

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

МРОЗЕК Роман Євгенійович

УДК 622.243.57

**УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНІКИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ
ВІДБОРУ КЕРНА В ПОХИЛО СПРЯМОВАНИХ
ТА ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИНАХ**

05.15.10 – Буріння свердловин

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук



Науковий керівник
к.т.н. Кунцяк Ярослав Васильович

Всі примірники дисертації

Вчений секретар спеціалізованої вченої ради
13.05.2004р.



ідеї та зміст

Ковбасюк І.М.

Ковбасюк Т.М.

В.Р. Турочок

Івано-Франківськ - 2004

244

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1	
СУЧАСНИЙ СТАН ТЕХНІКИ І ТЕХНОЛОГІЇ ВІДБОРУ КЕРНА В ПОХИЛО СПРЯМОВАНИХ ТА ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИНАХ.....	10
1.1. Аналіз факторів (чинників), що впливають на ефективність відбору керна та їх особливості при роботі в похило спрямованих і горизонтальних свердловинах.....	10
1.2. Аналіз існуючої техніки та технології відбору керна в похило спрямо- ваних та горизонтальних свердловинах	16
1.3. Узагальнення даних та постановка задач досліджень	25
РОЗДІЛ 2	
УДОСКОНАЛЕННЯ РЕЖИМНО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ВІДБОРУ КЕРНА В ПОХИЛО СПРЯМОВАНИХ ТА ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИНАХ.....	37
2.1. Вибір оптимального навантаження на породоруйнівний інструмент	37
2.2. Вибір оптимальної витрати промивальної рідини	45
2.3. Уточнення місця встановлення ковзаючого центратора при довгих ділянках відбору керна	49
РОЗДІЛ 3	
УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ВІДБОРУ КЕРНА В ПОХИЛО СПРЯМОВАНИХ ТА ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИНАХ	60
3.1. Удосконалення кулькових підвісок керноприймальних пристроїв.....	61
3.2. Удосконалення пристроїв для відриву і утримування керна.	71
3.3. Удосконалення конструкції технічних засобів для відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах	85

РОЗДІЛ 4

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВІДБОРУ КЕРНА В ПОХИЛО СПРЯМОВАНИХ ТА ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИНАХ.....	92
4.1. Спосіб відбору орієнтованого керна в свердловинах з великими зенітними кутами	92
4.2. Експериментальні дослідження по проводці довгих горизонтальних ділянок свердловин з відбором керна	97
4.3. Основні методичні рекомендації по відбору керна.....	99

РОЗДІЛ 5

ПРОМИСЛОВЕ ВПРОВАДЖЕННЯ ТА ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБЛЕНИХ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ТА ТЕХНОЛОГІЧНИХ МЕТОДІВ ВІДБОРУ КЕРНА	104
5.1. Результати промислового впровадження.....	104
5.2. Оцінка економічної ефективності.....	112
ВИСНОВКИ	116
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	118
ДОДАТКИ.....	128
Додаток А.....	129
Додаток Б.....	132
Додаток В.....	136
Додаток Д.....	139
Додаток Е.....	143
Додаток Ж.....	148
Додаток З.....	152

ВСТУП

Актуальність теми.

У відповідності з комплексною національною програмою “Нафта і газ України до 2010 року” у 2003 році досягнуто стабілізації рівня видобутку нафти і газу та передбачається поступове його збільшення. Вирішення цієї проблеми не можливе без збільшення обсягу бурових робіт, в тому числі пошукових і розвідувальних свердловин. Однією з найважливіших проблем буріння при розвідці і експлуатації нафтових родовищ є високоякісний відбір керна в складних геологічних умовах. Крім того, одним із резервів стабілізації рівня видобування нафти і газу є відновлення старого і бездіючого фонду свердловин з бурінням похило спрямованих та горизонтальних свердловин. Це вимагає розробки технічних засобів по відбору керна в свердловинах з великими zenітними кутами, а також удосконалення технологічних параметрів процесу.

Незважаючи на те, що питанню підвищення ефективності відбору керна присвячено багато теоретичних і експериментальних робіт, накопичено великий промисловий досвід, в даний час відсутній науково обґрунтований і перевірений в промислових умовах комплекс керновідбірної техніки і технології для ефективного відбору керна, в похило спрямованих з великими zenітними кутами та горизонтальних свердловинах. Удосконаленню технічних засобів і елементів відбору керна в складних геолого-технічних умовах присвячені розробки багатьох вітчизняних та зарубіжних дослідників: Алексєєва Ю.А., Барабашкіна І.І., Барановського Є.М., Боднарука Т.М., Берштейна О.Ю., Булнаєва І.Б., Гаврилова Я.С., Гельфгата М.Я., Дороднова І.П., Дубленича Ю.В., Князева І.К., Кунцяка Я.В., Мандруса В.І., Марухняка М.Й., Мессера О.Г., Нікітіна С.В., Нинарокова А.М., Панова Б.Д., Сианка-Ібара Л., Стефурака Р.І., Сулакшина С.С., Фарафонова І.Й., Філіпова В.М., Едельмана Я.А. та ін.

Важливою є проблема підвищення надійності керновідбірної техніки і забезпечення ефективності процесу відбору керна. Особливо це стосується родовищ,

продуктивні горизонти яких складені сильно зцементованими вапняками, піщано-глинистими відкладами, а також пухкими і слабозцементованими пісковиками. При відборі керна на родовищах АТ “Татнафта” у відкладах нижнього карбону винос керна з застосуванням серійної техніки склав в середньому 45,7 %. У вапняках з підвищеною кавернозністю і тріщинуватістю винос керна склав 31,1 %, знижуючись в окремих випадках до 15%. Використання традиційної техніки і технології дозволило одержувати винос керна в межах 15 - 65%. На родовищах північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини цей показник коливається від 45% до 81 % в залежності від геолого-технічних умов відбору керна.

Багаторічні науково-дослідні роботи, які проводяться у тісному контакті з виробничниками, дозволили вирішити більшість проблем, що виникають при відборі керна. У відповідності з ними розроблені різноманітні технічні засоби і технологічні заходи. Однак різноманітність геолого-технічних умов і факторів не дозволяє розробити єдину технологію керновідбірного процесу, що гарантує її високу ефективність.

Тому проблема розробки технічних засобів і технологічних заходів для відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах є актуальною і потребує подальшого розвитку.

Зв'язок роботи з науковими програмами , планами, темами.

Дисертаційна робота виконана у відповідності з програмами науково-дослідних робіт за договорами по удосконаленню процесу відбору керна на нафтових і газових родовищах: № 5.23/96-97 з Державним Комітетом нафтової і газової промисловості України, № 01.98.А-9.1–79/98, № А-7.1–169-00 з Державним комітетом Республіки Татарстан по геології і використанню надр, № А1. 4/01 та №А6.1.-170./01 з Міністерством екології та природних ресурсів Республіки Татарстан, № 78/2000 з ЗАТ “Калининградская ГНДЭ”, № 08/2001 з ЗАТ “Сибирская сервисная компания”, №12/2000 з ЗАТ “Томскбурнефтегаз”, №80/2000 та № 7/2001 з ЗАТ

“Нефтепромбурсервис”, № 43.2000 та №97.2000 з “Чернігівнафтогаз”, № 131/2000/2481 з “Охтирканафтогаз”, №57/2001 з “Каштан Петролеум ЛТД”.

Мета і задачі дослідження.

Метою роботи є підвищення ефективності відбору керна в похило спрямованих і горизонтальних свердловинах шляхом удосконалення техніко-технологічного комплексу відбору керна.

Основні задачі дослідження.

1. Аналіз особливостей відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах.

2. Удосконалення технології відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах, в тому числі технології відбору орієнтованого керна.

3. Удосконалення методики розрахунку стабілізуючих компоновок для відбору керна в свердловинах з великими зенітними кутами.

4. Розробка ефективних технічних засобів для відбору керна в похило спрямованих і горизонтальних свердловинах, в тому числі малого діаметра.

5. Промислова перевірка ефективності розроблених технологічних заходів та технічних засобів відбору керна.

Об'єкт дослідження. 1. Керновий матеріал в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах, його властивості.

2. Технологічні заходи та технічні засоби для відбору керна.

Предмет дослідження. Чинники, що впливають на винос керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах в процесі його формування та підйому.

Методи дослідження. 1. Лабораторні експерименти з визначення параметрів технічних засобів для відбору керна в свердловинах з великими зенітними кутами.

2. Промислові дослідження по визначенню оптимальних технологічних регламентів при відборі керна.

3. Аналітична оцінка параметрів КНБК на траєкторію горизонтальних свердловин.

Наукова новизна одержаних результатів.

