-1070 – 11,3 МПа;

-1132 – 9,56 МПа;

-1260 – 10,75 МПа.

2.8 Устье скважины оборудовано противовыбросовым оборудованием – арматура фонтанная АФК – 65х10.

3 Применяемое оборудование

3.1 Буровая установка УРБ-3А 3;

3.2 Подставки под буровую установку  $h = 1,3 - 4$  штуки;

3.3 Буровой станок ЗИФ-1200 МР;

3.4 Насосно-компрессорные трубы НКТ-73 мм,  $l = 1200$  м;

3.5 Лубрикатор геофизический;

3.6 ЦА-320;

3.7 Автомашина водовозка с емкостью  $V = 5$  м<sup>3</sup>;

3.8 КТП-10/0,4;

3.9 Жилой вагончик ВД-10;

3.10 Мерная емкость  $V = 1$  м<sup>3</sup>;

3.11 Шаровой кран – 2 штуки;

3.12 Прибор шахтный интерферометр ШИ-11;

3.13 Канат Ø12 мм – 1200 метров;

3.14 Превентор МПП-156-14;

3.15 Переходные катушки под превентор;

3.16 Пульт управления превентора;

3.17 Трубные захваты для НКТ-73;

3.18 Задвижки трубные

Выполнение работ:

1 Подготовительные работы

Все работы по подготовке скважины для проведения гидродинамических исследований были выполнены согласно требованиям “Правил безопасности в нефтегазовидобувной промышленности Украины” (м.Харків, видавництво “ФОРТ” 2008). Схема монтажа обвязки устья скважины при опуске-подъеме НКТ-73 указана на рис.1. На первом этапе в скважину было опущено 500 м труб НКТ-73, низ труб НКТ был оборудован специальным раструбом, предотвращающим зацепы сваба в нижней части НКТ. После спуска колонны НКТ-73 в скважину она была подвешена на планшайбе, сверху планшайбы установлена задвижка, а превентор вместе с переходной катушкой был демонтирован. На устье скважины была установлена фонтанная арматура, опрессованная согласно “Правилам...” и подготовленная к работе. Фактическая схема оборудования устья скважины для проведения гидродинамических исследований приведена на рис. 2. Схема размещения оборудования при проведении гидродинамических исследований указана на рис. 3.

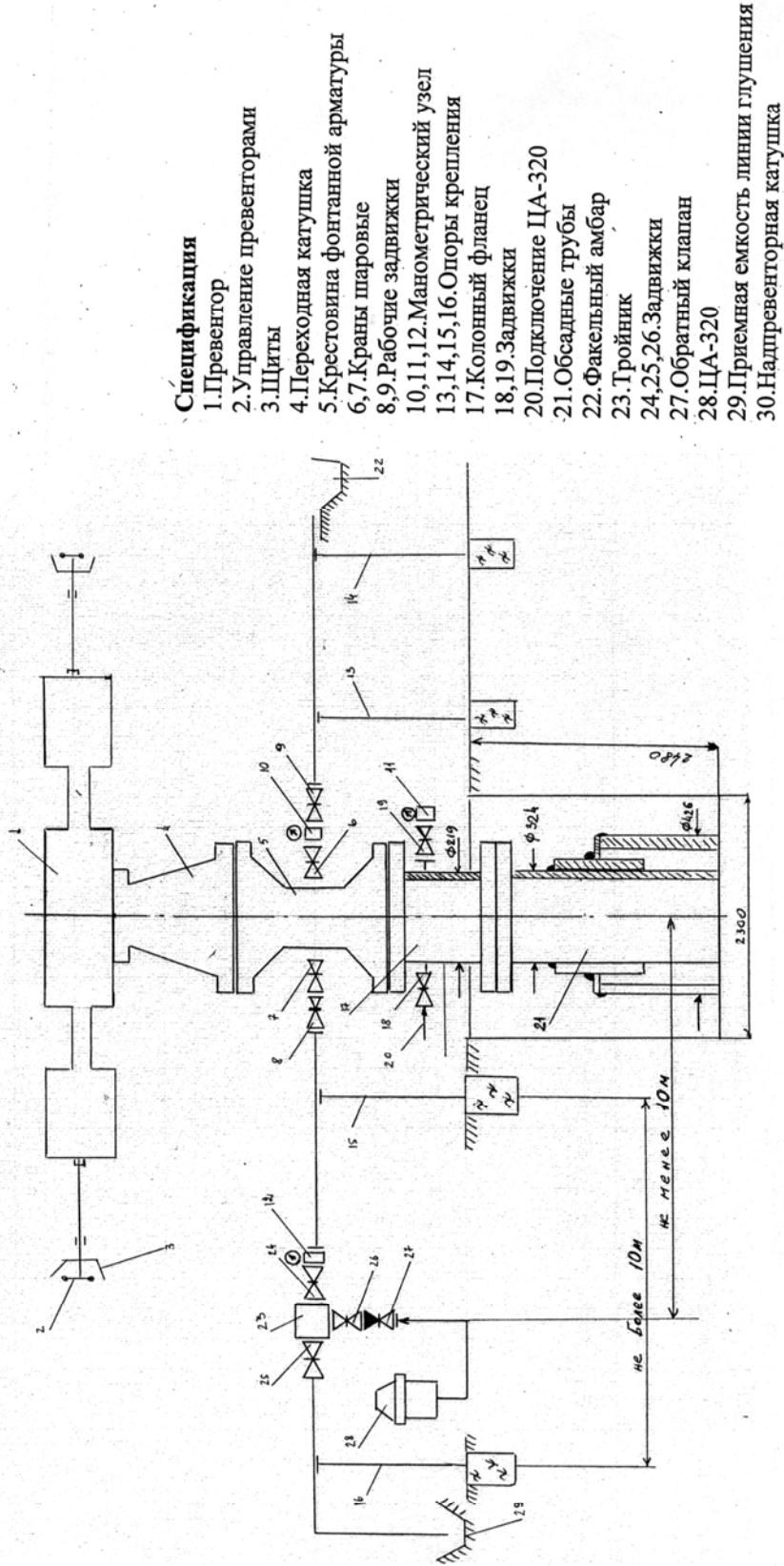
После опуска НКТ-73 была смонтирована талевая оснастка для работы Сваба – через отводной ролик у устья скважины и отводной ролик на кронблоке. Первоначальным планом предусматривалось Сваб из скважины поднимать геофизическим подъемником, но в конечном варианте был смонтирован станок ЗИФ-1200МР, использовалась лебедка станка ЗИФ-1200МР для подъема Сваба из скважины вместе с водой.

2 Выполнение гидродинамических работ по снижению статического уровня методом свабирования

3 Гидродинамические работы проводились по испытанию интервала 1330-1480 метров – открытой части ствола скважины. Перед началом работ уровень в скважине составил около 250 метров. Сваб ниже уровня опускался первоначально на 50, 70, 100, 150 м. После того, как были начаты работы по свабированию, через прямую линию выпуска вода поступала в приемную тарированную емкость, замерялся объем после каждого подъема Сваба, велся общий подсчет воды, поднятой из скважины за смену и за сутки. Таким же образом проводился замер уровня воды в скважине: в начале смены и в конце смены. Кроме этого, с определенной периодичностью отбиралась проба воды для проведения анализа в лабораторных условиях на свободный газ (метан), анализы выполнялись в лаборатории предприятия.



Схема  
монтажа обвязки устья скважины при опуске-подъеме НКТ - Ø 73

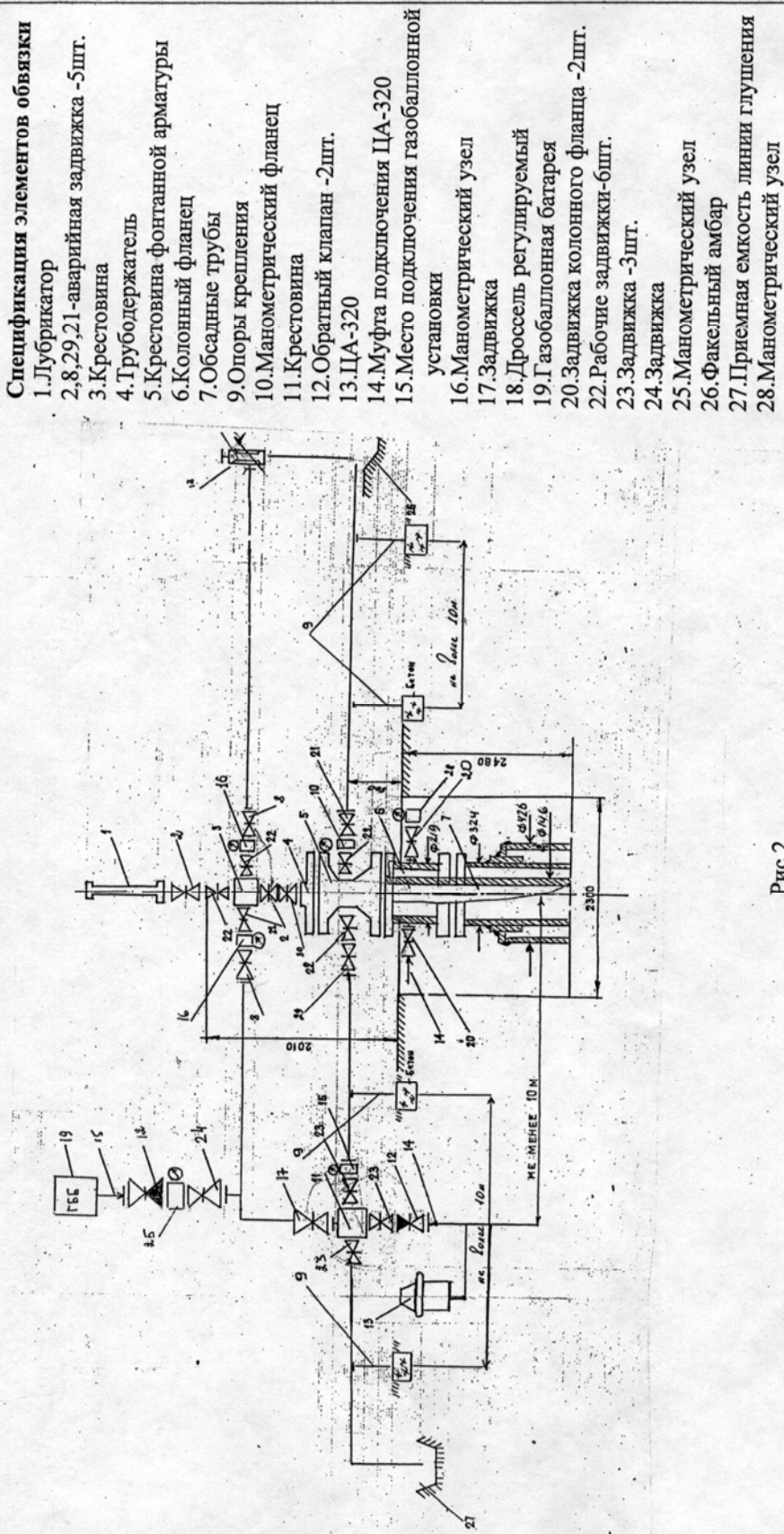


**Спецификация**

1. Превентор
2. Управление превенторами
3. Щиты
4. Переходная катушка
5. Крестовина фонтанной арматуры
- 6, 7. Краны шаровые
- 8, 9. Рабочие задвижки
- 10, 11, 12. Манометрический узел
- 13, 14, 15, 16. Опоры крепления
17. Колонный фланец
- 18, 19. Задвижки
20. Подключение ЦА-320
21. Обсадные трубы
22. Факельный амбар
23. Тройник
- 24, 25, 26. Задвижки
27. Обратный клапан
28. ЦА-320
29. Приемная емкость линии глушения
30. Надпревенторная катушка

Рис.1

Фактическая схема  
оборудования устья скважины Б-4916 на проведение  
гидродинамических исследований



- Спецификация элементов обвязки
1. Лубрикатор
  - 2, 8, 29, 21 - аварийная задвижка - 5 шт.
  3. Крестовина
  4. Трубодержатель
  5. Крестовина фонтанной арматуры
  6. Колонный фланец
  7. Обсадные трубы
  9. Опоры крепления
  10. Манометрический фланец
  11. Крестовина
  12. Обратный клапан - 2 шт.
  13. ЦА-320
  14. Муфта подключения ЦА-320
  15. Место подключения газобаллонной установки
  16. Манометрический узел
  17. Задвижка
  18. Дроссель регулируемый
  19. Газобаллонная батарея
  20. Задвижка колонного фланца - 2 шт.
  22. Рабочие задвижки - 6 шт.
  23. Задвижка - 3 шт.
  24. Задвижка
  25. Манометрический узел
  26. Факельный амбар
  27. Приемная емкость линии глушения
  28. Манометрический узел

Рис.2

Схема  
размещения оборудования при проведении гидродинамических исследований

1. Буровая установка – УРБ-3АЗ
2. Буровой станок – ЗИФ-1200МР
3. Лубрикатор
4. Подъемный трос
5. Линия выброса
6. Мерная емкость
7. Выносные трапы
8. Навес от осадков
9. Подставки под установку
10. Отводное колесо
11. Обвязка устья скважины

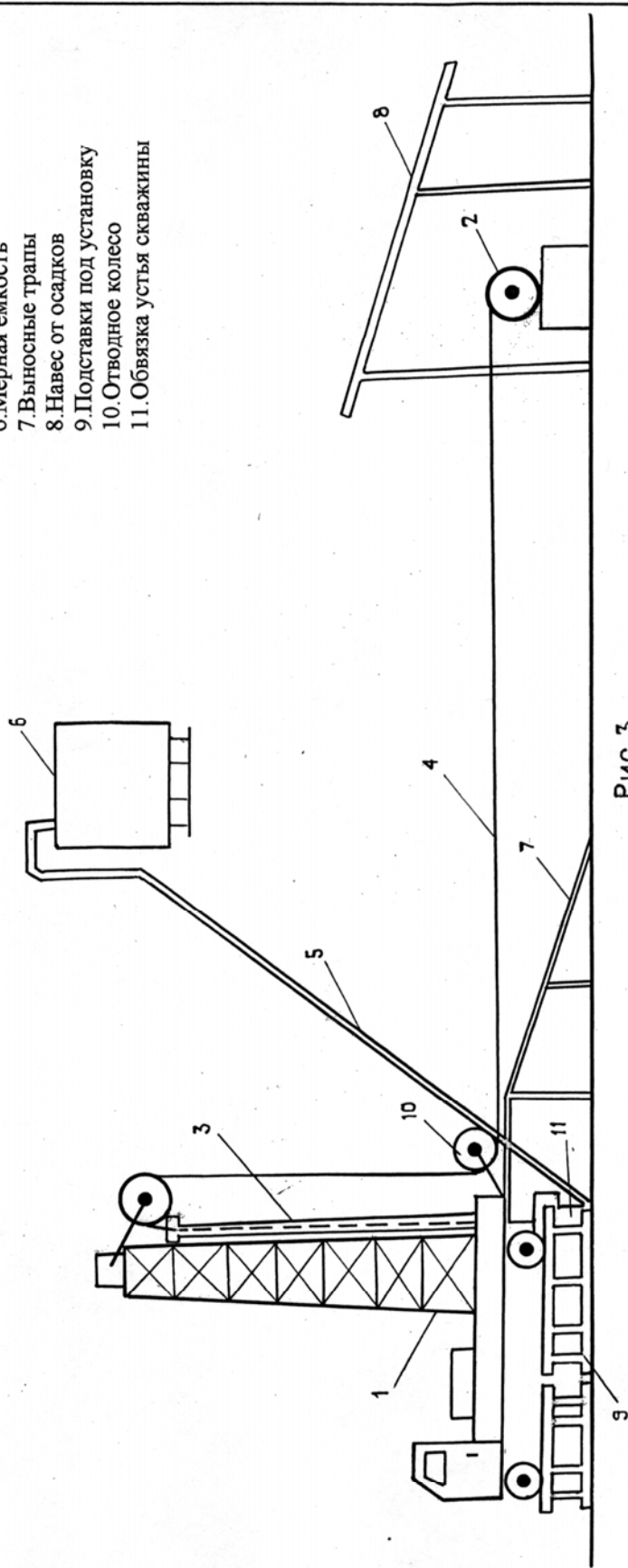


Рис. 3.

4 На первом этапе начала работ уровень в скважине после свабирования опускался все ниже и ниже, стал доходить до глубины более 350 м. Во избежание обрывов троса на глубину более 500 м первоначально Сваб не опускали, приток воды в скважине составил около 9-10 м<sup>3</sup> в сутки. За время выполнения работ по свабированию (приблизительно около месяца) скважина раскочалась, за смену стали Свабом извлекать из скважины до 30 м<sup>3</sup>, а за сутки около 90 м<sup>3</sup> воды, уровень от первоначальной глубины 250 м стал подниматься до глубины 168 м. На линии выброса периодически замерялись показания газа (метана) и поджигался газ (метан) при помощи факела. Если в начальный период работы признаков газа (метана) не было вообще, то через 1,5-2 месяца работы газа (метан) на линии выброса горел до 2 часов подряд. Результаты анализов проб, отобранных на растворенный газ (метан) и свободный газ (метан), приведены в таблице 1.

По результатам, указанным в таблице, необходимо отметить, что в свободном газе объемная доля метана в процентах увеличивается от 95,09 до 95,7 %, объемная доля метана без кислорода и азота воздушного в процентах остается одинаковой величиной на протяжении всего периода работ.

Необходимо отметить, как менялся цвет извлекаемой из скважины воды: от черного маслянистого цвета до прозрачного состояния. Вместе с тем, на дне мерной емкости накапливался осадок, по нашим предположениям, – остатки тампонажных растворов, которые были закачаны в различные интервалы. В общей сложности за все время проведения работ по свабированию из этого интервала 1330-1480 м было извлечено около 1,5 тыс. м<sup>3</sup> воды. Заказчиком работы были приостановлены, и дальнейшие работы были направлены на выполнение второго этапа – снижение статического уровня газобаллонной установкой.

5 Выполнение гидродинамических работ по снижению статического уровня жидким азотом газобаллонной установкой

Методика снижения статического уровня при работе жидким азотом газобаллонной установкой основана на вытеснении воды из скважины газообразным азотом и может быть представлена формулой

$P \cdot V = const$  или  
 $P_{гид} \cdot V_{скв} = P_{раб\ ГББ} \cdot V_{азот}$ ,  
 где,  $P_{гид}$  – давление столба воды в скважине от устья до башмака НКТ-73, МПа;  
 $V_{скв}$  – объем воды в скважине от устья до башмака НКТ-73, м<sup>3</sup>;  
 $P_{раб\ ГББ}$  – рабочее давление газобаллонной установки, МПа;  
 $V_{азот}$  – необходимый объем азота для замещения воды в скважине на азот от башмака НКТ-73 до устья скважины.

Зная три величины  $P_{гид}$ ,  $P_{раб\ ГББ}$ ,  $V_{скв}$ , определяют четвертую величину  $V_{азот}$ , т. е. необходимое количество азота, чтобы столб воды от башмака НКТ-73 до устья вытолкнуть на поверхность.

При выполнении этой работы возможны два варианта, которые могут характеризовать газомещающий горизонт.

1 При вытеснении столба жидкости от башмака НКТ-73 до устья скважины на выходе линии выпуска наблюдается истечение азота. Это говорит о том, что, несмотря на быстрое и значительное снижение гидростатического давления в скважине, притока воды, а потом и газа (метана) в скважину нет. Скважине необходимо время, чтобы восстановить свой статический уровень. Приток газа в скважину не обнаружен.

2 При вытеснении столба жидкости от башмака НКТ-73 до устья скважины (а этот объем рассчитывается и определяется через мерную емкость) на выходе линии выпуска продолжается истечение воды, т.е. испытываемый газонасыщенный горизонт на глубине 1260 м, имеющий давление 10,75 МПа, способен отдавать гораздо больше воды, чем вытесняется газообразным азотом.

Согласно данным, предоставленным заказчиком, в интервал скважины 1238-1328 метров было закачено около 420 м<sup>3</sup> тампонажной смеси. Нагнетая в скважину сжатый азот, а также выполняя работы по свабированию, необходимо было поднять на поверхность максимальный объем тампонажной смеси, при условии, что вода в состоянии вымыть ее из пор и трещин. После того, как продуктивный горизонт освободится от инородной массы, он может отдать газосодержащий флюид.

Таблица 1

Результаты анализа природного газа (метана), отобранного на Первомайском куполе Марьевского полигона, скв. Б-4916

№ п/п	Дата отбора	Характер пробы	Объем раствора, см <sup>3</sup>	Объем выделенного газа при вакуумной дегазации, см <sup>3</sup>	Объемная доля метана, %	Объемная доля метана без кислорода и азота воздушных, %	Абсолютное содержание метана в 1 дм <sup>3</sup> (литре) раствора, см <sup>3</sup> /дм <sup>3</sup>
1	09.02.2005	Растворенный газ	820	35	59,63	66,03	25,45
2	15.02.2005	Растворенный газ	790	40	42,58	48,22	21,56
3	17.02.2005	Растворенный газ	790	40	50,93	53,92	25,78
4	31.03.2008	Растворенный газ	770	42	32,88	36,27	17,93
5	31.03.2008	Растворенный газ	790	28	41,09	44,80	14,57
6	25.04.2005	Растворенный газ	790	12	58,46	65,48	8,87
7	23.02.2005	Свободный газ	-	-	95,09	95,41	-

8	23.02.2005	Свободный газ	-	-	94,89	95,17	-
9	31.03.2008	Свободный газ	-	-	48,69	81,12	-
10	31.03.2008	Свободный газ	-	-	57,49	84,71	-
11	25.04.2005	Свободный газ	-	-	95,56	96,39	-
12	25.04.2005	Свободный газ	-	-	95,39	96,30	-
13	12.05.2005	Свободный газ	-	-	96,04	96,69	-
14	12.05.2005	Свободный газ	-	-	93,76	95,86	-
15	12.05.2005	Свободный газ	-	-	95,70	96,38	-

При снижении статического уровня газобаллонной установкой до глубины 500 м истечения газа не наблюдалось, уровень в скважине восстанавливался около 8 часов. В скважину подавался сжатый газ азот под давлением 12,0 МПа, всего было использовано 120 баллонов, емкость каждого баллона составляет 10 литров жидкого азота. Уровень воды в скважине перед началом работ составлял 147 м, после закачивания в скважину через НКТ-73 жидкого азота уровень остановился на 427 м, выпущено из скважины 2,5 м<sup>3</sup> воды. Приток газа (метана) отсутствовал.

Работы были продолжены в следующем порядке. В скважину были доопущены трубы НКТ-73 до глубины 800 м. При помощи Сваба проводилось свабирование скважины, всего из скважины откачано 1500 м<sup>3</sup> воды. При проведении работ по свабированию уровень жидкости в скважине понижался до глубины 560 м, а затем восстанавливался до глубины 185 м. По настоянию заказчика в скважине была выполнена термометрия и расходомерия до глубины 1360 м, установлен бетонный мост в интервале 1337-1357 м; уровень необходимо снизить до 800 м.

Для выполнения данного объема работ в скважину было закачан жидкий азот из емкости объемом V = 1,8 м<sup>3</sup>. Перед проведением работ были выполнены все подготовительные работы. Практически весь объем воды от башмака НКТ-73 до статического уровня был поднят на поверхность, приток в скважину был гораздо меньше, чем объем вытесняемой воды через линию выпуска. Приток газа (метана) в скважину и по линии дросселирования на поверхность получить удалось, но расход его был меньше запланированного. По решению заказчика работы по освоению данного интервала были прекращены.

УДК 622.24.053

**Н.А. Дудля, И.Е. Данильченко, Г.Н. Викторов, Г.Н. Кириченко**

### **ИЗНОСОСТОЙКОСТЬ ДЕТАЛЕЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ**

Розглянуто зносостійкість деталей бурильної колони.

Рассмотрена износостойкость деталей бурильной колонны.

The wearproofness of details of boring column is considered.

Надежность и долговечность бурильной колонны определяется качеством изготовления труб, муфт и замков.

#### **Выводы**

- 1 Работы по бурению скважин на газ (метан) с аномально низкими пластовыми давлениями требуют очень высокой скорости проходки скважины.
- 2 Работы по бурению скважин на газ (метан) с аномально низкими пластовыми давлениями требуют применения промывочных жидкостей на основе полимеров, а также применения тампонажных смесей на основе полимера, которые через определенный промежуток времени под действием воды легко разрушались (самоликвидировались).
- 3 Освоение газоносных пластов с аномально низким пластовым давлением требует комплексного подхода к проведению работ по их освоению, продолжительно во времени.
- 4 Освоение газоносных пластов с аномально низким пластовым давлением – дорогостоящие работы, но геологоразведочные организации в состоянии их освоить и выполнять.
- 5 Перед проведением работ по освоению газоносных горизонтов их необходимо обрабатывать специальными растворами (кислотами) для расколматации трещин флюидосодержащих пород.

#### **Список литературы**

- 1 Справочник инженера по бурению. I и II том. Под общ. ред. В.И. Мищевича, Н.А. Сидорова. - М.: Недра, 1973.
- 2 Техническое задание для «Восток ГРГП» на проведение гидродинамических исследований по скважине Б4916.

Одной из важных проблем научно-технического прогресса в геологоразведочном бурении является повышение износостойкости соединительных деталей бурильной колонны, в частности, муфт.

Современные методы повышения износостойкости включают поверхностную закалку, термическое упрочнение, диффузионное насыщение и напыление различными материалами, а также наплавку износостойких сплавов на поверхность деталей.

Одним из эффективных методов повышения износостойкости муфт является наплавка. В качестве наплавочного материала используется релит (композит, содержащий карбиды вольфрама), стеллит (сплав, содержащий 0,5-3% углерода, 25-33% хрома, 3-17% вольфрама, а также никель и молибден). Кроме релита и стеллита применяются высокохромистые сплавы на основе железа.

Первые промышленные установки и технология плазменной наплавки замков и муфт разработаны институтом электросварки им. Е.О. Патона. При этом используются дорогие и дефицитные материалы (карбид вольфрама в качестве наплавочного материала и аргон как плазмообразующий газ). Кроме того технология наплавки требует высокой квалификации и тщательного исполнения (незначительный перегрев приводит к нарушению структуры и поломкам муфт, а при недогреве релит осыпается на забой).

В ходе работ разработаны материалы и технология дуговой наплавки безвольфрамового композита на основе карбиде хрома. В качестве износостойкого компонента выбран высокоуглеродистый феррохром, содержащий до 8% углерода, по сути литой карбид хрома  $(Cr Fe)_7C_3$  удельным весом 6,8-6,9 г/см<sup>3</sup>, он отличается от других износостойких материалов высокими прочностными свойствами, простотой получения и низкой стоимостью. Макротвердость частиц феррохрома 1440-1892 кг/мм<sup>2</sup>. Твердость наплавленного слоя составляет 62-68 HRC<sub>3</sub> на глубину 3,8 мм от поверхности.

Разработанные состав и технология наплавки безвольфрамового композита были использованы для повышения износостойкости муфт с наружным диаметром 50 мм.

Наплавка проводилась по следующему режиму:

сила тока	200-250 А,
напряжение	24 В,
полярность	обратная,
ширина наплавленного слоя	42 мм,
толщина наплавленного слоя	3-4 мм,
время наплавки одной муфты	2-3 мин.

Упрочненные муфты подвергались стендовым и производственным испытаниям.

Стендовые испытания проводились с применением метода математического планирования эксперимента, что дало возможность с высокой точностью оценить износостойкость муфт.

Стенд состоит из корпуса 1, служащего одновременно ёмкостью для промывочной жидкости, испытываемого образца 2, который крепится с помощью резьбы к валу 3, Вал получает вращение от электропривода. Наждачные бруски 4- прижимаются к детали с двух противоположных сторон грузами через систему передачи нагрузки 6. Такая конструкция избавляет вал от изгибающих нагрузок и устраняет возможные колебания свойств материалов брусков.

Одним из основных требований к модели эксперимента является воспроизводимость результатов. Для этой цели изнашивался один образец по двум поясам, результаты проверки воспроизводимости приведены в табл. 1 и на рис. 1.

Таблица 1

Результаты проверки воспроизводимости

№ п/п	Время, мин.	Образец №1, поясок 1		Образец №1, поясок 2	
		Масса, г	Потеря массы, г	Масса, г	Потеря массы, г
1	0	1590,1	-	1566,7	-
2	5	1586,7	3,4	1562,7	4,0
3	10	1583,2	6,9	1559,0	7,7
4	15	1579,9	10,2	1557,4	9,3
5	20	1577,5	12,6	1554,9	11,8
6	25	1674,5	15,6	1552,3	14,4
7	30	1572,7	17,4	1550,0	16,7
8	35	1570,3	19,8	1547,7	19,0
9	40	1568,5	21,6	1545,6	21,1
10	45	1567,2	22,9	1543,8	22,9
11	50	1566,7	23,4	1542,8	23,9

Стендовые испытания показали, что износостойкость муфт, наплавленных безвольфрамовым композитом в 2,64 раза превышает стойкость серийных муфт.

Производственные испытания муфт, наплавленных безвольфрамовым композитом диаметром 67 мм для буровой колонны из труб диаметром 50 мм

проводились на скважинах глубиной 1200 м в породах 4-8 категории буримости.

Серийные и опытные муфты устанавливались в буровой колонне в составе свечи в чередующемся порядке. Износ муфт определялся измерением диаметра в двух взаимно перпендикулярных сечениях штангенциркулем типа ЩУ - II. Оценка износа проводилась по среднему значению. По данным произ-

водственных испытаний износостойкость упрочнённых муфт в 2,7 раза выше, чем у серийных. Это,

практически, соответствует стендовым испытаниям.

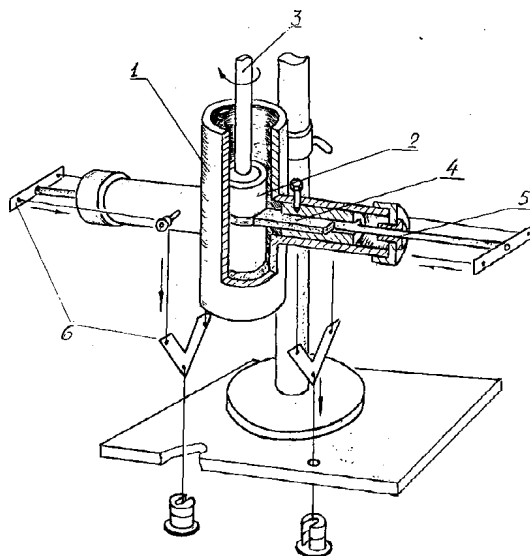


Рис. 1. Стенд для испытания деталей буровой колонны на износостойкость: 1 - корпус; 2 - испытываемая деталь (муфта); 3 - вал; 4 - абразив; 6 - система передач нагрузки

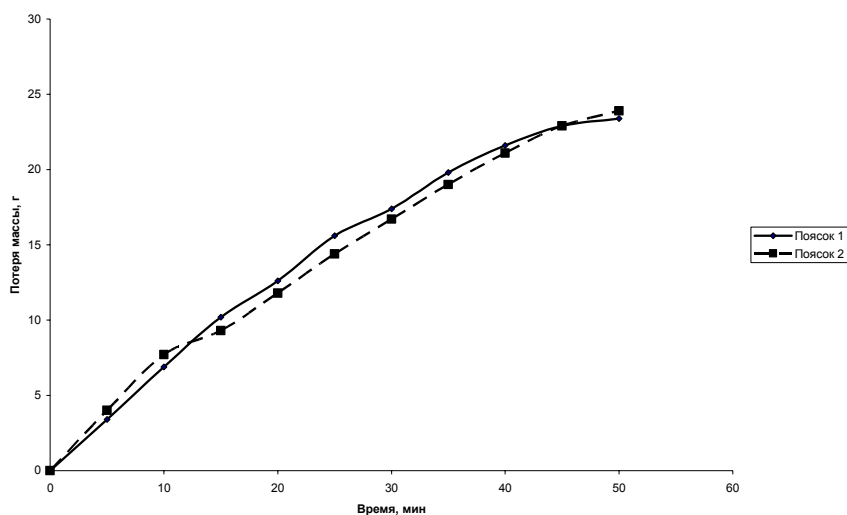


Рис. 2. Воспроизводимость результатов испытания по потере массы: 1 – поясок 1; 2 – поясок 2

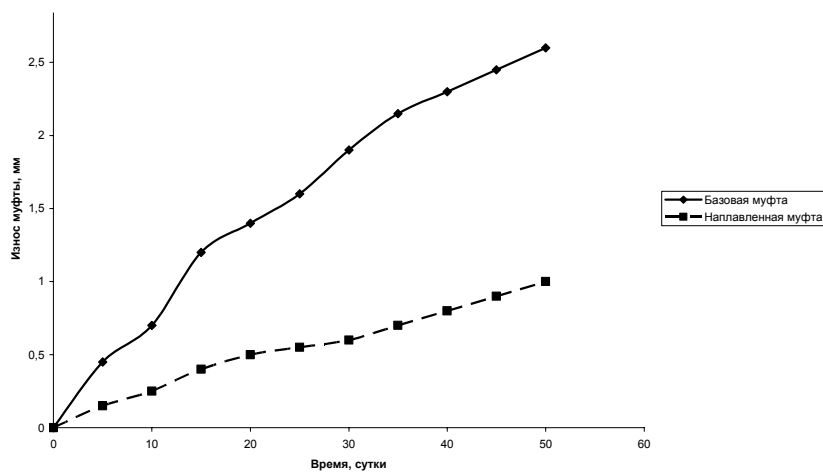


Рис. 3. Результаты производственных испытаний: 1 – базовая муфта; 2 – наплавленная муфта

Результаты производственных испытаний серийных и наплавленных муфт приведены на рис. 3.

Проведенные испытания показала возможность увеличения срока службы соединительных муфт не

УДК 502.654:622.24

О.В. Лужаниця, М.М. Фесенко, В.І. Коваленко

### ПРИРОДООХОРОННІ ТЕХНОЛОГІЇ ЩОДО ЗАХИСТУ ДОВКІЛЛЯ ПІД ЧАС СПОРУДЖУВАННЯ СВЕРДЛОВИН НА НАФТУ ТА ГАЗ

Розглянуто природоохоронні технології щодо захисту довкілля під час споруджування свердловин на нафту та газ.

Рассмотрены природоохранные технологии относительно защиты окружающей среды во время сооружения скважин на нефть и газ.

Nature protection technologies are considered in relation to defence of environment during building of mining holes on oil and gas.

Розвідка родовищ нафти і газу пов'язана з бурінням та випробуванням свердловин, тому найбільшого впливу на довкілля під час виконання таких робіт зазнають ґрунти, поверхневі та підземні води. Джерелами забруднення довкілля є промивальні рідини, тампонажні розчини, матеріали і хімреагенти для приготування промивальних рідин і тампонажних розчинів, бурові стічні води (БСВ) і буровий шлам (БШ), продукти випробування і освоєння свердловин, продукти згорання палива в двигунах внутрішнього згорання і котельних, паливно-мастильні матеріали (ПММ), господарсько - побутові стічні води і тверді відходи. У цьому аспекті важливою науково-практичною задачею є розробка і впровадження природоохоронних заходів з охорони земель та водних об'єктів під час проведення бурових робіт та випробування свердловин. Слід додати, що охорона навколишнього середовища та раціональне природокористування під час споруджування свердловин на нафту та газ повинна базуватися на концепції маловідходної технології. Маловідходна технологія споруджування свердловин - це технологія, при якій забезпечується раціональне і невиснажливе використання природних ресурсів, а негативний вплив на компоненти довкілля в часі скорочується до мінімуму і не перевищує рівня, що дозволяється екологічними, санітарно-технічними нормами, при цьому за технічними, організаційними, еколого-економічними причинами частина відпрацьованої промивальної рідини (ВІР), БСВ, вибуреної породи, а також інших матеріалів переходять у категорію невикористаних відходів і екологічно безпечно захороняються.

Полтавським відділенням Українського державного геологорозвідувального інституту (ПВ УкрДГРІ) проводиться цілеспрямована робота з розробки та впровадженню нових технологій збирання, зберігання, перероблення та захоронення відходів буріння, а також з розробки нормативних документів, направ-

менеє, чем в 2 раза методом наплавки безвольфрамового композита на серийные муфты.

лених на підвищення екологічної безпеки під час споруджування свердловин на нафту та газ.

На сьогодні розроблено такі природоохоронні заходи та технології: облаштування систем збору, зберігання відходів буріння при амбарному та безамбарному способах буріння; методика розрахунку об'ємів відходів буріння і об'єму шламових амбарів; перероблення БСВ; знешкодження нафтових забруднень; нейтралізація ВІР та БШ; проведення об'єктового моніторингу в районі бурових шламових амбарів; визначення втрат сільськогосподарського виробництва внаслідок можливого погіршення родючості ґрунтів земельних ділянок, які виділяються для проведення бурових робіт на нафту та газ.

Нові технології впроваджені на бурових об'єктах НАК "Надра України", ВАТ "Укрнафта".

Вибір системи збору, зберігання відходів буріння виконують з урахуванням фізико-механічних властивостей ґрунтів та класу небезпеки відходів буріння. Фізико-механічні властивості ґрунтів і, в першу чергу, коефіцієнт фільтрації та рівень горизонту ґрунтових вод, визначають спосіб збору, зберігання відходів буріння, конструкцію протифільтраційних екранів-накопичувачів, їх вартість та довговічність. Для облаштування екранів шламових амбарів поряд з глинистими, кольматаційними, колоїдно-хімічними, плівковими рекомендовано використовувати гідроізоляційні полімерно-бітумні матеріали.

Технологія очищення БСВ включає обробку стічних вод коагулянтами і флокулянтами з наступним використанням осаджувальної горизонтальної шнекової центрифуги.

В основу технології знешкодження нафтових забруднень покладено розкладання нафтових забруднень методом біологічної деструкції за допомогою мікроорганізмів. Для реалізації методу рекомендуються використовувати препарати бактеріальні типу "Десна", "Олеоворін", "Еконадін", "Родекс".



Для нейтралізації ВІР та БШ використовуються органічні та мінеральні домішки, в т.ч. сорбенти та меліоранти, які широко застосовуються у сільському господарстві. Вибір композиції для нейтралізації і знешкодження відходів буріння залежить від складу та ступеню забрудненості відходів, їх мінералізації. Після виконання робіт з нейтралізації відходів виконують технічну рекультивацию бурової площадки.

Система моніторингу на об'єктовому рівні передбачає контроль за станом ґрунтів та вод шляхом обстеження їх під час відводу земельної ділянки, режимних спостережень в процесі виконання бурових робіт та обстеження після закінчення робіт з технічної рекультиваци порушених земель.

Після завершення робіт з технічної рекультиваци визначають показники складу якості і ступеню забруднення родючого шару ґрунту і складають паспорт земельної ділянки, на якій проведені бурові роботи на нафту та газ.

При безамбарному способі буріння передбачається такий комплекс робіт. Облаштування систем зберігання, перероблення рідинних відходів буріння, організація зворотного водопостачання та видалення бурових шламів. Після закінчення бурових робіт відходи буріння вивозять в спеціально відведені місця (шламонакопичувачі)

В останні роки в Україні спостерігається збільшення об'ємів бурових робіт на нафту та газ в екологічно уразливих місцевостях, зокрема, в заплавах малих та середніх річок, природоохоронних зонах та ін. Бурові роботи на таких об'єктах проводяться в складних гідрогеологічних умовах, коли рівень ґрунтових вод менше 5 м, а коефіцієнт фільтрації ґрунтів більше  $10^{-5}$  см/с. Недотримання природоохоронних вимог в таких умовах може привести до прогресуючого забруднення довкілля, наслідком чого можлива деградація ґрунтів, водних об'єктів та біоценозу.

З метою підвищення екологічної безпеки бурових робіт на нафту та газ в екологічно уразливих місцевостях на ДДЗ впроваджені нові природоохоронні технології, а саме:

- використання нових рулонних водонепроникних, морозостійких полімерно-бітумних матеріалів для облаштування амбарів - накопичувачів;

- застосування матеріалів і реагентів для оброблення промивальних рідин і тампонажних розчинів III - IV класу безпеки;

- впровадження нової досконалої системи очищення промивальних рідин, яка складається з вібросит, гідроциклонів та центрифуг і зменшує напруження рідинних відходів у 2 - 3 рази;

- застосування систем зворотного водопостачання, які дозволяють використовувати для технологічних потреб бурової установки до 50 % напруженої БСВ;

- облаштування системи спостережних водних свердловин та місць відбору проб ґрунтів для проведення локального моніторингу ґрунтів та підземних вод у районі бурової площадки;

- захоронення нейтралізованих відходів буріння на місці виконання бурових робіт у гідроізолюваному амбарі за схемою: нейтралізовані відходи, гідроізоляційний шар, дренажний шар, мінеральний шар ґрунту, родючий шар ґрунту.

Комплекс вищезгаданих природоохоронних заходів та ресурсозберігаючих технологій впроваджено під час споруджування нафтогазових свердловин на земельних ділянках з високим рівнем стояння ґрунтових вод та високим коефіцієнтом фільтрації ґрунтів - Перекопівському, Велико-Бубнівському, Східно-Рогінцівському, Східно-Середняківському родовищах.

Розроблені й опробовані нові природоохоронні технології викладено в стандарті України - СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 "Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час споруджування свердловин на нафту та газ". Цей стандарт розроблено ПВ УкрДГРІ і погоджено з Мінприроди України, МОЗ України, Державними комітетами України з земельних ресурсів, водного та лісового господарств. Розроблений стандарт регламентує основні правила екологічно безпечного проведення робіт на всіх етапах споруджування свердловини на нафту та газ і відповідає основним вимогам законів, законодавчих актів України, стандартів і положень з охорони довкілля. Стандарт введено у дію з 01.03.2006 р.

ПВ УкрДГРІ та Національним науковим центром "Інститут ґрунтознавства та агрохімії ім. О.Н.Соколовського" також розроблено стандарт України СОУ 73.1-41-10.01:2004 "Охорона довкілля. Оцінка забруднення ґрунтів та визначення втрат сільськогосподарського виробництва внаслідок погіршення якості земельних ділянок під час спорудження нафтових і газових свердловин". Стандарт встановлює порядок обчислення втрат, що заподіюються землевласникам (землекористувачам) внаслідок погіршення родючості ґрунтів земельних ділянок, які надаються для виконання бурових робіт на нафту та газ. Вихідною інформацією для визначення втрат сільськогосподарського виробництва від погіршення якості ґрунтів під час споруджування нафтових і газових свердловин є паспорт земельної ділянки, на якій планується проводити (проведені) бурові роботи на нафту та газ. У паспорті наведено регламентовані показники складу і якості ґрунту, що визначаються атестованими лабораторіями.

Слід додати, що лабораторія охорони навколишнього середовища у процесі спорудження та експлуатації свердловин ПВ УкрДГРІ акредитована на технічну компетентність в проведенні вимірювань з контролю відходів нафтогазового комплексу та показників якості ґрунтів та вод (свідоцтво про атестацію видано ДГС Мінприроди України).

ПВ УкрДГРІ також розроблено Збірник укрупнених і елементних кошторисних норм на природоохоронні заходи при споруджуванні глибоких розвідувальних свердловин на нафту та газ (ДГС України "Геоінформ", Київ, 2003, т.21, 155 с). Збірник включає норми витрат на технічні заходи, що попереджу-

ють забруднення довкілля, нейтралізацію та захоронення відходів буріння, технічну і біологічну рекультивацію земельних ділянок після закінчення споруджування свердловин.

УДК 622.24

**Б.М. Васюк**

### ДНІПРОПЕТРОВСЬКЕ ВІДДІЛЕННЯ УКРАЇНСЬКОГО ДЕРЖАВНОГО ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНОГО ІНСТИТУТУ (ДВ УКРДГРІ)

Про роботу дніпропетровського відділення українського державного геологорозвідувального інституту.

О работе днепропетровского отделения украинского государственного геологоразведочного института.