Розроблено нову методику та програмне забезпечення, що дозволяють розрахувати спеціальні компоновки з метою стабілізації та корегування зенітного кута при відборі керна в свердловинах з великими зенітними кутами. Визначена залежність місця розташування ковзаючого центратора на корпусі керноприймального пристрою у залежності від основних техніко-технологічних чинників проводки свердловин (кута нахилу свердловини, співвідношення між габаритними розмірами керноприймального пристрою, бурильної головки, ковзаючого центратора та вибійного двигуна, навантаження при бурінні з відбором керна).

Практичне значення одержаних результатів.

1. Вперше удосконалено технічні засоби та технологію процесу буріння з відбором керна в горизонтальних та похило спрямованих свердловинах, що забезпечує високий винос керна.
2. Розроблено техніко-технологічний комплекс, що дозволяє проводити відбір орієнтованого керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах.
3. На основі теоретичних та експериментальних досліджень розроблені технологічні рекомендації по відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах.
4. Удосконалено конструкційні елементи керноприймальних пристроїв (керновідривачів, кулькових підвісок) із врахуванням умов роботи в свердловинах з великими зенітними кутами, що забезпечують їх надійність та довговічність в роботі.
5. Розроблений техніко-технологічний комплекс, що дозволяє з високою ефективністю проводити відбір орієнтованого керна в свердловинах з великими кутами, у тому числі малого діаметра.
6. Вперше в світовій практиці проведено суцільний відбір 100,0 м керна в горизонтальній ділянці свердловини № 1073 ^г Чегодаївська.

7. Проведене промислове впровадження техніко-технологічного комплексу при відборі керна в семи свердловинах в різноманітних геолого-технічних умовах підтвердило високу ефективність та скоротило загальний час будівництва свердловин. При загальному об'ємі буріння 282,9 м винос керна склав 98,8 %.

Особистий внесок здобувача.

Проведені дослідження і аналіз впливу основних факторів, що впливають на ефективність відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах. Експериментально встановлено вплив окремих конструкційних елементів керноприймальних пристроїв на ефективність відбору керна. Приведені роботи здобувачем виконані особисто.

У співпраці з іншими науковими дослідниками: розроблено технічні засоби та їх конструкційні елементи для відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах у співавторстві, де особистий внесок здобувача складає 60 %; розроблено математичну модель та програмне забезпечення для розрахунку стабілізуючих та корегуючих компоновок у співавторстві, де особистий внесок здобувача складає 50 %. Удосконалений спосіб відбору орієнтованого керна, де особистий внесок здобувача складає 60 %. Проведене промислове впровадження розробленого техніко-технологічного комплексу, де особистий внесок здобувача складає 50 %.

Апробація результатів дисертації.

Основні положення дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на: науково-технічному семінарі “Проблеми горизонтального буріння”- м. Іжевськ (Росія) 1998 р.; семінарі технологів бурових підприємств “Держкомнафтогазпрому” та АТ “Метса Спешелти Кемикалз” - м. Аанекоскі (Фінляндія) 1996 р.; міжнародній науково-технічній конференції „Геопетрол” - м. Краків (Польща) 2002 р.; технічних радах ВАТ „Татнафта”- м. Альметьєвськ (Росія) та Охтирського НГВУ 1997-2003р.; засіданні секції буріння УНГА- м. Київ 2002р.; міжнародній технічній конференції

“10-ти річчя НДКБ БІ”- м. Київ 2003р. У повному об’ємі результати досліджень доповідались на науково-технічній раді ВАТ „УкрНГГ” по проблемах інтенсифікації видобутку з допомогою зарізки бокових стволів свердловин, м. Київ, засіданнях кафедри буріння нафтових і газових свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу в 2001-2004 рр.

Публікації.

За результатами досліджень, які викладені в дисертації, опубліковано 12 наукових праць, в тому числі 1 самостійна та 2 авторських свідоцтва.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ТЕХНІКИ І ТЕХНОЛОГІЇ ВІДБОРУ КЕРНА В ПОХИЛО СПРЯМОВАНИХ ТА ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИНАХ

1.1. Аналіз факторів (чинників), що впливають на ефективність відбору керна та їх особливості при роботі в похило спрямованих і горизонтальних свердловинах

З розширенням завдань, що постають перед бурінням експлуатаційних свердловин на родовищах, які знаходяться на середній та завершальній стадіях експлуатації, виникає одне з найважливіших завдань – детальне вивчення літологічних та фізико-петрографічних характеристик продуктивних горизонтів. Можливості промислово-геофізичних досліджень дозволяють отримати лише часткову характеристику розрізу продуктивних горизонтів. Найповнішу і найвірогіднішу характеристику порід, інформацію про стан продуктивних горизонтів можна одержати лише вивчивши достатню кількість кернового матеріалу піднятого із свердловини. Таким чином, завдання одержання максимально можливої кількості керна постає ще очевидніше.

Недостатня вивченість продуктивних горизонтів на основі кернового матеріалу може призвести до помилок в складанні схем розробки родовищ, неправильного підрахунку запасів вуглеводнів і, в кінцевому результаті, неефективної розробки родовищ. Одержання достатньої кількості кернового матеріалу визначає ефективність буріння з відбором керна. Основним критерієм ефективності відбору керна є його винос, який характеризується відношенням довжини піднятого стовпчика керна до довжини пробуреного інтервалу у відсотках [1].

Графічно ефективність виносу керна зображена на рисунку 1.1. Таким чином, шляхи підвищення ефективності відбору керна зводяться до заходів, які виключатимуть причини і фактори, які зменшують зону “а” (зона ефективного

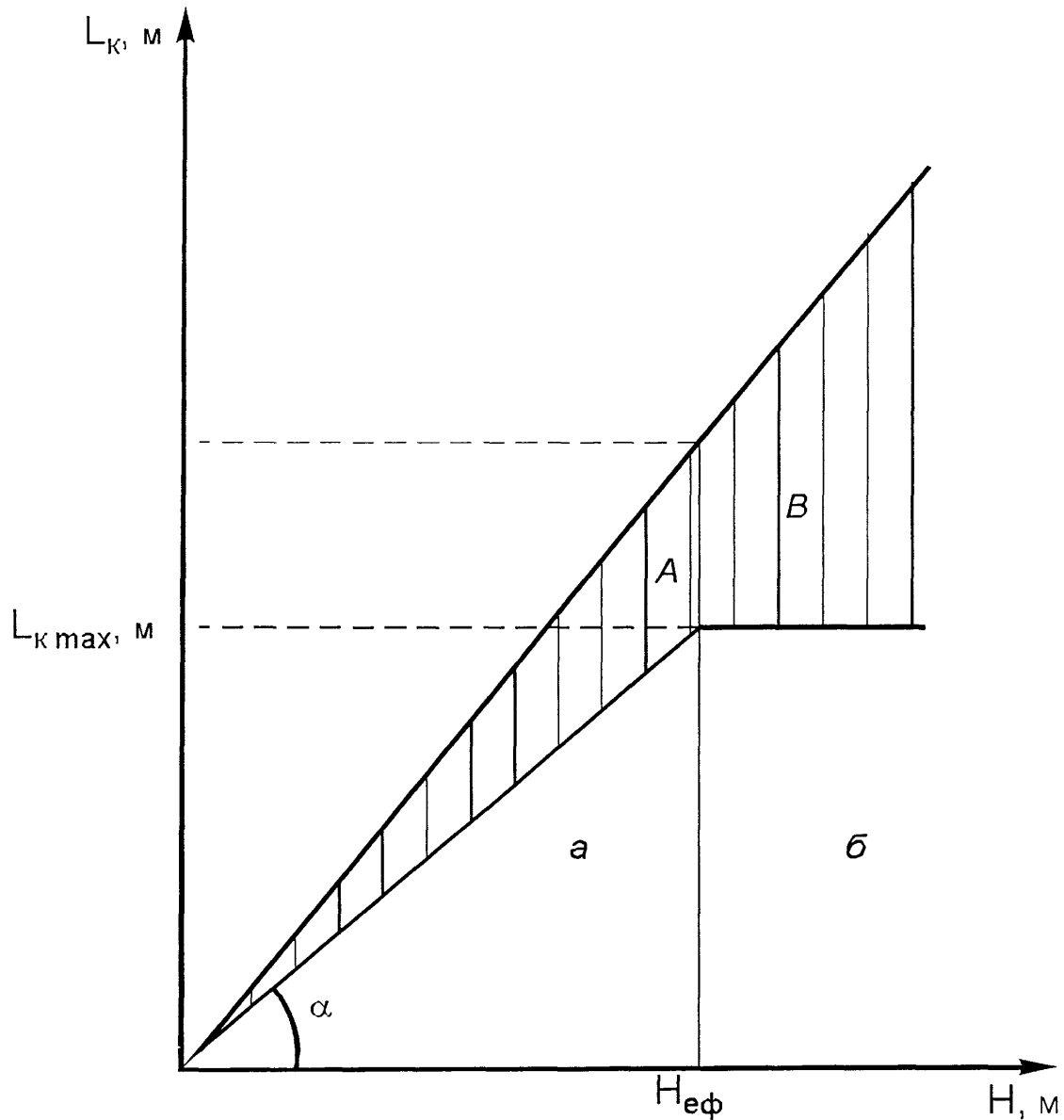


Рис. 1.1. Схема виносу керна L_k за рейс долота H в абразивних породах.