About work of the Dnepropetrovsk separation of the Ukrainian state geological survey institute.

Відділення очолює Б.М.Васюк, кандидат технічних наук, фахівець у галузі технології та техніки розвідки родовищ корисних копалин, автор і співавтор понад 28 наукових праць, 30 винаходів, багатьох рекомендацій із вдосконалення технології буріння геологорозвідувальних свердловин, в тому числі морських, сучасних технічних засобів для обладнання артезіанських свердловин, інших розробок. В теперішній час очолює Вчену Раду Дніпропетровського відділення, з'являється членом редколегії «Збірника наукових праць УкрДГРІ».

Дніпропетровське відділення є науково-дослідним структурним підрозділом Українського Державного геологорозвідувального інституту, створено у 1959 році. Становлення Відділення, як наукової установи, визначили відомі вчені-геологи: доктори наук В.М. Кравченко, А.У. Литвиненко, В.Ю. Забігайло, О.Д. Додатко, кандидати наук Г.І. Князев, Я.З. Дорфман, Ю.М. Лазаренко, Г.Ф. Гузенко, В.І. Ганоцький, З.В. Туробова, М.Д. Ельянов, М.Т. Кучеренко, С.Д. Пожидаєв, Б.П. Рудометов, багато інших; вчені-гідрогеологи: доктор наук І.А. Скабланович, кандидати наук М.А. Шинкаревський, С.Л. Пугач, П.К. Гурьба, О.П. Лазаренко, А.М. Лужецький, О.І. Сурдутович, В.М. Лившиць та інші; вчені-технологи: кандидати наук Ю.Д. Бугаков, І.Є. Шевченко, І.Є. Данильченко, Ю.Г. Доценко, В.В. Большаков, Ю.О. Батутін, В.О. Ужеловський, фахівці: М.С. Агешін, А.С. Гаркуша, Л.З. Пінський та інші.

Тепер дослідні роботи виконують майже 60 науковців, серед котрих 4 доктора та 14 кандидатів наук.

#### **Метою діяльності Відділення є:**

- наукове забезпечення всього циклу геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, тверді корисні копалини і підземні води;

- науково-методичне забезпечення, узагальнення і системний аналіз інформації про стан і зміни геологічного середовища;

- науково-дослідне, дослідно-конструкторське та технологічне забезпечення колонкового, у тому числі морського, буріння.

#### **Основні напрями діяльності Відділення**

Впровадження розроблених ПВ УкрДГРІ природоохоронних заходів і технологій дозволяє споруджувати свердловини на нафту та газ в Україні на екологічно безпечному рівні.

- Регіональне геологічне вивчення породних комплексів Українського щита та прогноз корисних копалин. Дослідження очолюють кандидати наук Л.В. Ісаков, В.В. Сукач, фахівець О.В. Яговдик.

- Регіонально-геологічні дослідження породних комплексів верхнього докембрію та фанерозою території України. Напрямок очолює кандидат наук В.Л. Стефанський.

- Вивчення зон підвищеної газоносності вугленосної формації України. Провідний фахівець кандидат наук В.М. Антонов.

- Дослідження стану геологічного середовища; розробка методів проведення моніторингу навколишнього середовища. Провідний фахівець С.А. Рубан.

- Розробка та вдосконалення методів гідрогеологічних досліджень, дослідження та прогнозні оцінки ресурсів підземних вод. Фахівці по напрямку: кандидати наук Н.А. Білокопитова, С.Г. Ізмайлов, багато інших.

- Вивчення геологічної будови і перспектив нафтогазоносності території України. Напрямок очолює доктор наук М.Т. Хохлов.

- Науково-дослідні роботи з розробки нових та вдосконалення відомих технологій і технічних засобів спорудження свердловин на тверді корисні копалини і підземні води. Науковий керівник напряму кандидат наук Б.М. Васюк, фахівці: кандидати наук І.Є. Данильченко, Л.І. Ковалевська, завідувач лабораторії Г.М. Вікторов, старший науковий співробітник В.І. Сорокін, В.С. Щербачов та інші.

Науково-методичні рекомендації по напрямкам впроваджені в більшості виробничих підприємств геологічної галузі України, в багатьох установах інших відомств, забезпечують підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт в цілому.

Діяльність Відділення може бути охарактеризовано науковими досягненнями останніх років, серед яких:

- Цикл праць «Оцінка та шляхи оптимізації стану геологічного середовища Криворізького залізнично-го Басейну в умовах реструктуризації гірничодобувної галузі». За указом Президента України від 10

грудня 2007 року авторському колективу, в т.ч. співробітникам ДВ УкрДГРІ Білокопитовій Н.А. і Просенко С.О., присуджено Державну премію України в галузі науки і техніки 2007 року.

- Програмний комплекс для розробки свердловин. Автори: кандидат наук Б.М.Васюк, Г.М.Вікторов, Д.О.Харитонов.

УДК 622.243.2

**С.І. Гайдук**

**ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ КОМПОНУВАНЬ ЗІ ЗМІЩЕНОЮ МАСОЮ**

Наведено результати дослідження роботи компонок зі зміщеною масою.

Приведено результати исследований работы компонок со смещенной массой.

The results of research of work of arrangements are resulted with the displaced mass.

Відомо, що незбалансованість бурового інструменту може сприяти підвищенню показників буріння [1,2 та ін.]. У зв'язку з цим, для уточнення механізму роботи незбалансованих пристроїв і ефективності їх застосування при бурінні свердловин на вугіллі в умовах Донбасу були проведені стендові і натурні випробування компонок зі зміщеною масою (КЗМ).

Для дослідження на стенді використалися - КЗМ виготовлене з колонкової труби діаметром 73 мм із привареним усередині сталевим стрижнем діаметром 16 мм і для порівняння колонкова труба (КТ) діаметром 73 мм, обидва довжиною 4,5 м. Стенд являв собою вертикальну свердловину глибиною 40 м обсаджена трубами діаметром 89 мм. Бурильна колона СБТМ-50 із КЗМ або КТ оберталися на опорній п'яті із частотою 257 хв<sup>-1</sup>, осьовим навантаженням 1000 даН і витратою промивної рідини (вода) 18 л/хв. Робота оцінювалася по характеру зношування попередньо пофарбованих КЗМ і КТ і витратам потужності.

Проведені роботи показали, що поверхня КЗМ має однобічне зношування, при цьому зношений сектор- $\alpha$  (рис.1) склав 75°, що приблизно відповідає кривизні стовбура свердловини. Можна припустити, що КЗМ обертається навколо осі свердловини - О з незначним "маятниковим хитанням" відносно своєї осі - О'. Рух бурильної колони визначено як стабільний - діаграма витрат потужності плавна крива без різких перепадів (рис.2). На КТ зношений сектор дорівнював 135°, відзначені сліди зношування по всій окружності. Можна припустити, що КТ обертається навколо осі свердловини зі значно більшою амплітудою "маятникового хитання" і часом "зривається" на комбінований рух - обертання навколо осі свердловини з обертанням навколо власної осі. Рух бурильної колони визначено як нестабільний - на діаграмі витрат потужності відзначаються різкі перепади (рис.2). Очевидно, що піки навантаження пов'язані з комбінованим рухом, який при 257 хв<sup>-1</sup> більше енергоєм-

- Рекомендації визначені в монографії «Поля гранітних пегматитів Західного Приазов'я». Автор - кандидат наук Л.В.Ісаков.

- Монографія у вигляді довідково-методичного посібника «Геологічні оцінки та прогнози режиму підземних вод України». Автори - С.А.Рубан, М.А.Шинкаревський.

ний, а тому тривалий час існувати не може (по діаграмі тривалість пікового навантаження - 3сек.).

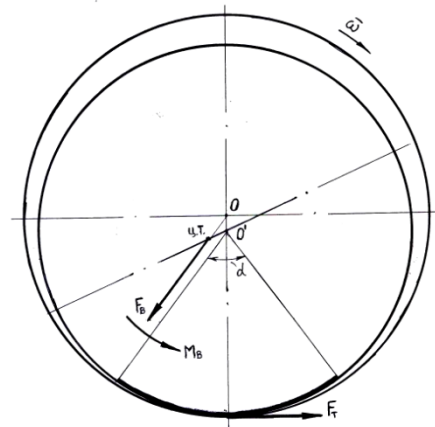


Рис.1. Схема сил КЗМ

Стабілізацію роботи бурильної колони із КЗМ можна пояснити двома особливостями незбалансованих компонок подібних конструкцій - це різні значення жорсткості при вигині по головних осях інерції й дією моменту відцентрової сили  $M_B$  [3].

Установлено, що витрати потужності на роботу бурильної колони із КЗМ на 9,5% нижче, ніж із КТ (рис.2). Однією з причин цього є те, що відцентрова сила  $F_B$  спрямована в протилежну сторону силі тертя  $F_T$ , що частково компенсує її. Слід зазначити, що КЗМ менш гнучка за КТ, що знижує силу притиснення до стінки свердловини, а значить і силу тертя. З іншої сторони КЗМ має більшу масу й радіус руху центру тяжіння (ц.т.), що збільшує силу притиснення (силу тертя).

В умовах реальної свердловини використалися КЗМ виготовлені з УБТ-89РПУ й УБТ-73Р фрезеруванням лиски й включалися в буровий інструмент над колонковою трубою. Буріння велося по черзі, інтервалами 50-60 м, із КЗМ і без КЗМ. В інтервалі 730-970 м застосування КЗМ (УБТ-89РПУ) дало ріст механічної швидкості буріння на 7,5% і проходки за

рейс на 12%. В інтервалі 1380-1530 м показники буріння із КЗМ (УБТ-73Р) та без КЗМ були практично однаковими. Це можна пояснити тим, що буріння глибоких горизонтів велося із частотою  $136 \text{ хв}^{-1}$ , а для такої частоти характерний стабільний характер роботи бурильної колони, відповідно не було передумов для реалізації переваг КЗМ. У всіх випадках при бурінні із КЗМ відзначене зниження інтенсивності скривлення свердловин до 50%.



Рис. 2. Діаграма витрат потужності

УДК 622.24.51

В.Л. Хоменко

### ПЛАНЕТАРНАЯ КОНСТРУКЦИЯ ДОЛОТ БЕЗУДАРНОГО ДЕЙСТВИЯ

В статті наведена і проаналізована принципова нова конструкція планетарних доліт безударної дії.

В статті приведена і проаналізована принципово нова конструкція планетарних доліт безударного действия.

In the article resulted and analysed on principle new construction of planetary bit of unstressed action.

Специфика бурения глубоких скважин требует в первую очередь высоких значений проходки на породоразрушающий инструмент. Большая часть всего объема бурения без отбора керна приходится на шарошечные долота. Между тем шарошечные долота, которые совершают преимущественно ударное воздействие, не имеют достаточно высокой стойкости и недостаточно эффективно разрушают целый ряд горных пород.

В свою очередь конструктивные недостатки снижают область применения и объем бурения долотами, которые осуществляют безударное разрушение горной породы.

В настоящее время при бурении нефтяных и газовых скважин на больших глубинах применяют долота безударного действия, армированные алмазами или их аналогами, которые обладают высокой износостойкостью. При работе этого инструмента разрушение преимущественно происходит не под действием ударных нагрузок, а под действием резания, микрорезания, истирания и т.п. Такие долота, не обладая большой механической скоростью бурения, отлича-

ются высокой проходкой, благодаря чему получили широкое распространение при бурении скважин на больших глубинах. Однако современные конструкции таких долот имеют ряд важных недостатков, которые снижают эффективность их применения.

### Список літератури

1.Повышение эффективности колонкового алмазного бурения/ Б.И.Воздвиженский, Г.А.Воробьев, Л.К.Горшков и др.-М.: Недра, 1990.

2.Нескоромных В.В. Технические средства и методы снижения интенсивности искривления геологоразведочных скважин // Обзор ВИЭМСа. Техн. и технол. геол.- разв. работ; орг. пр-ва.- М.: 1989.

3.Гайдук С.И. Анализ работы компоновок со смещенной массой // Изв. Вузов. Геол. и разв. 1991. №9. с.164-166.

ются высокой проходкой, благодаря чему получили широкое распространение при бурении скважин на больших глубинах. Однако современные конструкции таких долот имеют ряд важных недостатков, которые снижают эффективность их применения.

Одним из наиболее перспективных направлений усовершенствования породоразрушающих инструментов является соединение достоинств планетарной конструкции шарошечных долот с режущим или истирающим действием, которые оказывают другие типы долот.

Системный подход к проектированию планетарных долот безударного действия был предложен в работе [2].

В частности в ней обоснован тот факт, что при бурении планетарными долотами безударного действия отсутствуют факторы, приводящие к аномальному изнашиванию долот с движением породоразрушающих элементов по окружности: удается избежать раздавливания породоразрушающих элементов в центральной части долота, канавкообразования по торцу и преждевременного выхода долота из строя из-за изнашивания по диаметру. На основании анализа кинематики планетарных долот построены эпюры распределения давления по поверхности породоразрушающих сателлитов, что дало возможность утверждать, что условия работы единичных породоразрушающих элементов в планетарных долотах находятся в существенно меньшем диапазоне, по сравнению с долотами с движением породоразрушающих элементов по окружности. Предложены уравнения для определения формы профиля торца породоразрушающих сателлитов в зависимости от условий работы. Все единичные породоразрушающие элементы в сателлитах с таким профилем торца находятся в равных условиях работы, благодаря чему сателлиты будут сохранять свою первоначальную форму в процессе бурения. Разработана математическая модель абразивного изнашивания в паре "породоразрушающий сателлит-горная порода", которая описывает из-

менение профиля торца породоразрушающего сателлита в зависимости от времени работы планетарного долота в заданных условиях. Проанализировано распределение осевого усилия на породоразрушающие сателлиты в планетарном долоте. Предложена методика проектирования конструктивных параметров планетарных долот безударного действия, которая обеспечивает создание долот, в которых благодаря созданию равных условий работы для всех единичных породоразрушающих элементов происходит максимально полная отработка сырья для армирования.

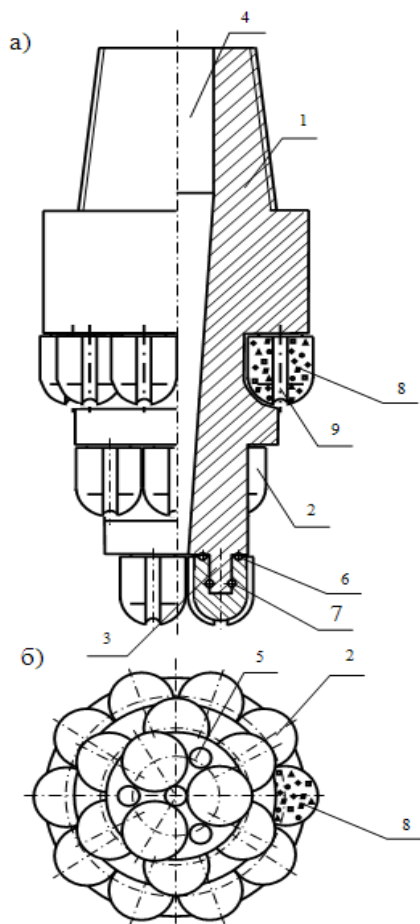


Рис. 1 - Планетарное долото безударного действия:  
а) вид сбоку; б) вид со стороны забоя

Целью настоящей статьи является анализ принципиальной новой конструкции планетарного долота безударного действия, позволяющей наиболее эффективно использовать преимущества планетарной конструкции.

В основу конструкции поставленная задача усовершенствования планетарного долота, в котором принципиально иное конструктивное выполнение рабочего органа обеспечивает повышение интенсивности ведения работ, проходки на долото, механической скорости бурения, улучшения условий работы породоразрушающих элементов, снижения мощности, которая затрачивается на бурение, и за счет этого увеличивается рейсовая скорость бурения, снижаются удельная затрата алмазов, амортизация бурово-

го станка и бурильных труб, улучшаются технико-экономические показатели бурения.

Поставленная задача решается тем, что в долоте, которое содержит полый корпус с соединительной резьбовой головкой и рабочий орган, рабочий орган имеет дополнительные породоразрушающие сателлиты, армированные алмазами или композиционными материалами, которые расположены ступенчато вдоль оси долота, а на ступени по периметру корпуса с перекрытием зоны действия сателлитов между ступенями [2].

На рис. 1. изображено трехступенчатое планетарное долото.

Долото содержит полый корпус 1 с вертикальными осями вращения 3. В корпусе есть центральный промывочный канал 4 и три дополнительных промывочных канала 5. На осях с помощью подшипников 6, расположены сателлиты 2, которые закреплены замками 7 и армированные породоразрушающими элементами 8 (алмазами или композиционными материалами). В теле сателлитов находятся охлаждающие промывочные каналы 9.

Разрушение породы при бурении происходит сателлитами 2. При вторжении долота в горную породу сателлиты 2 начинают вращаться вокруг оси корпуса долота 1 и за счет сил реакции стенок и забоя скважины также вокруг собственной оси 3. Промывочная жидкость на забой подается по центральному промывочному каналу 4 и боковым промывочным каналам 5. Боковые промывочные каналы 5 направлены под углом на ступень забоя, что позволяет избежать гидроабразивного износа тела сателлитов 2 потоком промывочной жидкости и выбуренной поднимающейся породы. При вращении долота промывочная жидкость из боковых каналов 5 действует на всю ступень, что способствует более эффективному выносу шлама.

Как видно из рис. 1, в отличие от конструкций без перекрытия зоны действия сателлитов, в процессе работы около половины породоразрушающих элементов совсем не контактирует с забоем скважины. Благодаря этому они успевают полностью остыть, что делает невозможным спекание породоразрушающих элементов даже при ухудшении качества промывки скважины. Это позволяет более эффективно осуществлять термомеханическое влияние на горную породу, повышая эффективность разрушения и механическую скорость бурения.

Прерывчатый контакт позволяет также снизить нагрузки на породоразрушающие элементы, что способствует повышению проходки на долото.

В планетарных долотах с перекрытием зоны действия сателлитов расстояние между центрами сателлитов меньше, чем в долотах без перекрытия зоны действия сателлитов, что позволяет уменьшить неравномерность распределения скоростей движения породоразрушающих элементов сателлитов, расположенных на разных ступенях. А вследствие этого и нагрузка на эти элементов распределена более равномерно.

Следующим существенным преимуществом такой конструкции является то, что удастся почти вдвое увеличить энерговооруженность долота. А это, в свою очередь, позволяет повысить проходку на долото, что особенно эффективно при бурении глубоких скважин.

Основными недостатками такой конструкции является повышенный риск заклинивания сателлитов, из-за того, что реакция забоя скважины направлена на прижатие сателлитов к оси долота; а также плохие условия работы ступени, которая расположена наиболее близко к забою скважины.

Одним из путей снижения риска заклинивания является усовершенствование профиля торца породоразрушающих сателлитов, с целью изменения направления вектора реакции забоя.

Что касается плохих условий работы наиболее низкой ступени, то этот недостаток имеют абсолютно все долота безударного действия с вертикальной осью вращения породоразрушающих элементов, поэтому решение этой проблемы в настоящее время осложнено. Отметим лишь, что в сравнении с непланетарными конструкциями у анализируемой конструкции размер части долота, которая работает в наиболее тяжелых условиях значительно меньше.

Выводы

1. Конструкция планетарных долот с перекрытием зоны действия сателлитов позволяет улучшить охлаждение породоразрушающих элементов, что особенно ценно в объединении с термомеханическим влиянием на горную породу.

УДК 622.241.14

Ю.Д. Бессонов, В.С. Слипенький

### ВЛИЯНИЕ КОМПОНОВКИ БУРОВОГО СНАРЯДА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ НАГРУЖЕНИЯ ДОЛОТА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ УСИЛИТЕЛЕМ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ

У статті розглянутий вплив компоновки бурового снаряда на ефективність вантажання долота.

В статье рассмотрено влияние компоновки бурового снаряда на эффективность нагружения долота.

In the article influence of arrangement of boring shell is considered on efficiency of lading of chisel.

Анализ волновых процессов в трубопроводах гидромеханизмов указывает на теоретическую возможность повышения прямого гидравлического удара путём использования явления отражения волны в неоднородном трубопроводе [1]. Такой трубопровод имеет разные сечения по длине или тупиковые элементы. Так, при прохождении прямой волны через место соединения различных по сечению элементов трубопровода (рис.1), давление отраженной волны составляет определённую долю прямой волны с учётом соответствующего сдвига во времени. Таким образом, согласно принципу суперпозиции, происходит наложение отраженной волны и увеличение амплитуды давления прямого гидравлического удара.

2. Прерывчатый контакт и расположение сателлитов с перекрытием зоны их действия позволяет снизить нагрузки на породоразрушающие элементы и более равномерно их распределить по сравнению с долотами без перекрытия зоны действия сателлитов.

3. Планетарные долота с перекрытием зоны действия сателлитов имеют существенно большую энерговооруженность по сравнению с долотами без перекрытия зоны действия сателлитов.

4. Наиболее насущной потребностью в усовершенствовании планетарных долот безударного действия с перекрытием зоны действия сателлитов является разработка наиболее рационального профиля торца породоразрушающих сателлитов, который бы обеспечивал эффективное разрушение горной породы и сводил бы к минимуму риск заклинивания сателлитов.

### Список литературы

1. Хоменко В.Л. Обоснование конструктивных параметров планетарных долот безударного действия. Дисс. ... канд. техн. наук. Днепропетровск, 2004. – 137 с.

2. Пат. 69062 А Украина, МКИ Е 21 В 10/46. Буровое долото. / Бондаренко В.П., Давиденко О.М., Кожевников А.О., Бондаренко М.О., Богданов Р.К., Исонкин О.М., Хоменко В.Л. № 2003119977; Заявлено 05.11.03; Опубл. 16.08.04; Бюл. № 8.

грузку на породоразрушающий инструмент. ГУОН преобразует кинетическую энергию потока промывочной жидкости в гидродинамический напор для непосредственного воздействия на породоразрушающий инструмент (долото). Общий вид гидродинамического усилителя представлен на рис.3.