а- зона ефективного буріння; б- зона неефективного буріння;

А- момент заклинювання керна; В- втрати керна; α - кут, тангенс якого, виражений у відсотках, характеризує винос керна.

буріння), а в найоптимальнішому варіанті виключали б зону “б” (зона неефективного буріння). Таким чином, шляхи підвищення ефективності відбору керна зводяться до заходів, які виключатимуть причини і фактори, які збільшують зону “а” (зона ефективного буріння), а в найоптимальнішому варіанті виключали б зону “б” (зона неефективного буріння). Отже, завдання підвищення ефективності

відбору керна зводиться до аналізу причин і факторів, які спричинюють зменшення лінійних розмірів піднятого керна та їх попередження.

При формуванні кернового стовпчика на нього діють різні руйнуючі фактори, які служать основними причинами зменшення його довжини. Основні з них:

- динамічні процеси, які викликають поздовжні і поперечні вібрації, поперечні згини керноприймальних пристроїв, що спричиняють удари між окремими частинами керна і вибоєм;
- динамічна дія бурильної головки, яка є руйнівним фактором на керновий стовпчик на початковому етапі відбору;
- обертання керноприймальної труби в свердловинах з великим кутом нахилу та горизонтальних, що приводить до розтирання та руйнування стовпчика сформованого керна і як наслідок до його заклинювання;
- руйнівна дія промивальної рідини;
- недосконалість конструкції керновідривачів, що приводить до втрати керна при його відриві і транспортуванні.

Всі ці причини постійно діють при бурінні у будь-яких відкладах та при застосуванні будь-яких засобів для відбору керна. Однак переважаючий вплив кожної з цих причин пов'язаний з рядом факторів, які слід розділити на декілька груп [1-10]. Необхідно також відзначити, що автори експериментальних та промислових випробувань виділяють дві групи факторів, які впливають на ефективність відбору керна:

- фактори, які є постійними в процесі буріння у певному інтервалі (геологічні);
- фактори, які підвладні удосконаленню (технічні, технологічні та організаційні).

Вплив факторів першої групи (мінералогічний склад, анізотропність, фізико-механічні властивості, абразивність і т.п.) є постійними для конкретних геологічних умов. Їх вплив на ефективність відбору керна можливо зменшити за рахунок удосконалення факторів другої групи.

Класифікація вказаних вище факторів при бурінні свердловин приведена в роботах [11-14]. Необхідно відзначити, що найглибше вивчені фактори першої групи Я.А. Едельманом. Встановлено, що літологічний склад порід, що розбурюються суттєво впливає на ефективність відбору керна.

Практикою доведено, що найвищий відсоток виносу керна забезпечується в міцних породах. Чим менші розміри зерен, пористість, кавернозність, чим вище окремління породи, тим кращі умови для відбору керна. Негативно впливає на збереження керна тріщинуватість порід, яка спричиняє руйнування стовпчика керна і його заклинювання в керноприймальному пристрої. Особливо це стосується карбонатних відкладів [15, 16]. Якщо продуктивні горизонти складені осадовими відкладами, які представлені піщано-глинистими і карбонатними породами, і м'якими глинами, пісками та пісковиками (часто пухкими), то повнота відбору і збереження керна в таких умовах досить проблематичні [17-19].

Таким чином, вплив геологічних факторів є постійним, досить різноманітним і характерним для певних регіонів та родовищ. Тому їх необхідно враховувати при конструюванні керноприймальних пристроїв і засобів, проектуванні технологічних режимів буріння.

Вплив технічних і технологічних факторів на винос керна проаналізовано багатьма дослідниками [20-23]. Відмічено, що конструкційне удосконалення технічних засобів для відбору керна значно знижує вплив геологічних факторів.

До технічних факторів слід віднести:

- конструкцію керноприймального пристрою;
- типорозмір породоруйнівного інструменту;
- конструкцію кернозахоплюючого пристрою;
- компоновку низу бурильної колони.

Вплив технічних факторів на процес відбору керна за результатами досліджень знижується при виконанні наступних умов:

1) Співвідношення між діаметром свердловини і діаметром керна; чим воно менше, тим більшим буде винос керна [21].

2) Сприятливі умови заповнення керноприймальної трубки в процесі буріння. [24-28]. Однак слід відзначити, що конструкції існуючих керновідбірних пристроїв не завжди забезпечують необхідний рівень відбору керна, особливо в свердловинах з великим zenітним кутом нахилу її ствола.

3) Кількість відривів від вибою. Відомо, що відрив в процесі додання з відбором керна, негативно впливає на ефективність відбору керна і повинен бути зведений до мінімуму. При кожному відриві від вибою винос керна зменшується на 5 – 7 %, причому при відриві бурголовки в першій його половині втрати керна менші, ніж при відриві в другій його половині. Механізм даного явища пояснюється тим, що в момент відриву бурголовки від вибою вага стовпчика відірваної породи передається на робочі елементи (важільки) керновідривача, які займають нижнє положення, що супроводжується розривом суцільності керна. При наступній посадці бурголовки на вибій тільки що сформований керн повинен повернути робочі елементи керновідривача в робоче верхнє положення, для чого необхідно крім ваги від стовпчика породи подолати також силу тертя в елементах керновідривача. Отже, чим більша вага стовпчика відібраної породи, тим більша сила необхідна для повернення елементів керновідривачів у вихідне положення, що супроводжується втратою керна.

4) Кернозахоплюючі пристрої повинні забезпечувати гарантований відрив і утримування керна при бурінні в будь-яких відкладах [29-34]. Однак існуючі конструкції керновідривачів не завжди забезпечують надійний відрив і утримання керна, особливо в глинистих відкладах, пухких пісковиках та при малих діаметрах керна .

5) Компоновки низу бурильної колони, що застосовуються, повинні забезпечувати мінімальну передачу хвильових і вібраційних навантажень, які виникають в бурильній колоні, на бурголовку і керноприймальний пристрій [35,36]. Звідси і пряма залежність ступеня руйнування керна: чим більша частота вібрації, тим інтенсивніше знижуються сили зчеплення в породі і тим швидше руйнується стовпчик керна, особливо при його малих діаметрах. Крім того КНБК, яка

застосовується, повинна забезпечити вільне її проходження в інтервалах набору кривизни, особливо при наявності в ній центруючих пристроїв, які зменшують вплив хвильових вібрацій і стрілу прогину керноприймального пристрою.

Слід відмітити ще один важливий фактор, що впливає на винос керна – конструкція породоруйнівного інструменту. Конструюванню нових типів бурильних головок та їх оптимальному використуванню в різних геолого-технічних умовах присвячено багато робіт [37-43].

Розглянемо вплив цих чинників на кінцевий результат буріння з відбором керна - його виніс.

Вплив технологічних факторів до яких належить:

- осьове навантаження;
- частота обертання бурголовки;
- витрати промивальної рідини;
- тип та склад промивальної рідини.

Вплив таких факторів детально проаналізовано в роботах [11, 44- 49].

Вплив організаційних факторів на процес відбору керна у порівнянні з геологічними та технічно-технологічними незначний, однак може мати вирішальне значення при:

- неправильному виборі керновідбірного інструменту;
- несправному буровому обладнанні;
- низькій кваліфікації виконавців.

Отже, проведений огляд результатів експериментальних і промислових досліджень, описаних в літературних джерелах, дозволяє провести детальний аналіз причин і факторів, які впливають на винос керна для певних геолого-технічних умов.

Проведений аналіз служить основою і визначає основні напрямки удосконалення техніки та технології відбору керна в похило спрямованих з великими zenітними кутами та горизонтальних свердловинах.

1.2. Аналіз існуючої техніки та технології відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах

Класифікація основних типів керноприймальних пристроїв для турбінного та роторного буріння приведена в роботах багатьох вітчизняних дослідників. Аналіз існуючих керноприймальних пристроїв, їх недоліки і переваги приведені в роботах [50-57]. Найбільш детально конструкції для відбору керна проаналізовані в роботі[51]. Їх класифікація приведена на рис. 1.2.