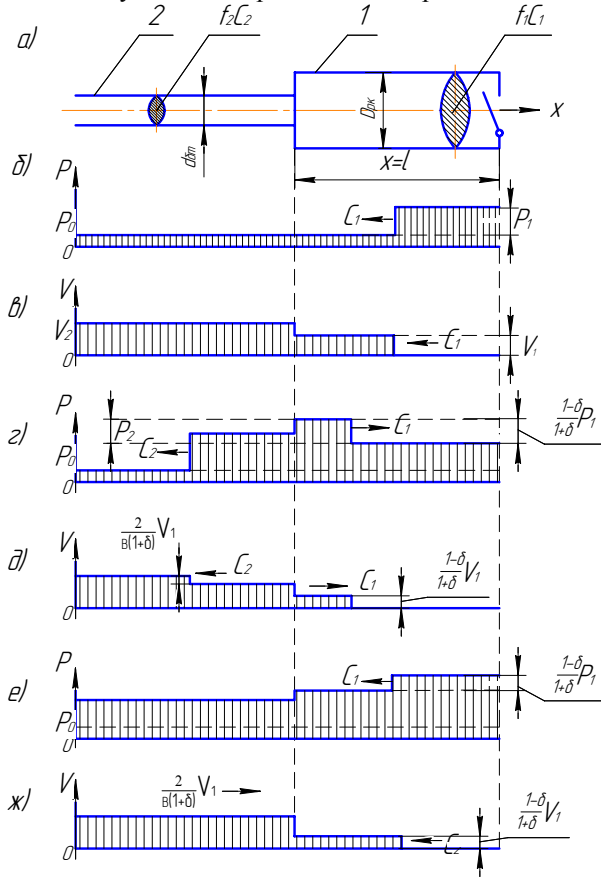


Рис. 1. Прохождение гидроударной волны через соединение трубопроводов 1 и 2: а - схема соединения; б, в - распределение давления и скорости жидкости в исходном положении; г, д - распределение давления и скорости жидкости при первом отражении гидроударной волны от соединения трубопроводов 1 и 2; е, ж - распределение давления и скорости жидкости при жестком отражении волны от дна трубопровода 1 при закрытом клапане;  $\delta = f_2 c_2 / f_1 c_1 = d_2^2 c_2 / d_1^2 c_1$  - коэффициент соединения;  $d_1, f_1, c_1$  - соответственно, диаметр, площадь поперечного сечения и скорость гидроударной волны отводящего трубопровода 1;  $d_2, f_2, c_2$  - соответственно, диаметр, площадь поперечного сечения и скорость гидроударной волны подводящего трубопровода 2.

Устройство состоит из следующих конструктивных элементов: верхнего переходника 5 для соединения с бурильными трубами 4; ограничительной втулки 6 для регулирования перемещения клапана 9; пружины клапана 7 для перемещения клапана вверх; шлицевой втулки 8 для передачи вращательного движения через корпус (рабочую камеру) 10 к долоту. Шлицевая втулка является одновременно элемен-

том выключающего устройства. Клапан 9 соприкасается нижним торцом с клапанной втулкой 11.

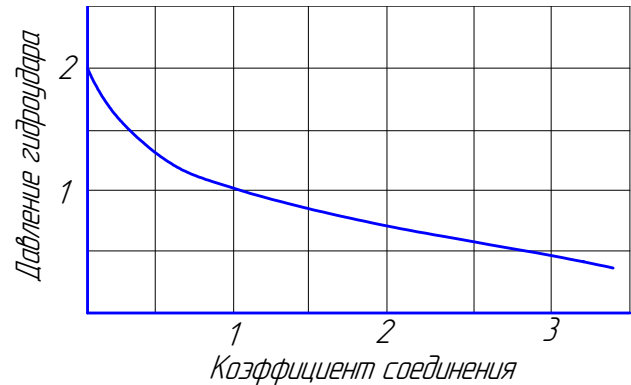


Рис. 2. Зависимость давления в рабочей камере от коэффициента соединения « $\delta$ » после отражения волны

Дно рабочей камеры 10 является поверхностью, на которую воздействует высокое гидродинамическое давление. Пружина 12 служит для перемещения клапанной втулки 11 вверх. Для обеспечения устойчивых колебаний давления жидкости в камере 10 диаметр клапана 9 в месте сопряжения его с клапанной втулкой 11 должны иметь одинаковый размер.

Гидродинамический усилитель осевой нагрузки работает следующим образом. Устройство спускают в скважину на бурильных трубах (положение I). К нижнему переходнику предварительно присоединяется долото 13. Не доводя долото до забоя на 0,2-0,5 м, подают от насоса 1 в скважину через бурильные трубы 4 промывочную жидкость. При этом клапан 9 под действием пружины 7 приподнимается вверх относительно корпуса на величину  $< a >$  свободного хода шлицевой втулки. Между нижним торцом клапана 9 и торцом клапанной втулки 11 образуется зазор «а», через который свободно протекает промывочная жидкость к забою скважины и очищает его от шлама.

При постановке долота на забой (положение II а), шлицевая втулка 8 перемещается вниз относительно корпуса 10 вместе с клапаном 9, который нижним торцом перекрывает отверстие в клапанной втулке 11. В рабочей камере у её нижнего торца создаётся гидравлический удар, который в виде прямой волны движется со скоростью  $c_1$  по промывочной жидкости вверх до встречи с местом соединения с бурильными трубами.

В этот момент гидродинамическая волна начнёт действовать на клапан 9, перемещая его вместе с клапанной втулкой 11 вниз.

Отраженная от неоднородности соединения с бурильными трубами обратная волна увеличивает амплитуду прямой волны в рабочей камере 10. В конце рабочего хода  $u_k$  (положение II б) клапан 9 отсекается посредством упора ограничительной втулки 6 в шлицевую втулку 8. Клапанная втулка 11 по инерции движется вниз, сжимая пружину 12.

Между нижним торцом клапана и клапанной втулкой образуется зазор, куда устремляется промывочная жидкость, а давление в рабочей камере резко снижается. Клапан под действием пружины 6 возвращается в исходное положение, а клапанная втулка 11 в конце свободного хода  $y_{em}$  отсекается и под воздействием сжатой пружины 12 возвращается в исходное положение (*положение IIв*). Клапанная втулка снова перекрывает движение промывочной жидкости, возникает новый гидравлический удар в рабочей камере и цикл повторяется.

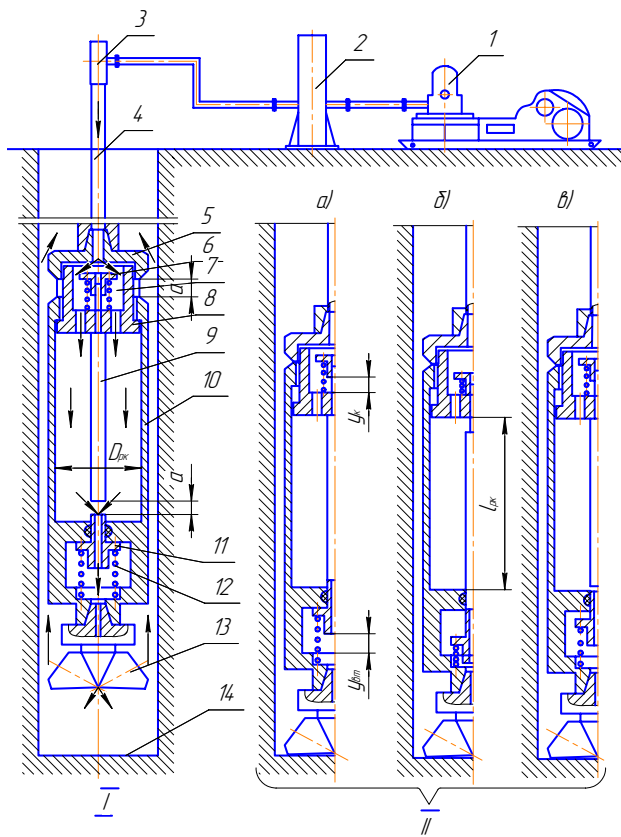


Рис. 3. Гидродинамический усилитель осевой нагрузки: I – положение деталей при спуске в скважину; II – рабочее положение деталей: а – в начале рабочего хода клапана; б – в начале свободного хода клапанной втулки; в – при обратном ходе клапанной втулки: 1 – насос; 2 – компенсатор; 3 – сальник – вертлюг; 4 – бурильные трубы; 5 – переходник; 6 – ограничительная втулка клапана; 7, 12 – пружины; 8 – шлицевая втулка; 9 – клапан; 10 – корпус (рабочая камера); 11 – клапанная втулка; 13 – долото; 14 – забой скважины

В этот момент гидродинамическая волна начнёт действовать на клапан 9, перемещая его вместе с клапанной втулкой 11 вниз.

Отраженная от неоднородности соединения с бурильными трубами обратная волна увеличивает амплитуду прямой волны в рабочей камере 10. В конце рабочего хода  $y_k$  (*положение II б*) клапан 9 отсекается посредством упора ограничительной втулки 6 в шлицевую втулку 8. Клапанная втулка 11 по инерции движется вниз, сжимая пружину 12.

Между нижним торцом клапана и клапанной втулкой образуется зазор, куда устремляется промывочная жидкость, а давление в рабочей камере резко снижается. Клапан под действием пружины 6 возвращается в исходное положение, а клапанная втулка 11 в конце свободного хода  $y_{em}$  отсекается и под воздействием сжатой пружины 12 возвращается в исходное положение (*положение IIв*). Клапанная втулка снова перекрывает движение промывочной жидкости, возникает новый гидравлический удар в рабочей камере и цикл повторяется.

Наличие удлиненной и увеличенной по сечению рабочей камеры 10 даёт возможность увеличить амплитуду и регулировать продолжительность гидродинамического воздействия на породоразрушающий инструмент. Наличие рабочей камеры 10 позволяет также увеличить КПД и ресурс устройства в сравнении с гидроударниками.

В работе [3] аналитическим путём определена амплитуда гидродинамического давления в рабочей камере:

$$p_n = p_{cy} \frac{1 - (k_1 k_2)^n}{1 - k_1 k_2},$$

где  $p_{cy} = \rho c_1 g_0$  – давление прямого гидроудара по Н.Е.Жуковскому;  $\rho$  – плотность промывочной жидкости кг/м<sup>3</sup>;

$g_0$  – начальная скорость движения жидкости в рабочей камере, м/с;

$k_1$  – коэффициент отражения прямой волны согласно [1] -

$$k_1 = \frac{1 - \delta}{1 + \delta}$$

$k_2$  – коэффициент затухания волны в рабочей камере;  $n$  – число пробегов волны в рабочей камере.

Анализ формулы определения амплитуды гидродинамического давления в рабочей камере  $p_n$  показал, что она зависит не только от амплитуды прямого гидроудара  $p_{cy}$ , но и от коэффициента отражения  $k_1$ . Определённый практический интерес представляет анализ комбинаций компоновок бурового снаряда с включением в него ГУОНа, обеспечивающих наибольший коэффициент отражения  $k_1$ . В табл.1 рассчитаны числовые значения коэффициентов соединения  $\delta$  и отражения  $k_1$  для различных компоновок бурильных труб (по диаметру проточного канала) и внутреннему диаметру рабочей камеры (если для их изготовления использовать трубную заготовку обсадных труб).

Таблица 1.

Числовые значения коэффициентов соединения  $\delta$  и отражения  $k_1$  для различных компоновок бурильных труб и диаметра рабочей камеры ГУОНа

Диаметр буровой трубы, мм / Диаметр рабочей камеры, мм	Диаметр буровой трубы, мм / Диаметр рабочей камеры, мм					
	73/63	89/79	108/	127/	146/1	168**/15



Диаметр ка- нала, мм			98	117	36	0
42 /32 $\delta$	0,258	0,156	0,107	0,075	0,055	0,045
$k_I$	0,590	0,730	0,807	0,860	0,896	0,913
50 /39 $\delta$	0,384	0,232	0,168	0,111	0,082	0,068
$k_I$	0,445	0,620	0,712	0,800	0,849	0,873
54*/ 44 $\delta$	0,488	0,295	0,202	0,142	0,105	0,086
$k_I$	0,344	0,544	0,664	0,751	0,810	0,842
63,5 /51,5 $\delta$	0,668	0,400	0,276	0,194	0,143	0,118
$k_I$	0,199	0,429	0,567	0,675	0,750	0,789
73**/59 $\delta$	0,878	0,530	0,363	0,254	0,188	0,155
$k_I$	0,065	0,307	0,467	0,595	0,684	0,732

**Примечание:** \* - трубы ниппельного соединения [4];

\*\* - бурильные трубы для глубокого бурения с толщиной стенки 9мм [5];

В расчёте не учитывался диаметр клапана, уменьшающее площадь поперечного сечения рабочей камеры.

Анализ данных табл. 1 показывает, что меньшие значения коэффициента соединения, обеспечивают ускоренный рост амплитуды гидродинамического

УДК 622.245

**О.Ф. Камишацкий**

### ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ДИСПЕРГАТОРА

У статті розглянуті результати експериментальних досліджень обробки кавітації промивальних рідин, застосованих при бурінні свердловин.

В статье рассмотрены результаты экспериментальных исследований кавитационной обработки промывочных жидкостей, применяемых при бурении скважин.

The results of experimental researches of cavitations treatment of washings liquids of the mining holes applied at the boring drilling are resulted.

Як відомо, буріння свердловин без ускладнень і якість їх цементування залежить від правильного вирішення питань пов'язаних з промивкою свердловини. В даний час без добре організованої промивки забою і стовбура свердловини немислимий подальший розвиток глибокого і надглибокого буріння. Проте вирішення питань вдосконалення промивки свердловин досить складно, що пояснюється наявністю великої кількості робіт на цю тему і існуванням у висновках авторів значних розбіжностей.

Дисперсність визначає багато властивостей дисперсних систем, зокрема: водоотдачу, структурно-механические властивості і стійкість промивальних рідин. В той же час властивості дисперсної системи багато в чому залежать від змісту найбільш дрібних, колоїдних частинок. Від якості і відповідності промивальних розчинів геолого-технічним умовам залежать швидкість буріння, запобігання аваріям і ускладненням, отримання якісного керна матеріалу, зносостійкість бурового устаткування і інструменту і, кінець кінцем, вартість споруди свердловини.

давления в рабочей камере и, как следствие, повышенную гидродинамическую нагрузку на породоразрушающий инструмент.

#### Список литературы

1. Тарко Л.М. Волновые процессы в трубопроводах гидромеханизмов. - М.: Машгиз, 1963. – 162 с.
2. Гідродинамічний вібробур. Патент України № 200003266505 от 11.05.2000р. Бюл. №3 от 15. 03.01 (Давиденко О.М., Сліпенький В.С., Безсонов Ю.Д., Сірик В.Ф.).
3. Сліпенький В.С. Визначення енергетичних характеристик гідродинамічного вібробура. // Нафтова і газова промисловість. 2002. – № 6. – С. 22-25.
4. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: В 2-х т. / Под редакцией проф. Е.А.Козловского.- Том 1.-М.: Недра, 1984. – 512с.
5. Палашкин Е.А. Справочник механика по глубокому бурению.: 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1981. – 510 с.

Приготування бурових розчинів здійснюється за допомогою механічних змішувачів (лопатевих глиномішалок, фрезерно-струменемих млинів, ежекторних установок). Такий спосіб приготування не завжди дає можливість отримати рідину з необхідними технологічними параметрами, що приводить до підвищення витрати дорогих хімічних реагентів, матеріалів і енергії. При приготуванні промивальної рідини в розглянутих вище пристроях відбувається первинне подрібнення дисперсної фази. Дисперсність фази, що диспергує, залежатиме від її вигляду і якості, початкових розмірів частинок, способу і тривалості подрібнення і інших чинників. Проте повною диспергації в процесі приготування не відбувається. Як показують дані численних досліджень для кожного реального диспергуючого пристрою існує певна тривалість процесу, збільшення якої вже не приводить до подальшого диспергування твердих частинок і зміни властивостей дисперсної системи. Механічні дії для цього дуже короточасні, додаються лише до порівняно невеликої частини твердої фази.

Додатковою диспергацією твердої фази можна при одному і тому ж її змісті в 2-3 рази збільшити структурну в'язкість, в 6-9 разів – динамічна напруга зрушення і в 1,5 разу зменшити водоотдачу, крім того, зменшується зміст піску, поліпшується стабільність. Процес диспергування дозволяє також скоротити кількість твердої фази в промивальній рідині при заданих структурно-механических властивостях. Чим нижче якість глини, тим значніше ефект диспергування.

На кафедрі техніки розвідки родовищ корисних копалин Національного гірського університету був розроблений експериментальний зразок диспергатора кавітації (рис. 1) [1]. Промивальна рідина по подаючій лінії поступає в ніпель спеціального перетину 1 і, обтікаючи конус 2, поступає у викидну лінію. При обтіканні конуса 2 відбувається утворення ділянки, в якій краплинна рідина повністю відсутня, – з'являється суперкаверна. Для забезпечення можливості регулювання режимними параметрами роботи диспергатора кавітації конус обтікання 2 виконаний з можливою осьовою переміщення в дифузори ніпеля 1, шляхом переміщення штока 3. При цьому розмір суперкаверни залежатиме від швидкості набігаючого потоку і як наслідок від радіального зазору між конусом обтікання і дифузори ніпеля 1.

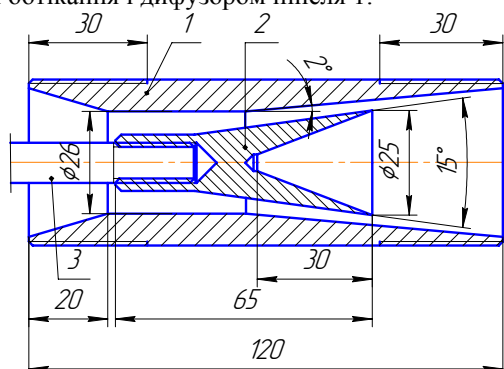


Рис. 1. Експериментальний зразок диспергатора кавітації: 1 – ніпель спеціального перетину; 2 – конус обтікання; 3 – шток

З метою визначення впливу обробки кавітації, що реалізовується диспергатором кавітації, на технологічні властивості промивальних рідин проведені стендові дослідження.

Стенові випробування експериментального зразка диспергатора кавітації проведені на спеціальному стенді, розташованому в лабораторії кафедри ТРМПІ НГУ. Стенд включає: диспергатор кавітації, плунжерний насос, відстійник, всмоктуючий і нагнітальний трубопроводи. Схема стенду наведена на рис. 2.

Методика проведення експерименту полягає в наступному. Експериментальний зразок диспергатора кавітації приєднується до нагнітального трубопроводу стенду. Промивальна рідина подається насосом по замкнутій схемі циркуляції. В процесі дослідження визначаються вплив роботи диспергатора кавітації на технологічні властивості промивальної рідини, шляхом відбору проб через певне число циклів обробки.

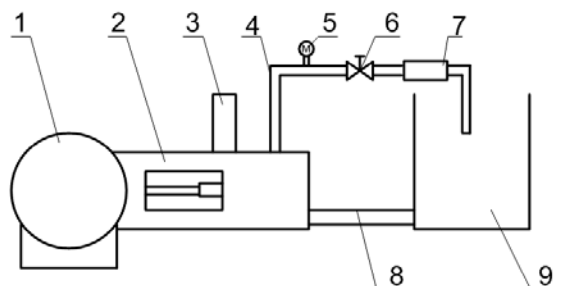


Рис. 2. Схема стенду: 1 – електродвигун; 2 – насос; 3 – компенсатор; 4 – нагнітальний трубопровід; 5 – манометр; 6 – кран; 7 – диспергатор кавітації; 8 – всмоктуючий трубопровід; 9 – відстійник

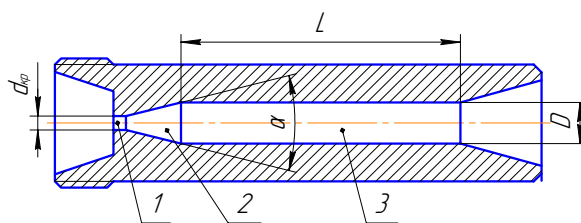


Рис. 3. Схема трубки Вентурі: 1 – критичний перетин; 2 – дифузор; 3 – посліди дифузори проточний канал

Як база порівняння приймається приготування промивальної рідини за допомогою гідродинамічного генератора кавітації – трубка Вентурі (рис. 3).

Дослідження проводилися на двох промивальних рідинах: глинистий розчин, карбонатний розчин (на основі крейди).

В результаті проведених досліджень були отримані залежності технологічних властивостей промивальних рідин від часу обробки (рис. 4-7).

З наведених графіків видно, що застосування досліджуваного диспергатора кавітації дозволяє отримувати суспензії з вищим ступенем дисперсності. Це і зумовило вищу швидкість росту умовної в'язкості і зниження водоотдачі порівняно з іншими способами. При проведенні експерименту спостерігався більший перепад тиску (у два рази) на трубці Вентурі. Це пояснюється меншою площею прохідного перетину.