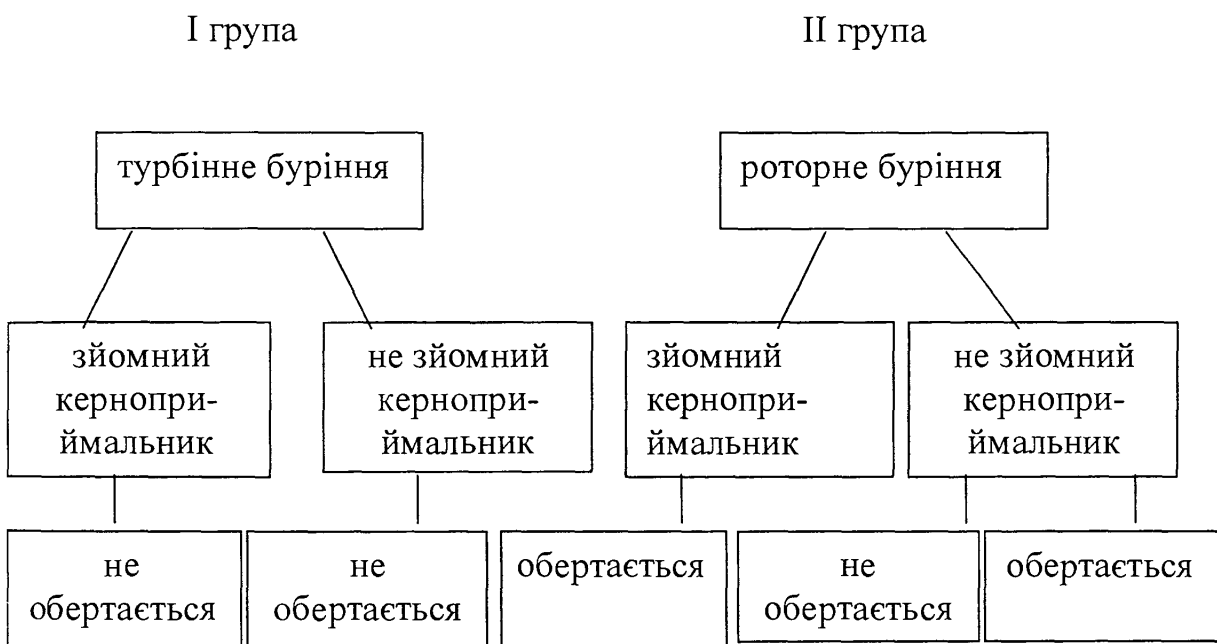


Рис. 1.2. Класифікація керноприймальних пристроїв.

До керноприймальних пристроїв першої групи відносяться керноприймальники КТД-3 та КТД-4, що являють собою турбобур з пустотілим валом, у верхній частині якого встановлена керноприймальна труба, яка є такою, що знімається. Вона забезпечує повний відбір керна із запланованого інтервалу без підйому бурильного інструменту. Керноприймальна труба підіймається спеціальною лебідкою.

До другої групи відносяться пристрої для роторного буріння. Буріння з відбором керна роторним способом дозволило значно збільшити діаметр керна і за рахунок цього підвищити процент його виносу.

Найпростішим за конструкцією і малоефективним є керноприймальний пристрій 1В-ДК. Він складається з бурильної головки з керноприймальною трубою, що не знімається. Корпус являє собою обважену бурильну трубу зі стандартними муфтовими з'єднаннями. Керноприймальна труба комплектується підшипником, кульковим клапаном і керновідривачем.

В даний час найпоширенішими є керноприймальні пристрої серії “Недра”, “Кембрій” та “Силур”. Вони складаються з корпусу, верхнього і нижнього перехідників, керноприймальної труби з кульковою підвіскою і керновідривача. Відмінною особливістю керноприймальних пристроїв даної серії є наявність підвіски, яка регулюється. Завдяки її наявності обертання корпусу не передається на керноприймальну трубу і забезпечується її нерухомість при заповненні керном.

Найдосконалішими є пристрої типу “Кембрій” – СКУ-172/100 і СКУ-122/67. Вони мають широке використання як при роторному, так і при турбінному способах буріння. Конструкція “Кембрія” включає в себе корпус, підвіску та регулювальний вузол, що дає змогу уникати передавання крутного моменту від корпусу керноприймального пристрою до керноприймальної труби, керноприймальну трубу та керновідривач. Однак така перевага даних конструкцій зберігається тільки при бурінні в вертикальних або практично вертикальних ділянках стволів свердловини. При відборі керна в похило спрямованих і тим більше в горизонтальних ділянках стволів свердловин із-за неминучого контакту керноприймальної труби з внутрішньою поверхнею корпусних деталей пристрою за рахунок сил тертя проходить передача крутного моменту від корпусу керноприймального пристрою до керноприймальної труби. В результаті цього різко погіршуються умови заповнення труби керном і відповідно знижується або взагалі відсутній його винос.

За останні декілька років з'явилися цікаві конструкції керноприймальних пристроїв, що забезпечують досить високий процент виносу керна. Так, заслуговує на увагу конструкція керноприймального пристрою „КІМ” Тюменського нафтового інституту “ЗахСибБурНДПІ-нафта”, що являє собою звичайний керноприймальний

пристрій типу “Недра” для роторного буріння, керноприймальна труба якого заповнена мінеральним маслом [58]. Однак слід зауважити, що вони не в повній мірі відповідають вимогам, які ставляться перед ними. Враховуючи великі габаритні розміри керноприймальних пристроїв та непристосованість конструкції до роботи в свердловинах з великими zenітними кутами неможливе використання їх в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах.

Аналогічні конструкції керноприймальних пристроїв розроблені і за кордоном [59, 60]. У країнах далекого зарубіжжя питаннями відбору керна займаються такі фірми, як Baker Hughes INTEQ, Baroid, Security DBS, Halliburton та інші. Конструкції керноприймальних пристроїв цих фірм захищені ліцензіями, тому у відкритій пресі не приводяться їх докладні креслення. Однак відомо, що ці пристрої для відбору керна аналогічно до вітчизняних складаються з корпусу, керноприймальної труби, що не обертається, керновідривача та кулькової підвіски.

Основними відмінностями даної техніки є наявність:

- керноприймальних труб із скловолокна, для покращення відбору керна в м'яких осадових породах;
- різьби для умов, які дозволяють реалізувати досить тривалі рейси з відбором керна, зменшуючи спуско-підйоми, що збільшує продуктивну тривалість роботи бурової установки;
- компоновки на декількох підшипникових опорах, що дозволяють підвищити ефективність роботи ґрунтоноса великої довжини;
- системи збереження пористості керна, що дозволяє точно визначити нафтонасиченість пласта у відібраному керні;
- регульованого захисного пристрою для полегшення установки внутрішньої трубки;
- пристрою посадки внутрішніх трубок із скловолокна для запобігання пошкодження керна, відібраного у м'яких породах;
- бурильної головки із зменшеним пошкодженням керна, завдяки використуванню в конструкції губок всередині;

- труби Convinting з установкою електронного способу контролю внутрішньої трубки для збільшення ступеня захищеності в процесі орієнтованого відбору керна;
- системи примусового центрування для звичайних систем бокового відбору;
- лазерної системи центрування для подальшого удосконалення методу бокового відбору;
- стабілізації внутрішньої трубки за рахунок використання роликотидшипників на долоті і центраторі внутрішньої трубки для збільшення стабільності при відборі керна під великим кутом;
- комбінації гідравлічного і механічного зусиль для збільшення ефективності повного закриття пристрою, який утримує керн;
- портативного пристрою гамма-каротажу, який забезпечує проведення гамма-аналізу керна, відразу після його підняття на поверхню;
- портативного устаткування для герметизації і швидкої оцінки пористості і проникності порід на буровій.

Серйозну увагу закордонні фірми приділяють системі захоплення та утримання керна. Одним з нових типів керновідривачів є система примусового відриву керна та закриття нижнього кінця керноприймальної труби Hydro - Lift Full Closure Core Catcher, а фірми DBS аналогічна система Posiclose.

Фірма DBS рекламує керноприймальний пристрій для відбору керна з збереженням пористості, конструктивною особливістю якого являється керноприймальна труба з пористою набивкою, що зберігає насиченість керна при підйомі та транспортуванні керна.

По рекламній інформації керноприймальні пристрої фірми Baker Hughes INTEQ конструктивно відрізняються від відомих пристроїв подвійного типу наявністю всередині металічного керноприймальника ще однієї труби з склопластика. Слід зауважити, що всі вище описані фірми, приводять лише рекламний матеріал технічних засобів та не приводять даних про конструкцію і результати їх робіт.

У зв'язку з інтенсивним розвитком горизонтального буріння були розроблені технічні засоби для орієнтованого відбору керна. Над вирішенням проблеми

одержання орієнтованого керна працювала значна кількість спеціалістів. Було запропоновано багато приладів і пристроїв, які однак із-за великої похибки в орієнтації або складності конструкції не одержали широкого виробничого застосування.