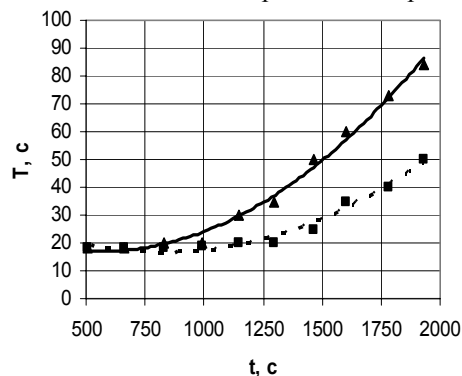


Рис. 4. Вплив часу обробки на умовну в'язкість глинистого розчину:

- обробка диспергатором кавітації;
- ..... обробка за допомогою трубки Вентурі

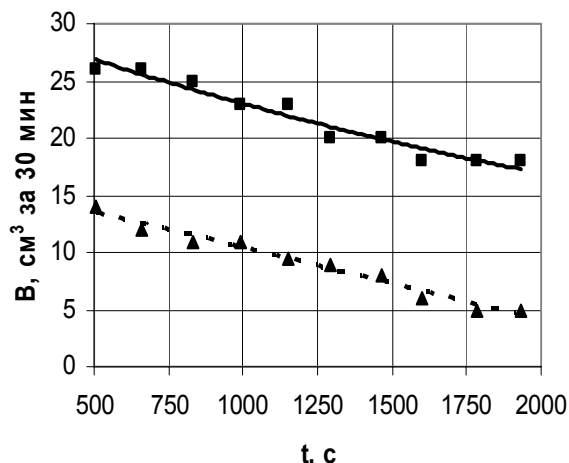


Рис. 5. Вплив часу обробки на водоотдачу крейдяного розчину:

— обробка за допомогою трубки Вентурі;  
 - - - обробка диспергатором кавітації

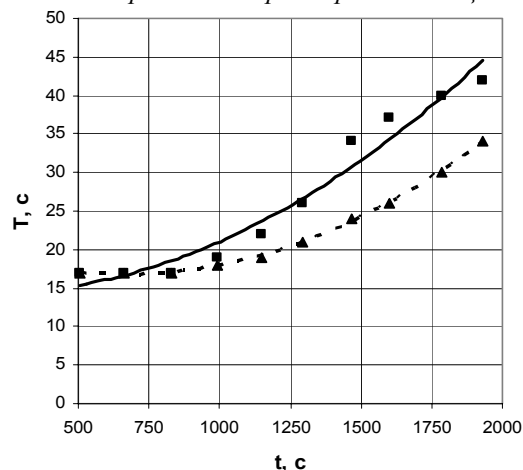


Рис. 6. Вплив часу обробки на умовну в'язкість крейдяного розчину:

— обробка диспергатором кавітації;  
 - - - обробка за допомогою трубки Вентурі

УДК 622.243

Ю.Д.Бессонов

**ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ УДАРА В КОЛОНКОВОЙ ТРУБЕ, ПОГРУЖЕННОЙ В ВОДНУЮ СРЕДУ**

*У статті наведено результати досліджень втрати енергії удару в колонковій трубі.*

*В статье приведены результаты исследований потери энергии удара в колонковой трубе.*

*In the article the results of researches of loss of energy of blow are resulted in a pipe.*

Специфика проведения геологоразведочных работ скважинными технологиями требует включения в компоновку бурового снаряда колонковой трубы. При ударно-вращательном или вращательно-ударном бурении колонковая труба кроме традиционных функций выполняет также функцию промежуточного звена ударной системы гидроударника, передающего энергию к пордоразрушающему инструменту в виде

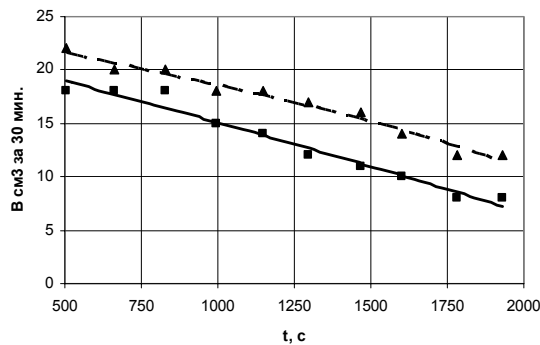


Рис. 7. Вплив часу обробки на водоотдачу крейдяного розчину:

— обробка диспергатором кавітації;  
 - - - обробка за допомогою трубки Вентурі

**Висновки**

1. Застосування диспергатора кавітації дозволяє отримувати суспензії з вищим ступенем дисперсності, чим при застосуванні як генератора кавітації трубки Вентурі або при механічному перемішуванні.
2. При використанні експериментального зразка диспергатора кавітації енергетичні витрати на приготування промивальних рідин на 50 % менше ніж при використанні трубки Вентурі, внаслідок меншого перепаду тиску.
3. Використання диспергатора кавітації дозволяє понизити витрату початкових компонентів для приготування промивальної рідини на 20%.

**Список літератури**

1. Пат. 68524 А Україна, МКИ 7 Е 21 В 21/06. Прістрій для приготування бурових розчинів/ Давіденко О.М., Камішацький О.Ф. № 2003065862; Заявлене 24.06.2003; Опубл. 16.08.2004; Бюл. № 8. – 3 с.

ударного імпульса. В последние годы широкое развитие получили разведочные работы донных морских отложений вибрационно-ударным способом [8], где также применяются колонковые трубы. Ударная система ударного механизма (гидроударника или пневмоударника) обычно имеет следующие элементы (рис.1а): ударник, наковальню (хвостовик), переходник, колонковую трубу и корон-

ку. В каждом из указанных элементов ударной системы наблюдается частичная потеря энергии ударного импульса вследствие внутреннего трения, фрикционного проскальзывания, обмена энергией с внешней средой и других явлений [1].

Производительность ударно-вращательного или вращательно-ударного бурения определяется количеством энергии ударного импульса, а также соотношением его амплитуды и продолжительности [2–7]. Для практических расчётов важно знать реальную величину потерь энергии ударного импульса при канализации её от ударного механизма к забою скважины.

В данной работе приведены результаты экспериментальных исследований потерь энергии ударных импульсов колонковой трубе диаметром 89 мм, погруженной в водную среду. Схема ударного стенда и компоновка экспериментальной установки приведены на рис. 1, б и в. Методика проведения экспериментов и обработки их результатов приведены в работе [9]. В работе [9] также экспериментальным путем получены показатели затухания ударных импульсов в колонковых трубах и их соединениях, находящихся в воздухе.

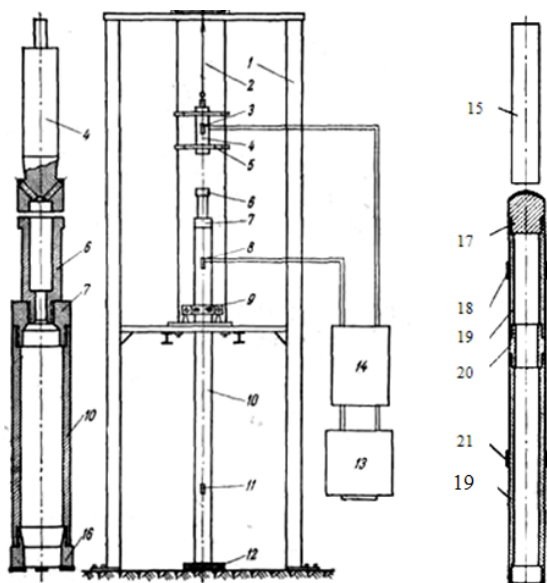


Рис. 1. Схема ударного стенда:

а — ударная система гидроударника Г-76; б — схема стенда; в — схема экспериментального устройства; 1 — копер; 2 — подъемный механизм; 3 — датчик запуска развертки осциллографа; 4 — ударник; 5 — стабилизатор б — наковальня; 7 — переходник; 8, 11 — тензодатчики; 5 — центрирующий механизм; 10 — колонковая труба; 12 — резина; 13 — катодный осциллограф С-20; 14 — усилитель; 15 — ударник 16 — коронка; 17 — наковальня; 18 — верхние датчики; 19 — колонковые трубы; 20 — ниппель; 21 — нижние датчики

Известно, что если твёрдое тело совершает колебания, то часть механической энергии превращается в тепло вследствие внутреннего трения. За меру

внутреннего трения принимают отношение последовательных амплитуд напряжения или деформации, если их уровень не выходит за пределы упругой зоны (закона Гука). Натуральный логарифм ( $\alpha$ ) этого отношения называют логарифмическим декрементом [3,10].

Для колонковых труб в воздушной среде логарифмический декремент находился в пределах [9]: в трубах диаметром 89мм  $\alpha = 0,005-0,007$  1/м; в трубах диаметром 108мм  $\alpha = 0,014-0,018$  1/м.

В экспериментальном устройстве колонковую трубу диаметром 89мм с наклеенными и заизолированными тензодатчиками помещали в трубу большего диаметра, предварительно заполненную водой. По верхнему концу подвешенной колонковой трубы 89мм длиной 4,5м и толщиной стенки 4мм наносился удар через переходник, импульс от которого воспринимался датчиками, расположенными на расстоянии  $L=2$ м. По величине амплитуд последовательных импульсов определялась величина логарифмического декремента:

$$\alpha = \ln \sigma_0 - \ln \sigma_1 / L$$

где  $\sigma_0$  — начальное значение амплитуды напряжения ударного импульса, фиксируемое первым датчиком;

$\sigma_1$  — амплитуда напряжения ударного импульса, фиксируемое датчиком на расстоянии  $L$  от первого датчика.

Имитация механических ударов осуществлялась цилиндрическими ударниками диаметром 80 мм и длиной 905 мм. Площадь сечения тела колонковой трубы было меньше площади сечения ударника, т.е. формировался ударный импульс сложной формы (рис.2). Скорость соударения составляла 3 м/с.

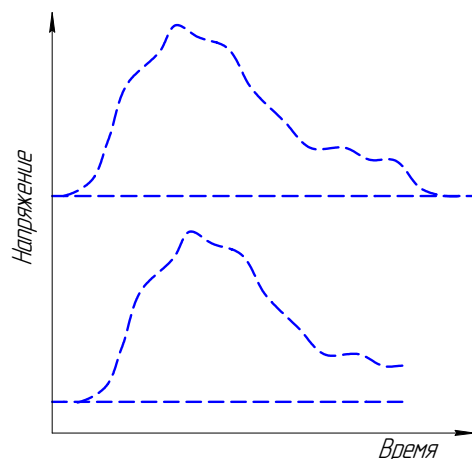


Рис. 2. Осциллограммы ударного импульса в колонковой трубе

Контроль надёжности получаемой от разных датчиков информации осуществлялся путём замеров амплитуд напряжения от тех же датчиков, но при изменённом направлении движения импульса по трубе (трубу переворачивали). Количество наблюдений в каждой серии опытов находилось в пределах 10 – 12 замеров (фиксаций на осциллографе).

Значения потерь энергии удара в колонковой трубе диаметром 89 мм в водной среде, выраженную через логарифмический декремент затухания приведен в табл. 1.

Таблица 1

Значения логарифмических декрементов для колонковой трубы в воде

№№ серии	Колонковая труба			Длина и диаметр ударника, мм	Количество наблюдений	Логарифмический декремент
	Диаметр, мм	Длина, мм	Толщина стенки, мм			
1-я	89	4500	4,0	905	12	0,0135
2-я	«	«	«	«	14	0,0141
3-я (смена направления)	«	«	«	«	10	0,0143

Сравнение значений логарифмических декрементов, полученных в воздухе и воде показывает на существенное влияние среды на потери энергии удара при передаче её к забою через ударную систему. Водная среда увеличивает линейные потери в колонковой трубе диаметром 89 мм почти в 2 раза

Относительные потери энергии удара по длине колонковой трубы можно определить по формуле:

$$\Delta W/W = 1 - e^{-2\alpha L},$$

где  $\Delta W$  – часть энергии ударного импульса, рассеянная колонковой трубой в условиях скважины;  $W$  – энергия ударного импульса, генерируемая машиной ударного действия.

Предварительные расчёты показывают, что с учётом потерь энергии в резьбовых соединениях потери

УДК 622.243

**О.М. Давиденко, А.С.Змієвський**

**РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ ЛЬОТОК ДОМЕННИХ ПЕЧЕЙ**

У статті наведені результати розробки та дослідження способу розкриття льоток доменних печей, снаряду та інструменту для його реалізації.

В статье приведены результаты разработки и исследований способа вскрытия леток доменных печей, снаряда и инструмента для его реализации.

The results of development and researches of method of dissection of high furnaces are resulted in the article, shell and instrument for his realization.

Доменне виробництво чавуну є складне багато структурне виробництво, в якому буріння льоточних каналів відіграє дуже важливу роль. За теперішнього часу на вітчизняних металургійних виробництвах використовують технології розкриття льоток доменних

енергии удара в ударной системе может составлять 20 – 25%.

**Список литературы**

1. Кристал М.А., Пигузов Ю.В., Головин С.А. Внутреннее трение в металлах и сплавах. М.: Металлургия, 1964. – 245 с.
2. Эпштейн Е.Ф., Ясов В.Г. Бурение скважин гидроударниками и пневмоударниками. – М.: Недра, 1967. – 168 с.
3. Иванов К.И., Ермоленко М.И. Дусев В.И., Андреев В.Д. Техника бурения при разработке месторождений полезных ископаемых. – Изд. 2-е, перераб. – М.: Недра, 1974. – 408 с.
4. Шелковников И.Г. Исследование процесса передачи энергии удара через колонковые трубы с помощью тензометров сопротивления. Изв. Вузов. Геология и разведка: 1963. – № 10.
5. Ясов В.Г. Теория и расчёт рабочих процессов гидроударных буровых машин. – М.: Недра, 1977. – 153 с.
6. Граф Л.Э., Коган Д.И. Гидроударные машины и инструмент. – М.: Недра, 1972. – 208 с.
7. Киселёв А.Т., Матвеев Ю.А., Монеткин В.А., Меламед Ю.А. Пути развития гидроударного бурения. // Обзор ВИЭМСа. - М.: 1985.
8. Калиниченко О.И., Русанов В.А. Разработка и опытно-промышленные испытания технологических режимов ударно-вибрационного бурения донных отложений. // Сб. трудов Национальной горной академии Украины, 1999. – Т. 4, № 6.
9. Бессонов Ю.Д. Потери энергии удара в колонковых трубах и их соединениях. // Известия Днепропетровского горного института им. Артёма. – М., Недра, 1972. – Т. LVIII.
10. Takaoka S., Naumizu H. Studies on percussive deep hole drilling of rock. Journal of Mining Institute, of Japan, 1956, vol. 72, №79, Sept.

печей, які не повністю відповідають вимогам якості продукту, що виготовляється, стабільності роботі доменної печі та продуктивності праці. Крім того матеріал, який використовують для періодичного закриття каналу для випуску чавуну, також не повніс-

ттю відповідає вимогам, що пред'являють до них [1]. На кафедрі техніки розвідки родовищ корисних копалин Національного гірничого університету проводяться дослідження високоефективних технологій буріння каналів для випуску чавуну в льотках доменних печей.

Розкриття чавунної льотки можливо виконати декількома способами: бурінням каналу до повного розкриття льотки; бурінням до зони, яка має температуру більше тисячі градусів з наступним пропалюванням залишку киснем; бурінням льотки до розпеченої твердої зони з наступним пробиванням її пневматичним молотком; ударно обертовими механізмами тп інші. Найбільш широко використовують у практиці розкриття льоток доменних печей за допомогою бурильної машини, яка виконує усі необхідні операції по створенню каналу для випуску чавуну[2]. На рис. 1 приведено загальний вигляд бурильної машини для розкриття льотки доменної печі. Робочий орган бурильної машини розміщено на каретці 1, яка рухається на катках вздовж рами 2, що жорстко зєднана з кронштейном 3 колони 4. Для повороту машини навколо вісі колони використовують механізм повороту 5, а для підводу бурильної машини до льотки механізм подачі 6. Від дії осьових навантажень, які виникають при бурінні, машина утримується клямкою 7 механізму захвату 8. Буровий інструмент приводиться в дію механізмом обертання 9 та ударним механізмом 10, котрі мають індивідуальні електроприводи і можуть працювати роздільно. Усі перелічені способи мають недоліки, які не дозволяють пробурити свердловину зі стабільними стінками, що призводить до значної втрати чавуну.

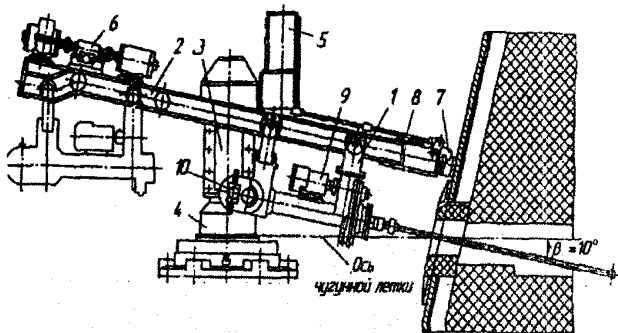


Рис. 1. Загальний вид бурильної машини для розкриття льоток доменних печей: 1 – каретка; 2 – рама; 3 – кронштейн; 4 – колона; 5 – механізм повороту; 6 – механізм подачі; 7 – клямка; 8 – механізм захвату; 9 – механізм обертання; 10 – ударний механізм

На кафедрі техніки розвідки РКК розроблено і досліджено удосконалений спосіб для розкриття льотки доменної печі, у якому введенням нових технологічних операцій, забезпечується зниження динамічних та статичних навантажень на льотку при її розкритті, можливість суворо направленої свердловини з непорушними та міцними стінками; скорочення втрат чавуну і за рахунок цього підвищення економічної рен-

табельності ведення робіт та терміну служби футеровки доменної печі [3]. Це досягається за рахунок того, що розроблений спосіб розкриття льотки доменної печі передбачає попереднє оббурювання металевим стрижнем у напрямку розправу чавуну колонковим буровим інструментом до контакту із чавунною кіркою, а вже після цього зупиняють буріння свердловини і видаляють металевий стрижень.

На рис. 2 приведено схему реалізації розробленого способу: а – колонковий інструмент для буріння; б – вид колонкового інструменту з боку вибою; в – металевий стрижень; г – вид металевого стрижня зверху.

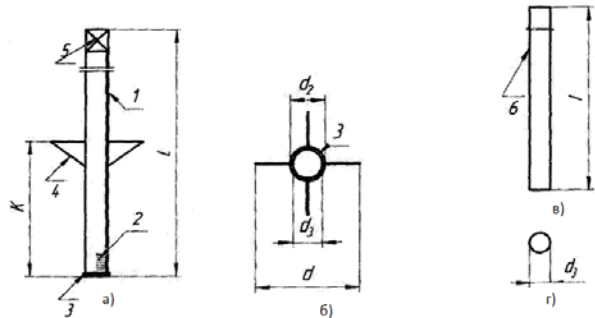


Рис. 2. Схема реалізації розробленого способу розкриття льотки доменних печей: 1 – порожній корпус довжиною L; 2 – кернорвач; 3 – вінець твердосплавних різців; 4 – розширювач діаметром d; 5 – бурильні труби; 6 – металевий стрижень довжиною l та діаметром  $(d_2+d_3)$ .

Запропонований спосіб для розкриття льотки доменної печі може бути реалізовано наступним чином. Попередньо у льоточну масу, що не затверділа, вздовж осі каналу вставляють металевий стрижень 6, орієнтовано на 85-95% від довжини каналу. Під час плавки на рубежі контакту розплаву продуктів плавки і льотки утворюється чавунна кірка. Колонковий інструмент для буріння льотки вузлом кріплення 5 об'єднується із привідною бурильною трубою і підводиться вільним кінцем порожнього корпусу 1 до льотки. Пересуванням каретки бурильної машини порожній корпус 1, оббурюючи вінець породоруйнівного інструмента, переміщується вздовж металевого стрижня 6, поглинаючи його внутрішнім об'ємом порожнього корпусу 1 до упору металевого стрижня 6. При проходженні заданої відстані порожнім корпусом 1, свердловину, за цей період утворилась, починає оббурювати розширювач 4. Створена таким чином свердловина має непорушні, міцні і направлені стінки, за рахунок металевого стрижня 6, який забезпечує прогрівання льоточного каналу по всій довжині та збільшення механічних показників льоточної маси і відіграє роль напрямною для колонкового інструмента. Після проходження заданого етапу, при добуванні до чавунної корки, буріння припиняють, кернорвачем 2 роблять відвір металевого стрижня 6, після чого його і колонковий бурильний інструмент витягають за допомогою бурильних труб та перехідника 5. Після цього починається випуск чавуну. Такий спосіб розкриття льотки доменної печі за-

безпечити підвищення техніко-економічних показників процесу на 30-50 %.

На кафедрі техніки розвідки РКК розроблено також удосконалену конструкцію інструмента для буріння льотки доменної печі[4]. Цей інструмент відрізняється від відомих тим, що додатково включає бурильну штангу з озброєнням, подовжньо розташовану у внутрішній частині порожнього корпусу із ріжучим елементом. При цьому нові конструктивні елементи виготовлені без залучення спеціальних матеріалів. На рис. 3 зображено інструмент для буріння льоток доменних печей: (а) – загальний вид інструменту; (б) – вид інструмента з боку вибою. Інструмент працює наступним чином. Перед початком робіт регулюють довжину бурильної штанги 2 за рахунок вибору необхідної довжини бурильної штанги з озброєнням 1, таким чином, щоб бурильна штанга з озброєнням 1 при розкритті льотки занурилася у продукти плавки разом з ріжучим елементом 4, розташованим на торці корпусу 3. Застосування запропонованого інструмента дозволить створити канал для випуску чавуну з стійкими, непорушними стінками. Окрім того цей процес можна буде виконати в один етап з суттєвим зменшенням часу, а також знизити динамічні та статичні навантаження на льотку доменної печі і підвищити термін служби футеровки.

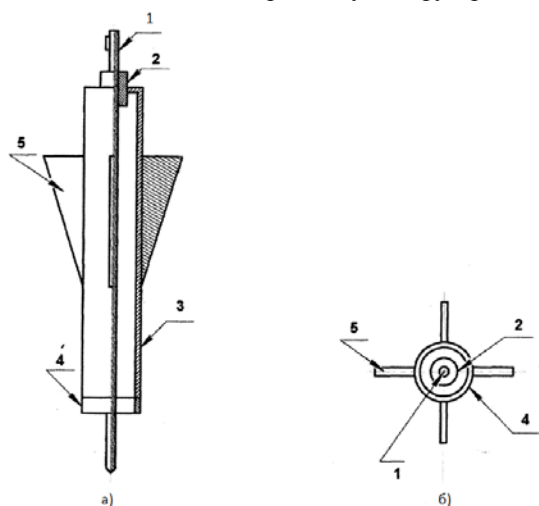


Рис. 3. Інструмент для буріння льоток доменних печей: 1 – бурильна штанга з оснащенням; 2 – пристрій для регулювання довжини бурильної штанги; 3 – порожній корпус; 4 – різальний елемент; 5 – розширювач

На основі проведених досліджень було зроблено висновок, що вискоелективний спосіб буріння каналів в льотках доменних печей можна створити, якщо будуть враховані відомості про фізик-механічні властивості вогнетривких тампонажних сумішей. На металургійних підприємствах України, Росії та інших країн широко застосовують безводні та водні вогнетривкі тампонажні суміші на основі шамоту, глини, коксу та кам'яновугільного пеку[5]. Недоліком таких льоточних мас є утворення тріщин, погана спікливість по довжині льоточного каналу і невисока корозійна стійкість. На кафедрі техніки розвідки РКК розроблено удосконалену льоточну масу, яка має високий ступінь спікливості по довжині льотки, підвищену ерозійну та ерозійну стійкість та інші високотехнологічні властивості [6]. Досягнуто це було за рахунок введення до складу льоточної маси нових компонентів та їх співвідношення. Запропонована льоточна маса може бути використана у всіх типах доменних печей різного об'єму. Використання такої маси на металургійних підприємствах дозволить виключити мимовільний вихід чавуну з доменної печі, зберегти постійну форму льоточного каналу та підвищити якість чавуну.

Таким чином проведені теоретичні та експериментальні дослідження на кафедрі техніки розвідки РКК дозволили розробити удосконалену льоточну масу та створити вискоелективну технологію буріння льоток доменних печей. Впровадження у виробництво розроблених та досліджених технологічних рішень дозволить значно:

- знизити динамічні та статичні навантаження на льотку;
- збільшити термін служби футеровки доменної печі;
- зменшити витрати потужності на буріння;
- підвищити інтенсивність ведення робіт.

#### Список літератури

1. Плискановский С.Т., Полтавец В.В. Оборудование и эксплуатация доменных печей. – Днепропетровск: Пороги, 2004. – Стр.62-68.
2. Целиков А.И., Полухин П.И., Гребеник В.М. и др. Машины и агрегаты металлургических заводов. Т.1 – М.: Металлургия, 1987. –440 с.
3. Патент України № 86546, 2009.
4. Патент України № 86546, 2009.
5. Авторське свідоцтво СРСР №661020, 1988.
6. Патент України № 86550, 2009.

УДК 622.243

Я.С. Коцкулич, Є.Я. Коцкулич

#### СТАН І ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ КРІПЛЕННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Розглянуто стан і шляхи підвищення надійності кріплення нафтових і газових свердловин.

Рассмотрено состояние и пути повышения надежности крепления нефтяных и газовых скважин.

The state and ways of increase of reliability of fastening of oil and gas mining holes is considered.

Підвищення об'ємів видобутку нафти і газу необхідно здійснювати не тільки за рахунок збільшення кількості пробурених свердловин, але і за рахунок підвищення терміну їх безаварійної роботи, що забезпечить дотримання проектної системи розробки родовищ і підвищення коефіцієнта нафтогазовилучення з пластів.

Кінцевою метою буріння свердловини є створення герметичного і довговічного каналу зв'язку між пластом і денною поверхнею. Гірські породи, що складають розріз свердловини, відрізняються між собою літологічним складом, фізико-механічними властивостями, видом насичуючого флюїду, пластивими тисками та іншими характеристиками. Вони можуть бути стійкими, і стінки свердловини в таких інтервалах можуть довгий час залишатися незакріпленими. В інтервалах залягання слабозцементованих або рихлих і текучих порід стінки свердловини руйнуються і без їх кріплення продовжувати буріння неможливо [1].

Тому в процесі будівництва свердловини проводиться її кріплення для:

- створення герметичного і довговічного каналу, який би забезпечив транспортування рідин і газів із пласта на денну поверхню або в протилежному напрямку;

- закріплення стінок свердловини, які складені нестійкими породами;

- ізоляції нафто-, газо- і водоносних пластів один від одного і денної поверхні;

- створення умов для монтування на усті свердловини противикидного і експлуатаційного обладнання.

Найпоширенішим способом кріплення є спуск у свердловини колони сталевих обсадних труб і заповнення заколонного простору цементним розчином.

Надійність кріплення свердловини залежить від багатьох чинників, з яких слід виділити такі як відповідність конструкції свердловини гірничо-геологічним умовам буріння та її призначенню, обґрунтованість методики розрахунку обсадних колон на міцність, конструктивні особливості і якість виготовлення обсадних труб та їх з'єднань, технологія кріплення та інші [2].

Аналіз промислових даних з будівництва свердловин буровими підприємствами ДК "Укрзавидобування" та ВАТ "Укрнафта" показує, що за останні 10 років прийняті конструкції свердловин відповідають гірничо-геологічним умовам і забезпечують їх проходження до проектних глибин.

Перед спуском у свердловину обсадні труби шаблонується, різьбові з'єднання перевіряють різьбовими калібрами, згвинчування обсадних труб здійснюється з контролем величини крутного моменту із застосуванням гідравлічних ключів вітчизняного та зарубіжного (TS-135) виробництва. Для забезпечення герметичності різьбових з'єднань використовуються мас-

тила ГС-1, ГС-5, Р2-МВП, УС-ОТ, стрічка ФУМ. Комплектування обсадних колон проводиться трубами з різьбовими з'єднаннями підвищеної герметичності і міцності типу ОТТГ і ОТТМ та трубами імпортного виробництва. Час на кріплення свердловин становить 13–20 % від загального календарного часу на будівництво свердловин.

Незважаючи на застосування передових технологій та великий досвід роботи, процес кріплення свердловин супроводжується ускладненнями, які в окремих випадках спричиняють аварії. Найхарактернішими при кріпленні свердловин у ВАТ "Укрнафта" та БУ "Укрбургаз" є такі ускладнення як недопуск обсадних колон до проектної глибини, недопідйом цементного розчину за колоною, оголення башмака обсадної колони, залишення в колоні цементних стаканів висотою 100 м і більше, одностороннє цементування, зім'яття та розрив обсадних колон, порушення герметичності різьбових з'єднань.

Аналіз статистичних даних засвідчує, що із всіх аварій та ускладнень при будівництві свердловин на ускладнення з обсадними колонами припадає 5–7 %, а на їх усунення витрачається 10–12 % від всього аварійного часу. Однак аварії з обсадними колонами є найбільш складними при будівництві та експлуатації свердловин. Вони не тільки уповільнюють темпи будівництва свердловин, але нерідко стають причиною ліквідації практично закінчених свердловин і виведення з експлуатації вже діючих свердловин [3].

Конструктивно кінцеве з'єднання з різьбою трикутного профіля негерметичне, так як при спряженні різьб труби і муфти між вершинами і западинами витків утворюються серповидні зазори висотою 0,076 мм. Зазори зливаються в два наскрізні гвинтові канали, які з'єднують внутрішню порожнину труб із зовнішнім середовищем. Наприклад, для обсадних труб діаметром 146 мм площа поперечного перерізу одного каналу дорівнює 0,045 мм<sup>2</sup>, а довжина – 9,05 м.

Профіль трапецієвидної різьби також не забезпечує герметичності з'єднання, оскільки конструктивно передбачена наявність зазору між гранями витків, величина якого дорівнює різниці між шириною западини профілю і його вершини і становить 0,14 мм. Тому безупорні різьбові з'єднання типу ОТТМ не забезпечують герметичності. Тільки з'єднання ОТТГ і ТБО мають упорні елементи, що дозволяє забезпечити їх герметичність.

Застосування консистентних мастил не забезпечує герметичності з'єднання на тривалий час. Теоретичні розрахунки показали, що мастило Р-2МВП витісняється водою через цей канал із середньою швидкістю 10,5 мм/с при критичному перепаді тиску (мінімально необхідний тиск, при якому можливий рух мастила). При такій швидкості на витіснення всього мастила з каналу різьбового з'єднання потрібно дещо більше 14 хв.



В реальних трубах у переважній більшості розміри і форма каналів значно відрізняються від розрахункових, що підтверджується дослідженнями [4]. Витіснення мастила з різьбового з'єднання 146-мм обсадних труб проходить через 4–15 хв. при використанні мастила Р-2 МВП.

Слід зазначити, що стандартом при гідровипробуванні передбачено витримувати різьбове з'єднання під тиском протягом 10 с. За такий короткий проміжок часу можна виявити тільки явний брак, тому така перевірка не відповідає умовам експлуатації обсадних труб.

Враховуючи те, що витримувати під тиском протягом 15 хв кожне муфтове з'єднання для перевірки герметичності на стендах трубопрокатних заводів нерационально, необхідно вишукувати більш надійні засоби підвищення їх герметичності.

Більшість ущільнюючих мастил, які використовують для герметизації різьбових з'єднань обсадних труб, малоефективні, особливо в газових свердловинах при високих тисках і температурах. Враховуючи згадане, нами розроблено ущільнююче мастило (УС-ОТ), яке полімеризується після спуску обсадної колони на проектну глибину. Термін полімеризації регулюється величиною добавки отверджувача (хлористого амонію) з урахуванням температури на вибої і часу спуску обсадної колони. Ущільнююче мастило УС-ОТ пройшло широкі промислові випробування при будівництві свердловин буровими підприємствами ВАТ "Укрнафта", ВТО "Ямалнафтогазгеологія", ВО "Сахалінморнафтогаз" та інших. Результати випробувань підтвердили високу ефективність і технологічність застосування в різних температурних умовах.

Згідно ГОСТ 632-80 контроль згвинчування безупорних різьбових з'єднань рекомендується здійснювати за величиною осьового натягу. В процесі спуску обсадних колон ні контроль згвинчування від руки, ні селективний підбір пар з'єднань, що передбачено стандартом, виконати неможливо. Тому домогтися, щоб відхилення осьового натягу не перевищували  $\pm 3,2$  мм, необхідно відбракувати значну кількість труб, не дивлячись на те, що вони виготовлені у повній відповідності з вимогами ГОСТ 632-80.

У зарубіжній практиці контроль за величиною крутного моменту згвинчування обсадних труб є обов'язковим. Тому для контролю згвинчування різьбових з'єднань при спуску обсадних колон слід здійснювати контроль як за величиною осьового натягу, так і за величиною крутного моменту. Ці величини зв'язані між собою і не дублюють, а доповнюють одна одну, що підтверджено експериментальними дослідженнями [4].

Аналіз результатів розрахунку величини крутного моменту згвинчування різьбових з'єднань обсадних труб з трикутним профілем різьби, виконаних вітчизняними і зарубіжними авторами, показує, що ці величини різняться між собою на 30 % і більше. Це пояснюється тим, що коефіцієнт тертя в різьбі приймається у широких межах 0,1–0,3, більшість авторів не

враховували ефект припрацювання різьбових поверхонь тощо.

На основі результатів проведених нами теоретичних і стендових досліджень процесу згвинчування натурних обсадних труб заводського виконання були розроблені рекомендації з вибору величини крутного моменту згвинчування із врахуванням умов роботи з'єднань у свердловині (тип ущільнюючого мастила, тиск і температура та інші [5].

З метою зменшення кількості випадків відбракування труб під час спуску із-за невідповідності величини осьового натягу нормативному була вдосконалена технологія згвинчування різьбових з'єднань з повторним згвинчуванням, при якому відбувалося припрацювання їх робочих поверхонь. Результати експериментальних досліджень підтвердили достатню герметичність і міцність таких з'єднань.

Для контролю за величиною крутного моменту згвинчування різьбових з'єднань під час спуску обсадних колон в свердловину було розроблено конструкцію пристрою. Пристрій успішно пройшов широкі промислові випробування при спуску обсадних колон на родовищах України.

Одним із найскладніших видів аварій при будівництві та експлуатації свердловин є зім'яття обсадних колон. Особливо ця проблема актуальна для свердловин, в розрізі яких зустрічаються пластичні породи (солі, глини). За даними про зім'яття обсадних колон на Орів-Уличнянському нафтовому родовищі (Бориславський нафтопромисловий район) встановлено, що 12 свердловин ліквідовано внаслідок зім'яття обсадних колон. Причому, у більшості свердловин зім'яття обсадних колон мали місце після тривалої експлуатації (10-15 років) в інтервалах залягання соляних порід воротищенської свити. Аналогічні явища спостерігаються у свердловинах Долинського нафтопромислового району та інших.

На основі багатофакторного аналізу встановлено, що найбільш вагомо на зім'яття обсадних колон впливають такі фактори:

- наявність в розрізі інтервалів залягання текучих порід;
- неврахування дії гірського тиску при проектуванні обсадних колон;
- відсутність або низька якість тампонажного каменя між обсадними колонами в інтервалах залягання текучих порід;
- знос та корозія обсадних труб під час будівництва та тривалої експлуатації свердловини.

Аналізуючи характер та причини зім'яття обсадних колон на родовищах Прикарпаття, автори [6] прийшли до висновку, що основною причиною зім'яття обсадних колон в інтервалах залягання текучих порід є нерівномірне навантаження на колону, яке спричиняє виникнення контактних тисків. Передумовою зім'яття обсадних колон у вказаних інтервалах є відсутність цементного каменя за колоною, наявність каверн та зосереджена дія на експлуатаційну колону зі сторони зім'ятої проміжної колони. Авторами [6] аналітичним шляхом розв'язана задача з ви-

значення величини контактного тиску, який виникає при зазначеній схемі взаємодії обсадних колон між собою. Розрахунки показали, що величина контактного тиску, який передається експлуатаційній колоні при зім'ятті проміжної, значно перевищує міцність труб. Тому опірність системи кріплення з двох концентрично розміщених колон зовнішньому тиску в текучих породах при відсутності тампонажного матеріалу між ними або низькій його якості слід оцінювати величиною тиску зім'яття зовнішньої колони.

На сьогодні при виконанні проектних розрахунків припускається, що механічні характеристики сталі обсадних труб, їх геометричні розміри, коефіцієнти запасу міцності, навантаження, що діють у свердловині, та властивості тампонажного каменя сталі величини на протязі тривалого часу. Це призводить до того, що достовірність розрахунків знижується в міру збільшення терміну експлуатації свердловин, внаслідок чого чинні методи їх розрахунку на міцність не забезпечують безаварійної роботи свердловин. Через певний час окремі обсадні колони виходять з ладу, незважаючи на те, що всі розрахунки виконувались відповідно до вимог чинних нормативних документів. З промислової практики відомо багато випадків, коли обсадна колона, розрахована з достатнім запасом міцності, через певний період експлуатації виходить з ладу під дією різних видів навантажень. Одним з найчастіших видів пошкодження обсадних колон є їх деформування як рівномірним, так і нерівномірним зовнішнім тиском, який створює оточуюче середовище, через певний час після початку експлуатації. Значить, запропоновані методи розрахунку обсадних колон справедливі тільки для початкового періоду експлуатації свердловин.

З зазначеного вище можна зробити висновок, що пошкодження обсадних колон в різних умовах може відбуватися за неоднакової тривалості навантаження (від декількох діб після тампонування колони до декількох десятків років після початку експлуатації свердловини), причому зовнішній тиск за обсадною колоною може бути як менший, так і більший за величину гірського тиску, а навантаження на обсадні труби може мати рівномірний або нерівномірний характер. Перелічені чинники, а також зміна властивостей металу обсадних труб і тампонажного каменя визначають довговічність кріплення нафтових і газових свердловин [7, 8].

Одним з перспективних шляхів нарощування обсягів видобутку вуглеводнів є буріння похило-спрямованих та горизонтальних свердловин. Умови роботи обсадних колон у таких свердловинах складніші, ніж у вертикальних. Внаслідок дії згинаючих моментів під час викривлення обсадної колони виникають додаткові тангенціальні та нормальні напруження, які негативно впливають на міцність обсадних труб та герметичність різьбових з'єднань [9].

Сьогодні в нафтогазовій галузі України відсутній керівний документ з розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення похило-спрямованих свердловин. Чинною інструкцією даються рекомендації

для розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення похило-спрямованих свердловин. Однак ці рекомендації не обґрунтовані, особливо стосовно розрахунку обсадних труб з трапецієвидною різьбою типу ОТТМ і ОТТГ.

У процесі кріплення похило-спрямованих свердловин найбільш небезпечними сумісними навантаженнями, що діють на обсадну колону, є розтяг і згин. Розтягуюча сила викликає нормальні напруження розтягу, які діють по всьому поперечному перерізу труби, а згинаюча - напруження розтягу у випуклій частині труби і стискуючі - у увігнутій. Сумарні напруження в перерізі труби дорівнюють сумі згаданих вище напружень. Причому кінцевий характер розподілу сумарних напружень в перерізі залежить від відносної величини окремих з них і може мати декілька варіантів [10]: у всьому поперечному перерізі діють напруження розтягу; у випуклій частині труби діють напруження розтягу, а у увігнутій - стискуючі; у випуклій частині діють напруження розтягу, а у увігнутій (крайня від нейтральної лінії точка) сумарні напруження близькі до нуля. Внаслідок цього сумарні напруження від дії згинаючих і розтягуючих навантажень розподілені по поперечному перерізу труби нерівномірно і залежать від величин цих навантажень. В реальних умовах кріплення похило-спрямованих свердловин можуть мати місце всі варіанти розподілу сумарних напружень.

Дослідженнями [11] встановлено, що при згині труби її поперечний переріз втрачає початкову форму і перетворюється в овальний, витягнутий в напрямку, перпендикулярному площині кривини. В цьому випадку поздовжні волокна, розтягнуті в результаті згину, зміщуються до центра кривини поздовжньої осі труби, а стиснуті - навпаки. Це явище не тільки зменшує опір труби згину, але і суттєво впливає на її напружений стан. Розподіл поздовжніх згинаючих напружень в перерізі труби не підпорядковується лінійному закону. Найбільші за величиною напруження мають місце не в крайніх волокнах, як при згині бруса, а в волокнах, які менше віддалені від нейтральної осі. Окрім цього, при сплюсненні, внаслідок прогину стінки труби, в поздовжніх перерізах виникають нормальні кільцеві напруження, які змінюються лінійно по товщині стінки. Причому ці напруження при малих радіусах кривини можуть значно перевищувати нормальні поздовжні напруження від згину.

Під дією згину поперечний переріз обсадної труби деформується до овального (рис. 1) і в його елементах виникають напруження, як показано на рис. 2. Визначення напружень та деформацій труб при згині з використанням методів і формул класичного курсу опору матеріалів пов'язано з диференціальними рівняннями високого порядку.

Тому для розв'язку такої задачі доцільно використати теорію тонких оболонок, яка хоч і пов'язана з певними припущеннями, все ж дозволяє достатньо точно оцінити напружений стан труби. При цьому допускається, що обсадні труби відповідають теорії

стійкості тонких оболонок, тобто кінематичній і статичній гіпотезам Кірхгофа:

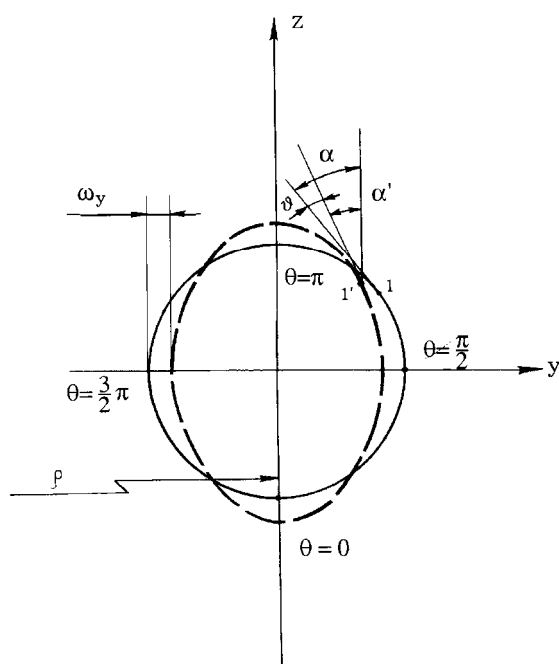


Рис. 1. Деформація поперечного перерізу при згині труби

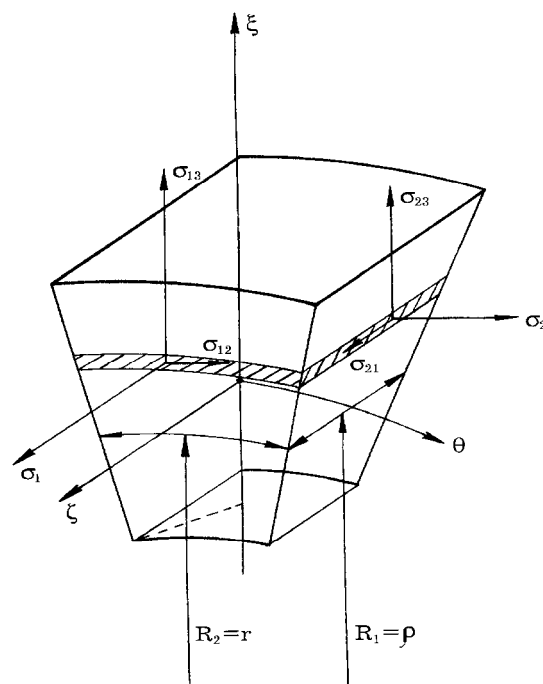


Рис. 2. Схема напруженого стану елементарної ділянки труби:  $\xi, \zeta, \Theta$  - координати точки серединної поверхні труби

1) При визначенні деформації оболонки приймається, що точки, які утворюють до початку деформації нормаль до серединної поверхні, утворюють нормаль до неї і в деформованому стані, причому відстань точок від серединної поверхні зберігається.

2) Компоненти напружень ( $\sigma_3, \sigma_{13}, \sigma_{23}$ ) ортогональні серединній поверхні, незрівнянно малі в порівнянні з напруженнями  $\sigma_1, \sigma_2$ .

Скориставшись напівбезмоментною теорією гнучких оболонок [1] одержимо вирази для визначення найбільших поздовжніх ( $\sigma_{n \max}$ ) і кільцевих ( $\sigma_{k \max}$ ) згинаючих напружень:

$$\sigma_{n \max} = E h_0 \left[ b_1 + 3b_3 \pm v \cdot \sqrt{\frac{3}{1-v^2}} (2a_2 + 4a_4) \right]; \quad (1)$$

$$\sigma_{k \max} = E h_0 \left[ \pm \sqrt{\frac{3}{1-v^2}} (2a_2 + 4a_4) \right], \quad (2)$$

де  $E$  - модуль пружності першого ряду;  $v$  - коефіцієнт Пуассона;  $h_0$  - безрозмірний параметр кривини труби;  $a_2, a_4, b_1, b_3$  - невідомі коефіцієнти.