Відомі способи орієнтованого відбору керна в похило спрямованих свердловинах, які включають відбір керна за допомогою керноприймального пристрою з нанесенням мітки і датчика реєстрації для нанесення міток відносно апсидальної площини [61-68]. Вказані вище способи включають застосування складних пристроїв маркування і датчиків положення апсидальної площини. Так, у цих винаходах:

- відмітчик керна виконаний у вигляді складного ударного механізму, кінематично пов'язаного з приводом обертання;
- контроль положення апсидальної площини виконаний у вигляді складного механізму з вільною кулькою;
- відмітчик керна являє собою механізм, який включає різець на нерухомому штуцері, що спрацьовує від перепаду тиску.

Відомі більш досконалі пристрої, де положення апсидальної площини фіксується багаторазово по мірі поглиблення за допомогою керованого кулькового маркера та пластини з м'якого металу, розміщеного всередині керноприймальної труби.

Таким чином, зазначені вище способи і технічні рішення процесу відбору орієнтованого керна в похило спрямованих і горизонтальних свердловинах через складність механізмів для виконання засобів суттєво ускладнюють конструкції керноприймальних пристроїв і знижують надійність їх роботи. Крім того, відбір керна в горизонтальних свердловинах з застосуванням гідравлічних двигунів, виключає або значно ускладнює процес управління механізмами для нанесення міток.

Таким чином, рівень розвитку техніки і технології буріння з відбором керна не забезпечує необхідну ефективність робіт. Виникає необхідність створення більш

досконалих техніко-технологічних комплексів по відборі керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах, включаючи свердловини малого діаметра.

Питання збільшення процента виносу керна в різних геолого-технічних умовах були проаналізовані багатьма дослідниками.

Розроблено і створено велику кількість технічних засобів і пристроїв для відбору керна, доведена практична доцільність їх застосування, але вони в своїй більшості не враховують умови роботи в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах. З огляду на інформацію приведену вище можна зробити висновок про те, що існуючі технічні засоби та технологія відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах не відповідають вимогам, які ставляться геологічними службами.

На основі вітчизняного та зарубіжного досвіду буріння з відбором керна сформовані області раціонального застосування керноприймальних пристроїв кожної з груп як за перевагами, так і за недоліками, які базуються на наступних принципах:

1) При бурінні в твердих і щільних породах високої міцності можливе застосування одинарних керноприймальних пристроїв.

2) В породах середньої твердості, пористих доцільно застосовувати подвійні керноприймальні пристрої з керноприймальною трубкою, яка обертається.

3) В породах середньої твердості, сильно тріщинуватих, які помірно розмиваються, ефективний відбір керна забезпечується подвійними керноприймальними пристроями з керноприймальною трубкою, яка не обертається.

4) Відбір керна в пухких, слабозцементованих, які легко розмиваються відкладах забезпечуються при роботі подвійними керноприймальними пристроями з використанням певного технологічного режиму.

5) При відборі керна в будь-яких відкладах в похило спрямованих і горизонтальних свердловинах існуючі технічні засоби не забезпечують достатній рівень виносу керна. Для цих умов необхідно розробляти більш ефективні і надійні в

порівнянні з серійними керноприймальні пристрої, які б враховували специфіку відбору керна в даних умовах.

Оскільки кожен з вузлів керноприймальних пристроїв виконує свою чітко визначену функцію і від його ефективної роботи залежить ефективність всієї роботи по відбору керна, то необхідно детально розглянути особливості конструктивних елементів.

Аналіз існуючих кернозахоплюючих та керноутримуючих пристроїв проведений в роботах [29-34]. Відомі і найширше розповсюджені одержали важількові керновідривачі. Недоліком такої конструкції є те, що короткі та довгі важільки взаємодіють з керном під різними кутами, з різними зусиллями, що приводить до проковзування довгих та заклинки породю коротких важільків.

Цей недолік усунутий в конструкції керновідривача [33], що складається з обойми з пазами на різних рівнях і двох груп важільків різної довжини з обертовими валиками і ріжучими гранями, довші з яких розташовані в пазах нижнього, а коротші в пазах верхнього ярусів, які вступають у взаємодію з керном одночасно.

Але ні одна з приведених вище конструкцій керновідривачів не є універсальною і досконалою, особливо для умов відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах. В практиці буріння з відбором керна також використовуються цангові керновідривачі. Але оскільки буріння горизонтальних та похило спрямованих свердловин ведеться, як правило в пухких, слабозцементованих, тріщинуватих колекторах де їх використання недоцільне, то метою даної роботи не ставиться розробка чи удосконалення цього типу керновідривачів.

Таким чином, при розробці науково обґрунтованих положень по створенню кернозахоплюючих пристроїв для відбору керна в похило спрямованих з великим кутом нахилу та горизонтальних свердловин в тому числі і малого діаметра повинні бути витримані вимоги, які впливають на кінцевий результат.

У останнє десятиріччя значно зріс інтерес до буріння похило спрямованих та горизонтальних свердловин особливо при відновленні старого фонду. Підвищена

увага до буріння таких свердловин обумовлена погіршенням якості підрахунку геологічних запасів нафти та необхідністю вводу в розробку додаткової кількості малодебітних свердловин, при загальному скороченні капітальних затрат на їх будівництво.

Буріння похило спрямованих і горизонтальних свердловин, крім збільшення коефіцієнта нафтовилучення, зменшення необхідної кількості свердловин для розробки родовища та відповідних капіталовкладень, скорочує водогазоконусні утворення, тим самим продовжуючи строки ефективної експлуатації родовищ. До інших переваг таких свердловин слід віднести наступне: зниження забруднення довкілля; введення в експлуатацію нерентабельних (забалансових) родовищ; можливість розробки покладів з низькопроникними та неоднорідними колекторами; можливість підвищення ефективності методів інтенсифікації видобутку (гідророзриву пласта та теплової дії на нього); доцільність будівництва горизонтальних свердловин у випадках недоступності нафтогазових родовищ (території населених пунктів, шельфові зони морів та океанів) [69-71].

У останнє десятиріччя спостерігається значне зростання об'ємів горизонтального буріння, яке розглядається як ефективний спосіб зниження собівартості видобутку нафти. Так, на родовищах АТ "Татнафта" вже понад десять років активно ведеться буріння горизонтальних свердловин [72-75]. Ефективність проведення таких робіт підтверджена тим, що при збільшенні витрат на будівництво в два рази, відношення дебіту горизонтальних свердловин до вертикальних в середньому складає 2,2. Набула розповсюдження практика розкриття продуктивних горизонтів за допомогою горизонтальних свердловин в багатьох підприємствах Росії, таких як АТ "Башнафта" [76], АТ "Сургутнафтогаз" [77], ВАТ "Удмуртнафта" [78] та ВАТ "Роснафта-Сахалінморнафтогаз" [79]. Слід зауважити, що аналогічні роботи проводяться в США [80] та Казахстані [81].

Ще одним напрямком розвитку буріння горизонтальних свердловин є відновлення бездіючих, аварійних або обводнених свердловин методом вирізання

“вікон” в обсадних колонах з наступним бурінням похило спрямованих або горизонтальних свердловин малого діаметру [82-86].

В останні роки роботи в цих напрямках розпочалися на території України. Так, слід відзначити роботи в ДАТ “Чорноморнафтогаз” на Штормовому родовищі [87, 88], буріння горизонтальної свердловини на Мало-Дівицькому родовищі ВАТ “Укрнафта” [89] та відновлення обводненої свердловини на Качанівському родовищі за допомогою горизонтальної свердловини малого діаметра [90].

Слід зауважити, що буріння таких свердловин вимагає найсучаснішої техніки та технології, одним з найскладніших етапів будівництва таких свердловин є відбір керна. Операція по відбору керна складається з наступних процесів:

- поглиблення вибою;
- формування ствола свердловини;
- утворення керна;
- надходження зразка гірської породи в бурголовку та керноприймальний пристрій;
- відрив та утримання керна при його підйомі на поверхню;
- вилучення керна з керноприймального пристрою.

Усі ці процеси проходять одночасно або послідовно один за одним і кожен з них має важливе значення для отримання кінцевого результату. Ефективність кожного з вказаних процесів визначається багатьма факторами, в тому числі технічними. До технічних факторів, що впливають на винос керна та техніко-економічні показники буріння, відносяться:

- спосіб буріння;
- тип та досконалість породоруйнівного інструменту;
- конструкція керноприймального та кернозахоплюючого пристроїв;
- компоновка нижньої частини бурильної колони;
- якість виготовлення інструментів;
- загальний стан бурового обладнання.

1.3. Узагальнення даних та постановка задач досліджень

Для вирішення поставленої мети необхідно:

1) На основі теоретичних, експериментальних і промислових досліджень розробити конструкції ефективних керноприймальних пристроїв для відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах, в тому числі для свердловин малого діаметра.