Природно, що в силу конструктивних особливостей радіус викривлення кінців обсадних труб, з'єднаних муфтою, відрізняється від радіуса викривлення їх

гладкої частини. Тому визначення напружень згину в різьбовому з'єднанні за теоретичними залежностями (1) і (2) може мати деяку похибку.

Дослідженнями встановлено, що найбільш небезпечною є випукла частина труби, де розтягуючі напруження і поздовжні згинаючі збігаються за напрямком. Тому при розрахунку обсадних колон на міцність для похило-скерованих свердловин необхідно враховувати еквівалентні напруження в небезпечному перерізі труби.

На підставі результатів теоретичних та експериментальних досліджень, проведених авторами [9], встановлено, що в різьбових з'єднаннях обсадних труб типу ОТТМ та ОТТГ переважаючий вплив на міцність мають нормальні напруження згину.

Значення допустимого осьового розтягуючого навантаження для різьбового з'єднання з урахуванням нормальної складової від згинаючого моменту, може бути знайдено з виразу

$$[G] = (G_{кр} - G_{зс}) / n_3, \quad (3)$$

де  $G_{кр}$  - критичне навантаження для різьбового з'єднання під час дії осьової розтягуючої сили;  $G_{зс}$  - додаткове осьове розтягуюче навантаження від дії згинаючого моменту;  $n_3$  - коефіцієнт запасу міцності на розтяг.

Значення додаткових осьових розтягуючих навантажень на різьбові з'єднання внаслідок дії згинаючо-

го моменту визначалися нами експериментально на зразках натурних обсадних труб. Дослідження проводились з обсадними трубами діаметром 146, 168 та 219 мм у разі зміни інтенсивності викривлення їх осі від 0 до 7° на 10 м.

На підставі результатів експериментальних досліджень встановлено:

1. Значення додаткового осьового розтягуючого навантаження, яке виникає внаслідок дії згинаючого моменту в межах прийнятої інтенсивності викривлення, змінюється пропорційно зміні інтенсивності викривлення поздовжньої осі обсадної труби

$$\Delta G_{3z} = G_{3z(m)} - G_{3z(m-1)} \approx const, \quad (4)$$

де  $G_{3z(m)}$  і  $G_{3z(m-1)}$  - значення осьових розтягуючих навантажень, виміряних під час викривлення осі обсадної труби з інтенсивностями, що відрізняються між собою на 1° на 10 м.

2. Для будь-якого типорозміру обсадних труб справедливе відношення

$$Z = \Delta G_{3z.cp} / G_{кр.кр} \approx \Delta G_{3z(1..m)} / G_{кр(1..m)}, \quad (5)$$

де  $G_{3z(1..m)}$  і  $G_{кр(1..m)}$  - відповідно значення осьового розтягуючого навантаження від дії згинаючого моменту та критичне навантаження для труб з товщиною стінки від  $\delta_1$  до  $\delta_m$ .

Середні значення цих навантажень обчислюють за формулами

$$\Delta G_{3z.cp} = \sum \Delta G_{3z_i} / m; \quad G_{кр.кр} = \sum \Delta G_{кр_i} / m.$$

Скориставшись встановленими залежностями (4) і (5), можна записати вираз для визначення величини осьового розтягуючого навантаження внаслідок дії згинального моменту

$$G_{3z} = Z \cdot i^\circ \cdot G_{кр},$$

де  $i^\circ$  — інтенсивність викривлення обсадної труби, в градусах на 10 м.

Підставивши формулу (5) у (3), одержимо розрахункову формулу для визначення допустимого розтягуючого навантаження, в якій враховується інтенсивність викривлення обсадної труби

$$[G] = \left[ G_{кр} / n_z \right] (1 - Z \cdot i^\circ).$$

У процесі розрахунку різьбових з'єднань обсадних труб на розтяг від дії власної ваги в інтервалі викривлення свердловини з інтенсивністю  $i^\circ$  труби підбирають, виходячи з умови  $[G] \geq G$ ,

де  $G$  - розтягуюче навантаження від ваги колони труб, які розташовано нижче за розглядуваний переріз.

Експериментальними дослідженнями встановлено, що овальність труб величиною 1 % знижує міцність труб на зім'яття приблизно на 14 %. В розрахунках обсадних колон на міцність для кріплення похило-спрямованих свердловин вплив кривизни на форму поперечного перерізу труб не враховується у зв'язку з відсутністю результатів таких досліджень. В результаті проведених нами розрахунків одержана за-

лежність для визначення зміни овальності труби в разі згину.

Враховуючи те, що в похило-спрямованій свердловині на зміну форми поперечного перерізу труби, крім згину, впливає дія внутрішнього і зовнішнього тисків, нами розв'язана задача з визначення величини зовнішнього критичного тиску труб з урахуванням згину. Розрахунки показали, що при зміні радіуса кривини 245-мм обсадної колони з 500 м до 200 м, при однакових інших умовах, величина зовнішнього критичного тиску труб зменшується приблизно на 30 %.

### **Висновки**

На основі проведеного аналізу стану кріплення нафтових і газових свердловин, методик розрахунку обсадних колон на міцність, результатів досліджень із зношування обсадних колон в процесі тривалої експлуатації, кріплення свердловин в інтервалах залягання текучих порід, напруженого стану обсадних труб при кріпленні похило-спрямованих свердловин можна зробити висновок, що підвищення надійності кріплення свердловин може бути досягнуто за рахунок впровадження розроблених методичних рекомендацій, регламентів, стандартів підприємств та інших нормативних документів.

### **Список літератури**

1. Коцкулич Я.С. Міцність та довговічність нафтогазового обладнання: Довідковий посібник. Т.10, розділ 4. // Під заг. Ред. акад. НАН України Панасюка В.В. – Львів-Івано-Франківськ, 2006. – С. 459-563.
2. Коцкулич Я.С., Витвицький І.І. Стан кріплення нафтогазових свердловин і шляхи його покращання. / Я.С. Коцкулич, І.І. Витвицький // Науковий вісник ІФНТУНГ. - 2005. - №2. - С.41-44.
3. Коцкулич Я.С. Стан і перспективи підвищення надійності кріплення свердловин / Я.С. Коцкулич // Нафтова і газова промисловість. - 2007. - №5. - С.22-24.
4. Коцкулич Я.С. Резервы повышения надежности работы обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах / Я.С. Коцкулич // Техн., технол. и организация геол.-развед. работ: Обзор ВИЭМС МГП Геоинформмарк. - М. – 1991.
5. Коцкулич Я.С., Билецкий Я.С. К определению величины крутящего момента при докреплении резьбовых соединений обсадных труб в скважине / Я.С. Коцкулич, Я.С. Билецкий // УкрНИИТИ 15.09.86. - №2156-Ук 86.
6. Коцкулич Я.С., Ковбасюк І.М. Оцінка величини контактного тиску при зім'ятті обсадних колон. / Я.С. Коцкулич, І.М. Ковбасюк // Нафтова і газова промисловість. - 2000. - № 2. - С. 18-19.
7. Коцкулич Я.С., Ковбасюк І.М. Про вплив геолого-технічних факторів на довговічність обсадних колон. / Я.С. Коцкулич, І.М. Ковбасюк // Нафтова і газова промисловість. – 1997. - № 4. - С.19-20.
8. Коцкулич Я.С., Ковбасюк І.М. До попередження зім'яття обсадних колон внаслідок їх зношу-

вання. / Я.С.Коцкулич, І.М. Ковбасюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: - 2001. - № 38. т. 2. - С.48-53.

9. Коцкулич Я.С., Сенюшкович М.В.,Тіщенко О.В. Урахування згину під час розрахунку обсадних труб на міцність / Я.С.Коцкулич, М.В.Сенюшкович, О.В.Тіщенко // Нафтова і газова промисловість. - 2000. - № 3. - С.30-31.

10. Коцкулич Я.С. Напрямки вдосконалення техніки і технології кріплення вертикальних і горизон-

тальних свердловин / Я.С. Коцкулич // Нафтогазова енергетика. - 2006. - № 1. - С. 22-25.

11. Коцкулич Я.С., Лев О.М., Марцинків О.Б. Визначення величини зовнішнього критичного тиску для обсадних труб із врахуванням згину / Я.С.Коцкулич, О.М.Лев, О.Б.Марцинків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2003. - №2(7). - С. 84-88.

УДК 622.24

**А.А. Кожевников, А.А. Коваленко**

### **ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА СПУСКА БЛОЧНОГО ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА**

Стаття присвячена дослідженню гідродинамічних параметрів процесу спуску блочного гравійного фільтру та отриманню функціональних залежностей гідродинамічного тиску від висоти фільтру і швидкості його обтікання промивною рідиною.

Статья посвящена исследованию гидродинамических параметров процесса спуска блочного гравийного фильтра и получению функциональных зависимостей гидродинамического давления от высоты фильтра и скорости его обтекания промывочной жидкостью.

The article is devoted research of hydrodynamic parameters of process of lowering of sectional graveler and receipt of functional dependences of hydrodynamic pressure from the height of filter and speed of his flowing around a washing liquid.

При бурении скважин малых и средних глубин (до 100 метров) успешно применяются гравийные фильтры с рыхлой обсыпкой, создаваемой путем засыпки или закачки гравийного материала в межтрубное пространство. В более глубоких скважинах с небольшим конечным диаметром, а также в случае вскрытия напорных водоносных горизонтов, самоизливающихся на поверхность земли, устройство таких фильтров затруднено, а в некоторых случаях – невозможно.

Поэтому были созданы фильтры блочного типа, у которых гравийная обсыпка связана различными склеивающими веществами. Основная идея создания фильтров этой конструкции заключается в том, чтобы исключить операции по подбору фильтров и обсыпки, и устанавливать их в скважину в готовом виде [1].

Целью данной работы является детальное исследование гидродинамического давления под торцом блочного гравийного фильтра во время его спуска в скважину и получение функциональных зависимостей давления от высоты фильтра и скорости его обтекания промывочной жидкостью.

При спуске блочного гравийного фильтра в скважину возникает гидродинамическое давление, которое действует на торец фильтра и необсаженную часть скважины. Для оценки гидродинамического давления под торцом фильтра во время спуска его в скважину с открытым отстойником использовались формулы Крылова [2]

$$P_{20} = (4 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{\tau_0 \cdot l_{\text{бм}}}{D_c - d_{\text{бм}}} + 10 \cdot \lambda \cdot \frac{l_{\text{бм}}}{D_c - d_{\text{бм}}} \cdot \frac{\gamma}{2g} \cdot v_{\text{сн}}^2) \cdot 9.81 \cdot 10^4, \quad (1)$$

где  $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига, мгс/см<sup>2</sup>;

$l_{\text{бм}}$  – длина бурильных труб, см;

$D_c$  – диаметр скважины, см;

$d_{\text{бм}}$  – наружный диаметр бурильных труб, см;

$\lambda$  – обобщенный коэффициент, учитывающий потери как в кольцевом зазоре, так и на замках, местных сопротивлениях и т.д. ( $\lambda=0.035-0.03$ );

$\gamma$  – удельный вес промывочной жидкости, гс/см<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, см/с<sup>2</sup>;

$l_0$  – число, соответствующее выбранной размерности, если удельный вес дан в гс/см<sup>3</sup>, а  $g$  – в см/с<sup>2</sup>;

$v_{\text{сн}}$  – скорость спуска бурильной колонны в скважину, м/с.

Гукасова [3]

$$P_{20} = P_{20}^{km} + P_{20}^{\text{бм}} + P_{20}^3, \quad (2)$$

где  $P_{20}^{km}$  – гидродинамическое давление, создаваемое колонковой трубой, Па;  $P_{20}^{\text{бм}}$  – гидродинамическое давление, создаваемое бурильными трубами, Па;  $P_{20}^3$  – гидродинамическое давление, создаваемое муфто-замковыми соединениями, Па;

$$P_{\text{зд}}^{\text{км}} = \frac{4\eta_{\text{пр}} \cdot l_{\text{км}} \cdot u_m \cdot (r_c^2 - R_{\text{км}}^{n2})}{(r_c^4 - R_{\text{км}}^{n4} + r_c^{e4}) \cdot \ln \frac{r_c}{R_{\text{км}}^n} - (r_c^2 - R_{\text{км}}^{n2})^2} \quad (3)$$

где  $\eta_{\text{пр}}$  – динамическая вязкость промывочной жидкости, Па·с;  $r_c$  – радиус скважины, м;  $u_m$  – скорость жидкости на поверхности спускаемой в скважину колонны, м/с;  $R_{\text{км}}^n$  – внешний радиус колонковой трубы, м;  $R_{\text{км}}^e$  – внутренний радиус колонковой трубы, м.

Гидродинамические давления  $P_{\text{зд}}^{\text{бт}}$  и  $P_{\text{зд}}^3$  определяются аналогично давлению  $P_{\text{зд}}^{\text{км}}$  из следующих граничных условий: на стенке скважины скорость жидкости равна нулю; на поверхности спускаемой

колонны скорость жидкости равна скорости самой колонны.

По формулам Крылова и Гукасова были рассчитаны гидродинамические давления для условий, представленных в табл. 1, результаты приведены на рис. 1-2.

Таблица 1

Геометрические размеры гравийного фильтра и скважины

Обсадная труба		Гравийный фильтр		Высота фильтра, $h_{\text{ф}}$ , м
Наружный диаметр, $d_{\text{н}}^{\text{т}}$ , м	Внутренний диаметр, $d_{\text{в}}^{\text{т}}$ , м	Наружный диаметр, $d_{\text{н}}^{\text{ф}}$ , м	Внутренний диаметр, $d_{\text{в}}^{\text{ф}}$ , м	
0,204	0,192	0,18	0,11	5 - 25

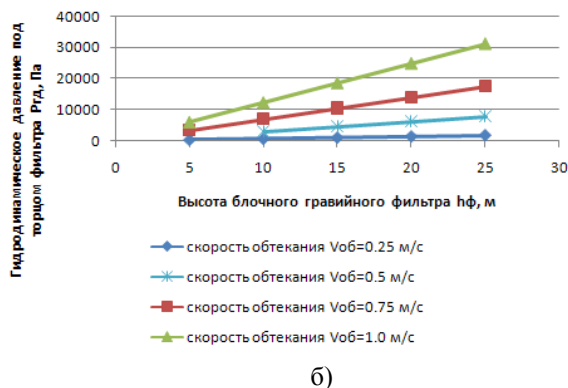
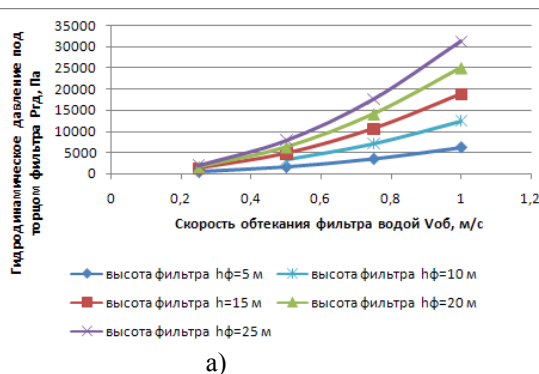


Рис. 1. Зависимость гидродинамического давления: а – от скорости обтекания фильтра водой (формула Крылова); б – от высоты блочного гравийного фильтра (формула Крылова)

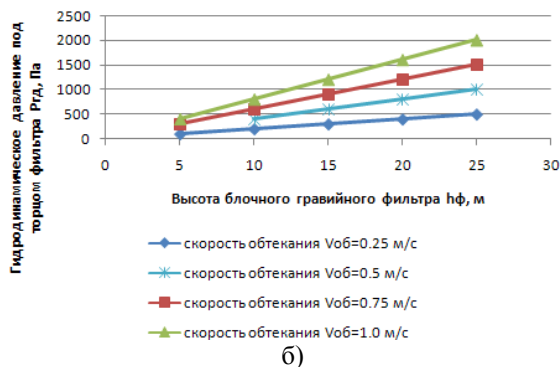
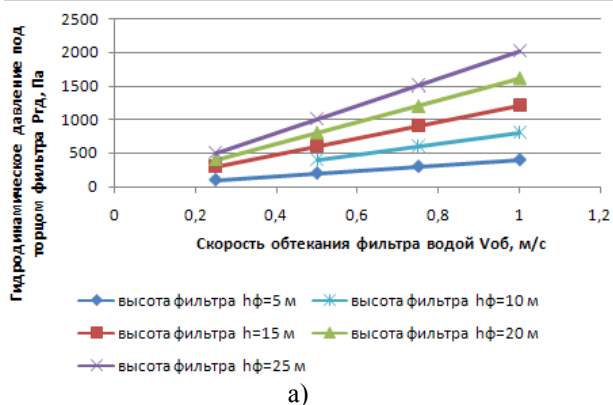


Рис. 2. Зависимость гидродинамического давления: а – от скорости обтекания фильтра водой (формула Гукасова); б – от высоты блочного гравийного фильтра (формула Гукасова).

На графиках, представленных на рис. 1, а и 2, а наблюдается рост гидродинамического давления в зависимости от скорости обтекания фильтра водой, причем темп нарастания давления по формуле Крылова в 15 раз интенсивнее, чем по формуле Гукасова.

Зависимости гидродинамического давления от высоты блочного гравийного фильтра представлены на рис. 1, б и 2, б. При рассмотрении кривых обращает внимание большая крутизна в сравнении с кривыми, представленными на рис. 2, б, т. е. кривые на рис. 1, а имеют более интенсивное приращение величины  $P_{\text{гд}}$  с увеличением  $h_{\text{ф}}$ .

Учитывая все вышесказанное, мы считаем возможным рекомендовать для практического использования формулу Крылова [3], как учитывающую всю совокупность основных факторов, влияющих на величину гидродинамического давления под торцом блочного гравийного фильтра.

В целом же вопрос об исследовании гидродинамических параметров процесса спуска блочного фильтра в скважину в настоящее время изучен недостаточно, в частности, остается почти совершенно неисследованным влияние, оказываемое давлением на

процесс фильтрации промывочной жидкости в системе водоносный горизонт – скважина.

**Список литературы**

1. Гаврилко В.М., Алексеев В.С. Фильтры буровых скважин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1976. – 345 с.

2. Крылов Н.В. Изменение гидродинамического давления в скважине в зависимости от скорости спуска бурильной колонны // Нефтяное хозяйство, 1976, № 1, с. 13-16.  
3. Гукасов Н.А. Справочное пособие по гидравлике и гидродинамике в бурении. М.: Недра, 1982. – 302 с.

УДК 622.244

**Р.К.Богданов, А.П.Загора, А.М.Исонкин**

**МЕЛКОЗЕРНИСТЫЕ СИНТЕТИЧЕСКИЕ АЛМАЗЫ В ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕМ ИМПРЕГНИРОВАННОМ ИНСТРУМЕНТЕ**

Розглянуті дрібнозернисті синтетичні алмази в породоруйнівному імпрегнованому інструменті.

Рассмотрены мелкозернистые синтетические алмазы в породоразрушающем импрегнированном инструменте.

Fine-grained synthetic diamonds are considered in a rockdestruction instrument.

На начальном этапе развития алмазного бурения для оснащения породоразрушающих инструментов использовались крупные алмазы с размером зерен 1000 – 2500 мкм [1].

Дальнейшее развитие алмазного бурения привело к использованию в инструменте более мелких зерен алмазного сырья и в настоящее время мелкозернистые синтетические алмазы с размером зерен 250–630 мкм являются основным сырьем для оснащения буровых импрегнированных коронок.

Повышение эффективности разрушения горных пород буровым инструментом, оснащенный мелкими фракциями синтетических алмазов (СА), требует применения алмазов повышенного качества с контролируемыми характеристиками по прочности, термостойкости и однородности состава.

Одним из основных показателей, определяющим пригодность алмазов для бурения, является их прочность. Алмазные зерна, оснащающие торец импрегнированной коронки, должны внедряться в твердые

породы и выступать при этом на величину в 5÷10 раз большую, чем глубина съема породы, выдерживать удары и работать при широком диапазоне изменения нагрузок и скоростей. Как показали исследования [2] основным видом износа алмазов в импрегнированной коронке является полное или частичное скалывание выступающей части зерна. После этого происходит обнажение новых зерен, обновление и "самозатачивание" торца коронки.

Прочные алмазы выдерживают без скалывания повышенные динамические нагрузки, могут выступать из матрицы на большую величину, внедряться в более крепкие породы. Прочные алмазы лучше предохраняют матрицу от истирания и работают при меньших затратах энергии, обеспечивая повышение скорости бурения и стойкости инструмента.

С целью определения влияния прочности СА на показатели работоспособности инструмента и эффективность процесса разрушения горных пород были проведены лабораторные испытания.

Таблица 1

Результаты лабораторных испытаний коронок, оснащенных синтетическими алмазами различной прочностью зернистостью 250/200 мкм, при бурении коростышевского гранита с частотой вращения 800 мин.<sup>-1</sup> и углубкой за оборот 60 мкм

Марка алмазов	Прочность алмазов статическая / динамическая, не менее, Н	Средняя высота выступания алмазов из матрицы, мкм	Интенсивность изнашивания коронки, мм/м	Объемная работа разрушения, кДж/см <sup>3</sup>	Удельная поверхность частиц шлама, м <sup>2</sup> /г
АС65	63/83	56,4	0,254	2,941	10,22
АС80	78/95	62,7	0,216	2,554	9,46
АС100	92/116	67,2	0,195	2,127	7,87
АС125	115/130	72,4	0,156	2,047	6,54

Сопоставление данных, приведенных в табл. 1, свидетельствует о том, что повышение прочности используемых для оснащения коронок синтетических алмазов приводит к увеличению средней высоты их

выступания из матрицы. В свою очередь рост этого показателя позволяет уменьшить вероятность расклинивания и степень вторичного дробления частиц шлама под рабочим торцом коронки.

Дополнительные исследования шероховатости забоя скважины коростышевского гранита, результаты которых приведены в табл. 2, полностью подтвер-

ждают тезис о том, что толщина среза на единичный алмаз возрастает при использовании более прочных алмазов для оснащения коронок.