2) Розробити надійну та просту у виконанні технологію відбору керна, що враховує особливості роботи в свердловинах з великими zenітними кутами.

3) Удосконалити конструкційні елементи керноприймальних пристроїв (керновідривачі, кулькові підвіски).

Перш за все слід відзначити, що в горизонтальних та похило спрямованих свердловинах при відборі керна необхідно враховувати той фактор, що більшість серійних засобів для відбору керна мають великі габаритні розміри. Тому виникає проблема з вільним проходженням компоновки в інтервалах набору кривизни. З огляду на вище сказане зрозуміло, чому в бурових підприємствах практично не проводилися роботи по відборі керна в горизонтальних свердловинах.

Слід додати, що роботи по відборі керна проводились серійними керноприймальними пристроями типу “Недра” з використанням бурильних головок діаметром 212,7 мм. Лише в деяких випадках використовувалися пристрої типу “Недра” з використанням бурильних головок діаметром 139,7мм. Процент виносу керна у різних геологічних умовах досить красномовно свідчить про ефективність використання даної техніки при бурінні свердловин з великими кутами нахилу.

Таким чином, аналіз існуючих технічних засобів свідчить про необхідність їх конструктивного удосконалення. Що ж до технології відбору керна в таких свердловинах, то вона була аналогічною тій технології, яка використовується при відборі керна у вертикальних свердловинах.

Вона включає наступні етапи:

- доходження до вибою з промивкою;

- промивка на вибої протягом не менше одного циклу;
- перекривання промивного каналу бурильного інструменту кулькою, яка сідаючи в посадочне гніздо запобігає контакту промивальної рідини з керном в керноприймальній трубці;
- поглиблення вибою в запланованому об'ємі;
- вибір ваги інструменту;
- відрив від вибою.

Для тих випадків, коли буріння велося не роторним способом, а з допомогою вибійних двигунів, кульку клали в посадочне гніздо безпосередньо при зборці та регулюванні керновідбірною пристрою.

Іншою причиною низького виносу керна є недотримання технології відриву від вибою, в процесі проведення довбання, що приводило до часткового руйнування керновідривача. Це відбувалося в тих випадках, коли часто проводився відрив керноприймального пристрою від вибою в процесі довбання і керновідривач не витримував такої кількості відривів.

Оскільки в останній час досить прогресивно розвиваються нові напрямки в бурінні, що передбачають буріння з великими zenітними кутами, як було описано в розділі 1.1. цей фактор має безпосередній вплив на кінцевий винос керна. Так, в нафтогазовій промисловості України та Росії набули розвитку наступні напрямки:

- буріння похило спрямованих свердловин з великими zenітними кутами нахилу ствола свердловини ;
- буріння горизонтальних свердловин;
- відновлення бездіючого фонду свердловин шляхом забурювання похилих та горизонтальних стволів малого діаметра.

Таке ускладнення технічних умов відбору керна вимагає удосконалення керновідбірної техніки. Якщо при відборі керна в щільних і слаботріщинуватих відкладах zenітний кут незначно впливає на рівень виносу керна, то при відборі керна в слабозцементованих (пухких), сильнотріщинуватих і піщано-глинистих відкладах кут нахилу свердловини може спричинити значний вплив на його винос.

Ці геологічні фактори спричинюють неоднорідність керового стовпчика за твердістю і призводять до розпадання його на окремі частини.

Детально питання впливу кута нахилу ствола свердловини на ступінь його виносу проаналізовано в роботі [12], на основі буріння похило спрямованих та горизонтальних свердловин.

Оскільки в горизонтальній свердловині вага керну розподілена по його довжині (рис.1.3), то імовірність ефекту розклинювання буде меншою. Внаслідок того, що буримість порід по пласту буде більшою, механічна швидкість буріння з відбором керна в горизонтальних ділянках свердловин буде дещо вищою в порівнянні з вертикальними свердловинами. Отже час дії негативних факторів на керовий матеріал буде меншим, що покращує ефективність процесу відбору керна в цілому в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах.

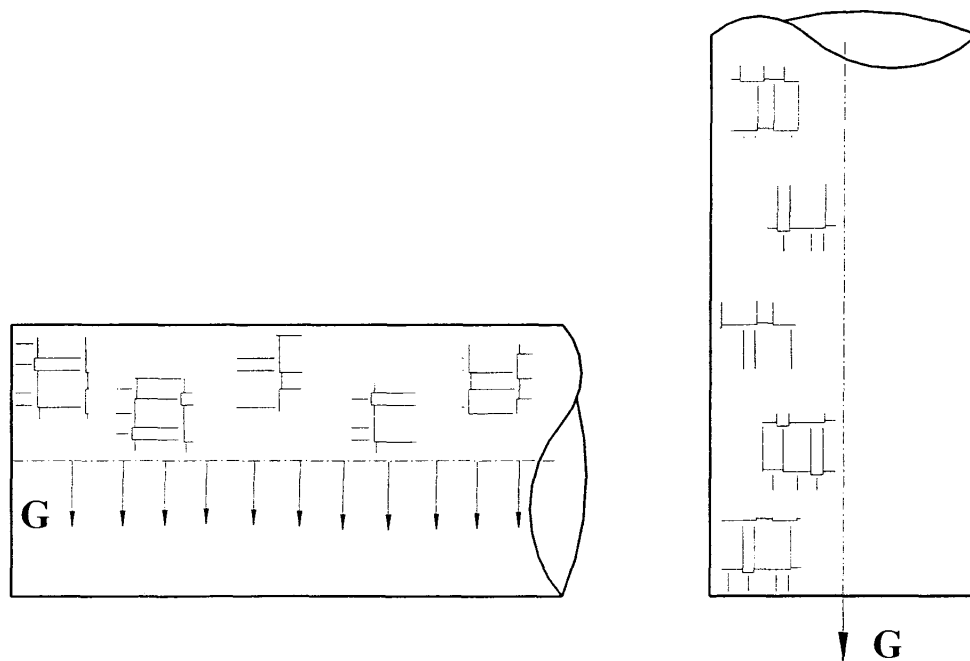


Рис.1.3. Розташування керна в вертикальній та горизонтальній свердловинах.

Результати відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних ділянках на родовищах Забайкалля за результатами буріння 2700 свердловин приведені на рис. 1.4.

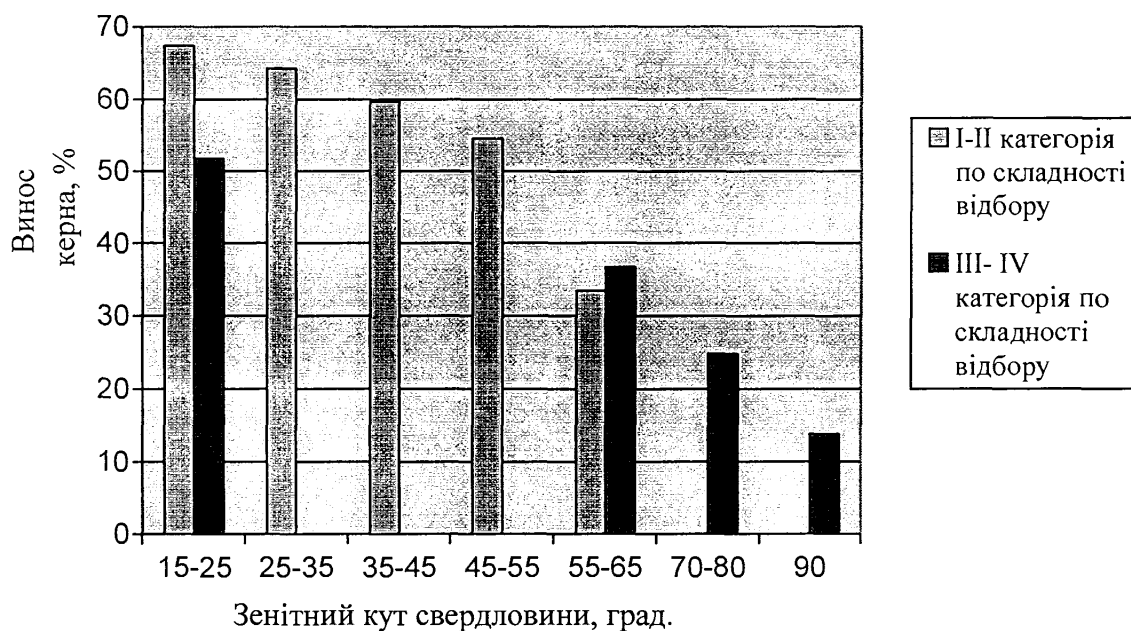


Рис.1.4. Залежність виносу керна від зенітного кута свердловини в різних типах порід на родовищах Забайкалля.

Результати відбору керна в похило спрямованих свердловинах з використанням існуючих технічних засобів та технологічних прийомів на родовищах АТ „Татнафта” приведені в таблиці 1.1 та на рис. 1.5.

Таблиця 1.1

Результати відбору керна на родовищах АТ “Татнафта”

№	№ свердловини	Літологічна характеристика	Зенітний кут, град.	Проходка, м	Винос керна	
					м	%
1	2	3	4	5	6	7
1	Урамишлинська 11843	Пісковики, глини	15	23,0	14,0	60,9
2	Шегунчинська 16131	Пісковики, глини	30	20,0	11,4	57,0
3	Бухарська 733	Вапняки	38	30,0	13,5	45,0

Продовження табл. 1.1

1	2	3	4	5	6	7
4	Альметьевська 32519	Вапняки	42	29,0	12,0	41,4
5	Альметьевська 32049	Пісков., вапняки	45	22,0	6,0	27,3
6	Чешминська 3719	Вапняки	32	54,0	32,0	59,3
7	Сараполинська 2924	Вапняки	20	20,0	13,2	66,0
8	Соколкинська 10615	Вапняки	27	25,0	15,5	62,0
9	Тюгеевська 17524	Пісков., вапняки	34	30,0	16,0	53,3
10	Акташська 3368	Глини, пісковики	21	14,0	10,0	71,4
11	Абдрахманівська 226	Пісковики	32	5,0	2,8	56,0
12	Катеринославська 4035	Вапняки, пісков.	33	35,0	23,0	65,7
13	Абдрахманівська 24230	Пісковики, глини	30	15,0	9,2	61,3
14	Акташська 6323	Пісковики, глини	39	30,0	14,5	48,3
15	Сараполинська 11815	Пісковики, глини	24	10,0	6,0	60,0
16	Акташська 1288	Вапняки	42	20,0	10,6	53,0
17	Абдрахманівська 3260	Пісковики, глини	28	30,5	22,3	73,1
18	Архангельська 7977	Вапняки	29	40,0	27,9	69,8
19	Алькеєвська 30331	Вапняки	36	25,0	11,0	44,0
20	Сарманівська 12294	Вапняки	41	15,0	6,0	40,0
21	Єлгинська 187	Пісковики	25	15,0	10,0	66,7
22	Сарманівська 22065	Вапняки	45	20,0	5,0	25,0
23	Алькеєвська 23045	Вапняки	43	20,0	4,8	24,0
Всього				547,5	296,7	54,2

Аналіз результатів промислових досліджень доводить певну залежність між zenітним кутом свердловини і процентом виносу керна. Так, наприклад, при збільшенні zenітного кута з 15° до 50° винос керна знизився на 5-10%, а при zenітному куті з 50° до 60° в аналогічних геологічних умовах – на 16 – 21%. В окремих випадках в горизонтальних свердловинах при бурінні в сильно

тріщинуватих породах виніс керна складав 13,8%. Отже, при перевищенні критичного кута нахилу свердловини збереження керна різко знижується.

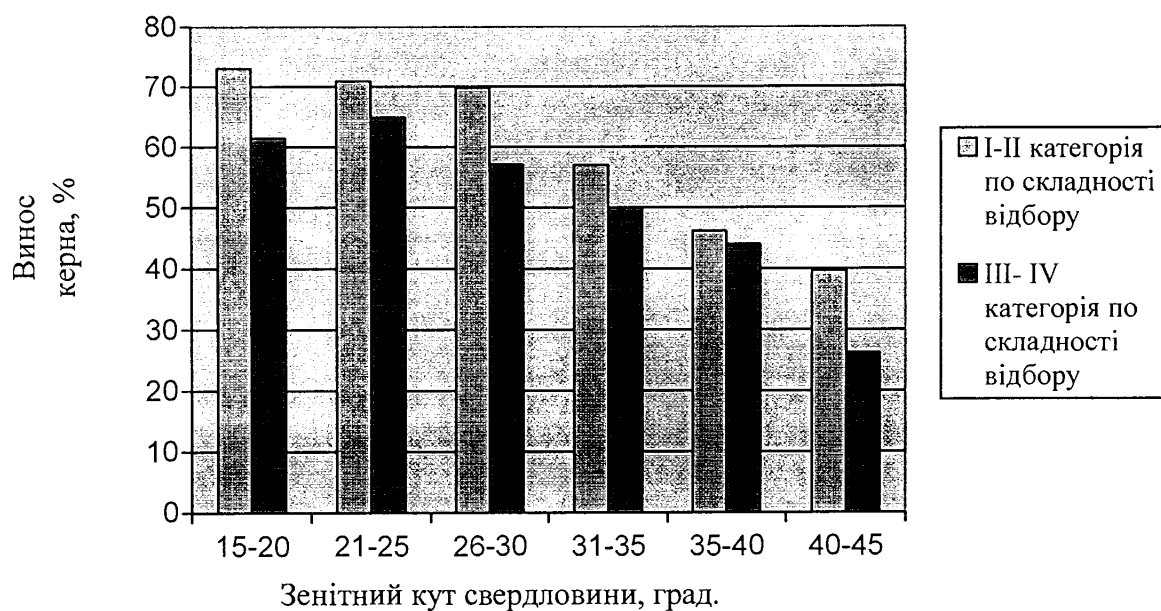


Рис.1.5. Залежність виносу керна від зенітного кута свердловини в різних типах порід на родовищах АТ «Татнафта».

Аналогічна статистична інформація по результатах використання існуючої техніки та технології при відборі керна в свердловинах ВАТ „Укрнафта” з великими зенітними кутами в 1996-2002 рр. приведена в таблиці 1.2 та на рис.1.6.

Таблиця 1.2

Результати відбору керна на родовищах ВАТ “Укрнафта”

№	Площа, № свердловини	Літологічна характеристика	Зенітний кут, град.	Прогонка, м	Винос керна	
					м	%
1	2	3	4	5	6	7
1	Щурівська 78	Аргіліти, пісковики,	15	26,0	21,1	80,9
2	Щурівська 17	Аргіліти, пісковики, алевроліти, вапняки	26	77,0	42,3	54,9
			26	19,0	11,3	59,5
3	Щурівська 16	Аргіліти, вапняки	22	37,0	25,2	68,1

Продовження табл. 1.2

4	Скороходівська 90	Пісковики, вапняки	25	20,0	13,1	65,5
5	Скороходівська 206	Пісковики, вапняки	31	19,0	8,6	45,3
6	Скороходівська 208	Пісковики, вапняки	28	30,0	14,1	47,0
7	Зах. Рибальська 193	Аргіліти, алевроліти	19	104,5	71,0	67,9
8	Іванівська 1	Пісковики	20	31,0	24,6	79,4
9	Л.-Долинська 31	Аргіліти, пісковики	34	30,5	17,0	55,7
10	Волошківська 30-д	Аргіліти, пісковики	27	13,3	7,9	59,4
11	В. Бубнівська 134	Аргіліти, пісковики	16	11,0	8,0	72,7
Всього				418,3	264,2	63,2

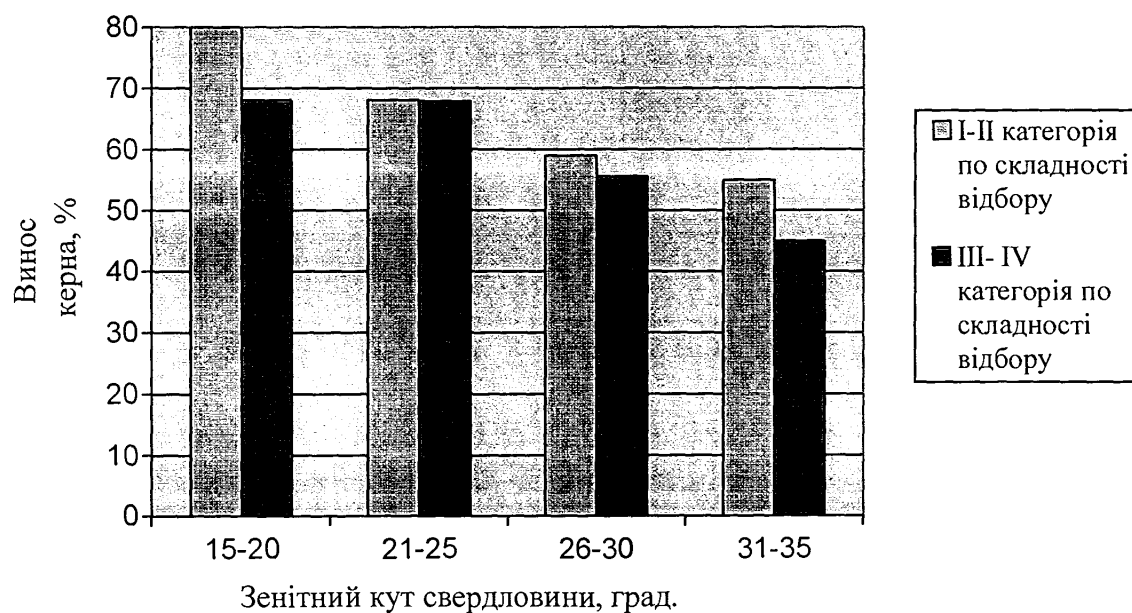


Рис.1.6. Залежність виносу керна від зенітного кута свердловини в різних типах порід на родовищах ВАТ «Укрнафта».