Таблица 2

Параметры шероховатости поверхности забоя скважины при бурении коростышевского гранита коронками, оснащенными синтетическими алмазами разной прочности

Марка алмазов	Параметры шероховатости по ГОСТ 25142-82							Угол при вершине $\Theta$ , град	
	$R_a$ , мкм	$R_z$ , мкм	$R_p$ , мкм	$R_v$ , мкм	$R_{max}$ , мкм	$S_m$ , мкм	выступов		
							впадин		
AC65	8,64	50,0	20,42	-35,17	53,43	240,12	53,0	-70,0	
AC80	9,41	53,03	24,81	-36,21	53,89	274,50	58,0	-72,0	
AC100	12,24	74,31	36,11	-45,35	80,12	290,04	61,0	-73,0	
AC125	13,05	78,42	38,15	-47,27	90,26	315,13	59,0	-73,0	

На основании анализа данных, приведенных в табл. 1 и 2, можно констатировать, что существует тесная корреляционная связь между прочностью применяемых алмазов, шероховатостью породы на забое скважины и величиной удельной поверхности частиц шлама. С ростом прочности алмазов прямо пропорционально возрастает шероховатость породы на забое и обратно пропорционально снижается удельная поверхность частиц шлама, т.е. увеличиваются их размеры.

Результаты исследований показывают, что достижение большей высоты выступления алмазов из матрицы за счет увеличения их прочности способствует более рациональному использованию подводимой к коронке энергии при разрушении горной породы, о чем свидетельствует снижение объемной работы разрушения и интенсивности изнашивания инструмента.

В процессе бурения алмазной импрегнированной коронкой осевая нагрузка распределяется не по всей площади поверхности алмазодержащей матрицы, а перераспределяется между теми алмазами, которые выступают из поверхности матрицы на одинаковую высоту.

Принимая во внимание, что характер распределения высоты выступления алмазов из тела матрицы соответствует характеру распределения осевых усилий, передаваемых на алмазы в процессе бурения, можно сделать вывод, что алмазы с наибольшими высотами выступления нагружаются в десятки раз больше и мгновенно разрушаются. Уменьшить усилия на единичные алмазы можно при обеспечении равных высот выступления алмазов из тела матрицы за счет применения однородных по размеру и прочности алмазов.

Значительное повышение однородности алмазных порошков по прочности может быть достигнуто путем сортировки серийных алмазных порошков на магнитных носителях за счет разделения зерен алмаза по степени дефектности поверхности.

Повышение термостойкости алмазных порошков достигается дополнительным последовательным разделением зерен с разным содержанием металлических включений, т.е. с разной магнитной восприимчивостью, на электромагнитных сепараторах.

Исходя из требований, предъявляемых к алмазному буровому инструменту, основными характери-

стиками алмазного порошка должны являться: зернистость и зерновой состав, прочность и однородность порошка по прочности и термостойкости.

Исследования кристаллов алмаза показали, что дефекты поверхности отражают генезис их выращивания и извлечения из продукта синтеза. Дефекты поверхности оказывают влияние на прочностные характеристики кристаллов. Сами дефекты поверхности не обладают свойствами, на которых основаны процессы разделения. В то же время любая поверхность твердого тела обладает поверхностными силами, которые способны удерживать атомы, молекулы или твердые микрочастицы [3, 4]. Предложена схема повышения контрастности свойств зерен алмазного порошка при сохранении их структуры и свойств. Поверхностные силы используются для закрепления на поверхности алмаза твердых микрочастиц с ярко выраженными магнитными свойствами. Масса закрепившихся частиц пропорциональна уровню дефектности поверхности кристалла [5]. В результате у кристалла алмаза создаются приобретенные магнитные свойства, на основе различий которых производится разделение зерен алмаза в магнитном поле. На этих принципах создан процесс адгезионно-магнитной сортировки (АМС) алмазов [6].

По разработанной технологии партия СА АС80 250/200 была разделена по прочности зерен на несколько марок порошков с высокой однородностью по прочности и термостойкости, из которых были изготовлены буровые коронки и проведены их испытания в различных условиях.

Из табл. 3 видно изменение показателей бурения ( $N$ ,  $A_{об}$ ,  $P_z$ ) от прочности алмазов при различном углублении за оборот и частоте вращения.

Все эти зависимости при увеличении прочности алмазов имеют монотонно убывающий характер. При этом, обращает на себя внимание тот факт, что показатели работы инструмента, оснащенного исходным сырьем, находятся на уровне показателей инструмента, оснащенного выделенными из общей массы низко прочными алмазами, а инструмент из высокопрочных СА по всем показателям превосходит инструмент из исходного сырья. Результаты производственных испытаний представлены в табл. 4.

Из приведенных результатов видно, что увеличение в 1,14 ÷ 1,50 раза стойкости коронок, оснащенных более прочными однородными алмазами, про-



изошло наряду с незначительным увеличением их механической скорости. Повышение скорости достигнуто при одинаковых режимных параметрах и, следовательно, повышение однородности и прочно-

сти алмазов обеспечивает не только увеличение их стойкости по сравнению с исходным сырьем, но и лучшие условия процесса разрушения породы.

Таблица 3

Результаты лабораторных испытаний коронок, оснащенных исходными и отсортированными однородными алмазами различной прочности

Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	Алмазы		Углубка, мкм/об					
			40			60		
	марка	прочность, Н	Мощность, N, кВт	Объемная работа A <sub>об</sub> , кДж/см <sup>3</sup>	Усилие, P <sub>z</sub> , Н	Мощность, N, кВт	Объемная работа A <sub>об</sub> , кДж/см <sup>3</sup>	Усилие, P <sub>z</sub> , Н
750	АС 65	65	0,81	2,542	710,0	2,29	3,593	2014,0
	АС 80	80	0,79	2,479	696,0	2,05	3,216	1800,0
	АС 100	100	0,77	2,416	676,0	1,83	2,817	1607,0
	АС 125	125	0,51	1,600	448,0	1,81	2,84	1586,0
	Исходная (АС 80)	80	0,80	2,496	706,0	2,16	3,317	1963,0
1180	АС 65Т	65	0,95	1,888	531,0	2,96	2,941	1655,0
	АС 80Т	80	0,93	1,848	517,0	2,57	2,554	1434,0
	АС 100Т	100	0,87	1,719	483,0	2,14	2,127	1193,0
	АС 125Т	125	0,61	1,212	338,0	2,06	2,047	1152,0
	Исходная (АС 80)	80	0,94	1,860	524,0	2,71	2,751	1544,0

Таблица 4

Результаты производственных испытаний коронок, оснащенных исходными и отсортированными однородными алмазами различной прочности, в породах X категории

п/п	Коронки, оснащенные алмазами зернистостью 250/200, марки	Средняя проходка на коронку, м	Механическая скорость, м/ч	Удельный расход алмазов, кар/м
1	АС65	7,10	1,60	2,31
2	АС80	14,50	1,68	1,13
3	АС125	19,00	1,80	0,86
4	Исходные (АС80)	12,70	1,68	1,29

Исследования показали, что интенсивность разрушения зерен алмазов увеличивается с применением более твердых матриц и особенно велика, если матрица представлена композиционным материалом с твердостью 50-70 HRC. Одной из причин сколов является жесткость матрицы. В такой матрице алмазы плохо воспринимают динамические нагрузки.

Одним из путей повышения работоспособности буровых коронок является нанесение на алмаз слоя из более мягкого металла, позволяющего зернам выдерживать высокие динамические нагрузки без разрушения.

Для металлизации чаще всего используют переходные металлы, а именно металлы групп титана, ванадия и хрома. Наиболее перспективным следует считать молибден. Этот металл способен образовывать с углеродом алмаза карбидные фазы высокой прочности и низкой хрупкости. У него достаточно низкий коэффициент термического расширения, что позволяет уменьшить термические напряжения в слое молибденового покрытия.

Прочность сцепления металлизационного покрытия с алмазом зависит от толщины образующегося карбидного подслоя между алмазом и металлом

(рис.1). С ростом толщины карбидного подслоя величина прочности сцепления увеличивается. Увеличение толщины свыше 80 мкм является уже малоэффективным.

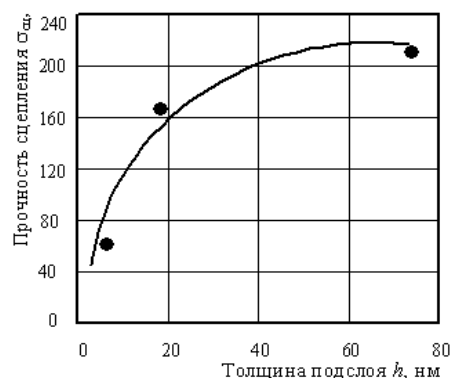


Рис. 1. Зависимость прочности сцепления от толщины карбидного подслоя

На рис. 2 представлена зависимость износостойкости инструмента от прочности сцепления алмаза с покрытием. Как видим, с увеличением прочности из-

носостойкость возрастает. Характер зависимости в лабораторных и производственных условиях одинаков, но в силу более жестких условий рост износостойкости в производственных условиях ниже.

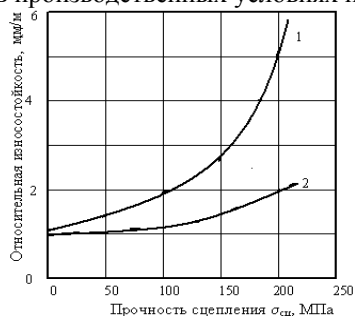


Рис. 2. Относительная износостойкость буровых коронок, оснащенных металлизированными алмазами: 1- лабораторные испытания; 2- производственные испытания

Показатели бурения гранита коронками диаметром 36 мм в лабораторных условиях представлены на рис.3, 4.

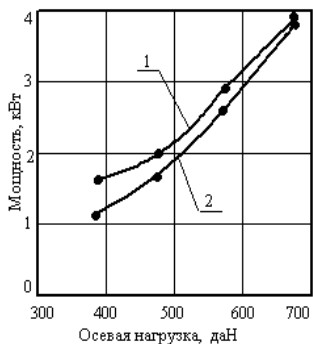


Рис. 3. Зависимость мощности бурения от осевой нагрузки при частоте вращения 1500 мин<sup>-1</sup> для коронки, оснащенной СА: 1- неметаллизированными; 2 – металлизированными

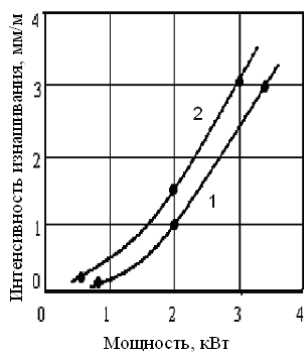


Рис. 4. Зависимость интенсивности изнашивания от мощности бурения для коронок, оснащенных

СА: 1 – металлизированными; 2 – неметаллизированными

Средняя проходка на одну коронку диаметром 59 мм при бурении скважин в производственных условиях по породам IX - X категории составила:

- с металлизированными алмазами – 19,3 м;
- с неметаллизированными алмазами – 12,1 м.

Использование металлизированных СА в буровом инструменте позволяет значительным образом повысить эффективность его применения.

### Выводы

– Мелкозернистые синтетические алмазы могут успешно использоваться для оснащения буровых импрегнированных коронок.

– Работоспособность буровых импрегнированных коронок, оснащенных рассортированными по разработанной технологии алмазными порошками с высокой однородностью по прочности и термостойкости, повышается по сравнению с исходным сырьем до 65 %.

– Использование металлизированных СА в буровом инструменте позволяет значительным образом повысить эффективность его применения.

### Список литературы

1. Породоразрушающий инструмент для алмазного бурения / Блинов Г.А., Николас А.Л., Окошко Ю.А. и др. – Л.: Недра, 1969, 130 с.
2. Синтетические алмазы в геологоразведочном бурении / Под ред. В.Н. Бакуля. – К.: Наукова думка, 1978. – 232 с.
3. The Properties of Natural and Synthetic Diamond / Ed. by J.E. Fild. – L.; etc.; Academe Press, 1992. – 710 p.
4. Дерягин Б.В., Чураев Н.В., Муллер В.М. Поверхностные силы. – М.: Наука, 1985. – 398 с.
5. Ильницкая Г.Д. Оценка дефектности поверхности алмазов по адгезионным свойствам // Физико-химические свойства сверхтвердых материалов и методы их анализа. – Киев: ИСМ НАН Украины, 1987. – С. 33-39.
6. Невструев Г.Ф., Ильницкая Г.Д. Влияние различных факторов на процесс получения порошков повышенного качества адгезионно-магнитной сепарацией // Исследования взаимодействия различных форм углерода с газовыми и жидкими средами.- Киев: ИСМ НАН Украины, 1986. – С. 25-32.

**НАШІ АВТОРИ**

- Авдєєв Ігор Васильович інженер-конструктор ТОВ ДЗБО  
Андрусенко Сергій Юрійович студент НГУ  
Бегун Анатолій Данилович головний інженер - перший заступник ген. директора АТ «Волковгеологія»  
Безсонов Юрій Данилович професор кафедри техніки розвідки РКК НГУ, к.т.н.  
Богданов Роберт Костянтинівич ІНМ ім. Бакуля НАН України, старший науковий співробітник  
Васюк Борис Миколайович директор Дніпропетровського відділення УкрДГРІ, к.т.н.  
Віторов Геннадій Вікторович інженер Дніпропетровського відділення УкрДГРІ  
Вирвінський Петро Петрович доцент кафедри техніки розвідки РКК НГУ, к.т.н.  
Гайдук Сергій Іванович інженер гірничо-геологічної служби ВАТ ММК ім. Ілліча  
Гошовський Сергій Володимирович директор УкрДГРІ, д.т.н.  
Гриняк Олександр Андрійович начальник Правобережної ГРЕ КП «Кіровгеологія»  
Давиденко Олександр Миколайович завідувач кафедри техніки розвідки РКК НГУ, д.т.н., професор  
Данильченко Ігор Євдокимович інженер Дніпропетровського відділення УкрДГРІ, к.т.н.  
Діденко Микола Якович Директор Лутугинського управління бурових і гірських робіт СхідДРГП  
Дреус Андрій Юрійович доцент кафедри прикладної газової динаміки та тепломасообміну ДНУ, к.т.н.  
Дудля Микола Андрійович професор кафедри техніки розвідки РКК НГУ, к.т.н.  
Закора Анатолій Петрович ІНМ ім. Бакуля НАН України, старший науковий співробітник  
Захаров Олександр Анатолійович заступник генерального директора СхідДРГП  
Зибінський Петро Васильович генеральний директор ЗАТ компанія «Юговостокгаз», к.т.н.  
Змієвський Артур Станіславович аспірант кафедри техніки розвідки РКК НГУ.  
Ісонкін Олександр Михайлович ІНМ ім. Бакуля НАН України, к.т.н.  
Ігнатів Андрій Олександрович асистент кафедри техніки розвідки РКК НГУ  
Калініченко Олег Іванович професор кафедри ТТГР ДонНТУ, д.т.н, професор  
Камишацький Олександр Федорович асистент кафедри техніки розвідки РКК НГУ  
Каракозов Артур Аркадійович декан ГГФ, завідувач кафедри ТТГР ДонНТУ, к.т.н, доцент.  
Кириченко Георгій Миколайович інженер Дніпропетровського відділення УкрДГРІ  
Коваленко Андрій Андрійович магістр НГУ  
Коваленко Віктор Іванович старший науковий співробітник Полтавського відділення УкрДГРІ  
Кожевников Анатолій Олександрович професор кафедри техніки розвідки РКК НГУ, д.т.н.  
Комарь Павло Леонідович зав. лаб. кафедри ТТГР ДонНТУ  
Коцкулич Євген Ярославович магістр ІФНТУНГ  
Коцкулич Ярослав Степанович завідувач кафедри буріння ІФНТУНГ, д.т.н., професор  
Крамаренко Олександр Анатолійович генеральний директор СхідДРГП  
Кузін Юрій Леонідович доцент кафедри техніки розвідки РКК НГУ, к.т.н.  
Лексиков Олександр Анатолійович науковий співробітник кафедри техніки розвідки РКК НГУ  
Лужаниця Олександр Васильович директор Полтавського відділення УкрДГРІ, к.т.н.  
Мартиненко Іван Іванович головний інженер «Геосервіс», к.т.н.  
Островський Ігор Романович генеральний директор ТОВ ДЗБО  
Парфенюк Сергій Миколайович аспірант кафедри ТТГР ДонНТУ  
Пащенко Олександр Анатолійович доцент кафедри техніки розвідки РКК НГУ, к.т.н.  
Петтїк Юрій Владиславович доцент кафедри ТТГР ДонНТУ, к.т.н.  
Поліщук Павло Павлович магістр НГУ  
Прийма Віктор Вікторович магістр НГУ  
Рязанов Андрій Миколайович доцент кафедри ТТГР ДонНТУ, к.т.н.  
Сірік Віктор Федорович інженер-конструктор інноваційного відділу ТОВ ДЗБО, к.т.н.  
Сліпенький Віталій Степанович директор з виробництва КП "Південукргеології"  
Судаков Андрій Костянтинівич доцент кафедри техніки розвідки РКК НГУ, к.т.н.  
Фесенко Микола Миколайович завідувач лабораторії Полтавського відділення УкрДГРІ, к.т.н.  
Хоменко Володимир Львович доцент кафедри техніки розвідки РКК НГУ, к.т.н.  
Хохуля Олександр Володимирович асистент кафедри ТТГР ДонНТУ  
Шевченко Феофан Леонтійович завідувач кафедри опору матеріалів, Дон НТУ, д.т.н., професор  
Юшков Іван Олександрович доцент кафедри ТТГР ДонНТУ, к.т.н.  
Юшков Олександр Сергійович професор кафедри ТТГР ДонНТУ, к.т.н.  
Якименко Дмитро Сергійович магістр ДонНТУ

О.М. Давиденко, П.П. Вирвінський Кафедрі техніки розвідки родовищ корисних копалин НГУ – 80 років .....	3
А. А. Каракозов Разработка алгоритма оптимизации гидроударных буровых снарядов для проходки геологоразведочных скважин на шельфе .....	8
А.А. Кожевников, А.К. Судаков К вопросу об оборудовании водоприемной части буровых скважин криогенно-гравийными фильтрами .....	13
О.И. Калининченко, П.В. Зыбинский, А.А. Каракозов, С.Н. Парфенюк, А.В. Хохуля, П.Л. Комарь Опыт выполнения статического зондирования донных грунтов с СПБУ «Сиваш» .....	16
О.М.Давиденко, А.О. Ігнатов, С.Ю. Андрусенко Дискове ланцюгове долото .....	20
Рязанов А.Н. Разработка гидравлического устройства, включаемого в состав бурового снаряда, для ликвидации прихватов в разведочных скважинах .....	23
А.О. Кожевников, Ю.Л.Кузін, О.А.Лексиков, О.А.Гриняк Залежність між дотичними напруженнями в нижній частині бурильної колони та товщиною стінки бурильної труби .....	26
И.А. Юшков, А.С. Юшков, Д.С. Якименко Гидравлическое бурение гидрогеологических скважин с одновременной обсадкой ствола .....	25
О.А. Пашенко Моделювання і розрахунок навантажень в різьбових з'єднаннях бурильних труб .....	33
А.Д. Бегун, В.Ф. Сирик, И.В. Авдеев Бурение технологических скважин колонной бурильной облегченной .....	35
А.Н. Давиденко, П.П. Полищук Технология бурения скважин обеспечивающих дегазацию и добычу угля из некондиционных угольных пластов .....	38
А.А. Кожевников, В.В. Прийма Исследование напряжённого состояния сжатой части комбинированной бурильной колонны .....	42
О. И. Калининченко, А. В. Хохуля Основные проблемы и пути совершенствования техники и технологии многорейсового бурения скважин на морских акваториях .....	45
Ф.Л. Шевченко, Ю.В. Петтик Динамика бурового става буровой установки РТБ при спуско-подъемных операциях .....	50
А.А. Кожевников, С.В. Гошовський, А.Ю. Дреус, И.И. Мартыненко Исследование температурного режима моделей буровых коронок на основе физического и вычислительного экспериментов .....	54
А.О. Кожевников, Ю.Л.Кузін, О.А.Лексиков,О.А. Гриняк Залежність між дотичними напруженнями в нижній частині бурильної колони та товщиною стінки бурильної труби .....	57
А.А. Кожевников, И.Р.Островский, В.Ф. Сирик Скважинный механизм для создания нагрузки на буровой инструмент .....	58
А.О.Кожевников, О.А Крамаренко, І.Р.Островський, В.Ф.Сірик Буровий снаряд для направленного буріння .....	61
А.А. Крамаренко, А.А. Захаров, Н.Я. Диденко Опыт проведения гидродинамических исследований по освоению скважин на газ (метан) угольных месторождений Донбасса .....	63
Н.А. Дудля, И.Е. Данильченко, Г.Н. Викторов, Г.Н. Кириченко Износостойкость деталей бурильной колонны .....	69
О.В. Лужаниця, М.М. Фесенко, В.І. Коваленко Природоохоронні технології щодо захисту довкілля під час споруджування свердловин на нафту та газ .....	72
Б.М. Васюк Дніпропетровське відділення українського державного геологорозвідувального інституту (ДВ УКРДГРІ) .....	74
С.І. Гайдук Дослідження роботи компоновки зі зміщеною масою .....	75
Ю.Д. Бессонов, В.С. Слипський Влияние компоновки бурового снаряда на эффективность нагружения долота гидродинамическим усилителем осевой нагрузки .....	78
О.Ф. Камишацький Експериментальні дослідження роботи диспергатора .....	81
Ю.Д.Бессонов Потери энергии удара в колонковой трубе, погруженной в водную среду .....	83
О.М. Давиденко, А.С.Змісьвський Розробка технології буріння льоток доменних печей .....	85
Я.С. Коцкулич, Є.Я. Коцкулич Стан і шляхи підвищення надійності кріплення нафтових і газових свердловин .....	87
А.А. Кожевников, А.А. Коваленко Исследование гидродинамических параметров процесса спуска блочного гравийного фильтра .....	93
Р.К.Богданов, А.П.Закора, А.М.Исонкин Мелкозернистые синтетические алмазы в породоразрушающем импрегнированном инструменте .....	95
Відомості про авторів .....	99