Оскільки розробити універсальний техніко-технологічний комплекс, що задовільняє різноманітні геолого-технічні умови неможливо, то метою даної роботи є розробка такого комплексу для умов північно-західної частини ДДз та Волго-

Уральського регіону. З огляду на викладене вище при розробці необхідно врахувати геологічну будову даних регіонів та особливості буріння.

Фізико-механічні властивості гірських порід, в яких проводився відбір керн існуючими технічними засобами та з використанням традиційної технології, приведені на прикладі ряду площ республіки Татарстан. По трудності відбору керн майже всі перераховані відклади родовищ Татарії відносяться до III-IV категорій складності. Детальна характеристика розрізу приведена в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3

Зведений класифікаційний розріз типових родовищ АТ "Татнафта"

Найменування стратиграфічного горизонту	Літологічний склад	Глибина залягання, м
1	2	3
Верейський	Вапняк глинистий, бітумінозний, уламкуватий Глина комкувата, шарувата, вапняковиста Алевроліт глинистий	700 - 800
Башкирський	Вапняк глинистий, міцний, від тонкозернистого до середньозернистого	730 - 900
Тульський	Вапняк щільний, міцний глинистий Аргіліт щільний, шаруватий Алевроліт глинистий Пісковик слабозцементований, середньозернистий	960 - 1150
Бобриківський	Глина шарувата, піритизована Алевроліт глинистий Аргіліт щільний, шаруватий Пісковик тонко і середньозернистий, глинистий	1000 - 1200

Продовження табл. 1.3

Турнейський	Вапняк твердий, тонкозернистий, від слабозцементованого до щільного, кавернозний, органогенний, кристалічний, органогенно-уламкуватий, пористий	980 - 1215
Верхньо-фаменський під'ярус	Вапняк тонкозернистий Ангідрит Доломіт	1100 - 1400
Нижньо-фаменський під'ярус	Вапняк доломітизований, пористий, кавернозний Доломіт тріщинуватий, кавернозний, пористий, з прошарками ангідриту, мілкозернистий Ангідрит тріщинуватий	1200 - 1500
Верхньо-франський-під'ярус	Доломіт середньозернистий, кріпкий, твердий з прошарками глинистого матеріалу Вапняк доломітизований, крупнозернистий з прошарками глинистого матеріалу, кавернозний	1400 - 1680
Киновський	Глина Доломіт вапняковистий Алевроліт вапняковистий Пісковик різнозернистий Мергель вапняковистий	1560 - 1700
Пашийський	Доломіт Пісковик різнозернистий Алевроліт різнозернистий глинистий Аргіліт піщанистий	1570 - 1790

Іншим нафтогазовим регіоном, де проводилися роботи по відбору керн в похило спрямованих свердловинах була північно-західна частина Дніпровсько-Донецької западини. У її геологічній будові приймає участь потужний комплекс

відкладів палеозойського та мезокайнозойського віків. Основну частину розрізів складають відклади палеозою, з якими пов'язана більшість відкритих покладів вуглеводнів на Леляківському, Скороходівському, Щурівському, Східно-Рогінцівському та інших родовищах. Узагальнений розріз площ північно-західної частини ДДз приведений в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4

Зведений літолого-стратиграфічний розріз продуктивної частини
північного заходу ДДз

Сис-тема	Від-діл	Ярус	Коротка літологічна характеристика	Глибини залягання, м
Перм-ська	Ниж-ній	Сакмарський	Глини, алевроліти,пласти кам'яної солі, ангідрити, прошарки вапняків	2000-
		Ассельський		2200
Кам'яновугільна	Се-ред-ній	Московський	Перешарування пісковиків, алевролітів з прошарками вапняків	2250- 2300
		Башкирський	Глини, алевроліти з прошарками пісковиків і вапняків; до низу вапнякова товща	2500- 2600
	Ниж-ній	Серпухівський	Глини з прошарками пісковиків та вапняків	2900- 3150
		Візейський	Чергування глин, пісковиків та вапняків; до низу вапнякова товща з прошарками аргілітів та пісковиків	3200- 3300
	Турнейський	Перешарування аргілітів, алевролітів з вапняками; нижня частина пісковиків з прошарками глин та вапняків	3400- 3700	

Отже, різноманітність літологічного складу більшості продуктивних горизонтів значно ускладнює процес відбору керна. В першу чергу це стосується продуктивних горизонтів в складі яких наявні піщано-глинисті, схильні до набухання, відклади. Для продуктивних горизонтів складених слабозцементованими пухкими пісковиками технічні засоби і особливо технологічні параметри відбору керна значно відрізняються від тих, які застосовуються в умовах, приведених вище (в тому числі і для умов доломітового складу продуктивних горизонтів).

З іншого боку літологічний склад продуктивних горизонтів при відборі керна в горизонтальних і похило спрямованих з великим кутом нахилу свердловинах вимагають застосування зовсім нових технічних засобів і технологічних регламентів. Охарактеризовані вище геолого-технічні умови буріння з відбором керна є характерними для більшості родовищ і площ Дніпровсько-Донецької западини. Існуючі традиційні технічні засоби і технологічні заходи не дозволяють отримати представницького виносу керна. Особливого значення цей фактор набуває при бурінні пошуково-розвідувальних свердловин, при підрахунку запасів вуглеводнів. Крім того, максимально достовірною інформацією одержана в результаті обробки керна матеріалу (особливо орієнтованого в просторі при бурінні горизонтальних свердловин) дозволяє своєчасно корегувати профіль горизонтальної ділянки свердловини в межах продуктивного горизонту.

Таким чином, різноманітність геологічних умов залягання продуктивних горизонтів, складність технічних умов відбору керна (для горизонтальних свердловин в тому числі і для малопотужних продуктивних горизонтів) вимагають розробки нового ряду технічних засобів і технологічних регламентів спрямованих на досягнення максимально можливого відсотка виносу керна.

Висновки до розділу 1.

1. Встановлено, що зенітний кут свердловини має вплив на ефективність процесу відбору, особливо в слабозцементованих, пухких, сильнотріщинуватих і кавернозних гірських породах.

2. Проведено аналіз та зроблено висновки про причини низької ефективності відбору керна в похило спрямованих і горизонтальних свердловинах при використанні традиційних техніки та технології.

3. Незважаючи на те, що в даний час накопичений великий промисловий досвід відбору керна, а також є багато теоретичних і експериментальних розробок, спрямованих на підвищення ефективності процесу відбору керна, відсутні однозначні науково обґрунтовані уявлення про процес відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах.

РОЗДІЛ 2

УДОСКОНАЛЕННЯ РЕЖИМНО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ВІДБОРУ КЕРНА В ПОХИЛО СПРЯМОВАНИХ ТА ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИНАХ

2.1. Вибір оптимального навантаження на породоруйнівний інструмент

Відомо, що крім правильного підбору типу породоруйнівного інструменту, дуже важливим моментом для якісного процесу відбору керна є режим буріння. Як було висвітлено в розділі 1, режимно – технологічні параметри буріння мають значний вплив на кінцевий результат буріння з відбором керна - його винос.

Розроблений експрес-метод вибору оптимального навантаження при бурінні з відбором керна в горизонтальних та похило спрямованих свердловинах для будь-яких геолого-технічних умов. Така методика складається з наступних етапів:

1) Ретельно вивчивши існуючий матеріал при бурінні вибрати бурильну головку оптимального типорозміру. Вибрати керноприймальний пристрій такої габаритної довжини і діаметра, що забезпечують вільне проходження компоновки в інтервалах набору кривизни разом з вибійним двигуном.

2) Проводити перше довбання при постійній частоті обертання та кількості промивальної рідини. Почати буріння з навантаження 10 кН, поступово збільшуючи його на одну і ту ж величину (від 5 до 10 кН). Визначаючи механічну швидкість буріння при збільшенні навантаження побудувати графік цієї залежності. Проводити збільшення навантаження до тих пір, поки будуть відмічені постійні зупинки вибійного двигуна.

3) На побудованому графіку залежності механічної швидкості буріння з відбором керна від навантаження визначити зону найвищої швидкості та межі оптимального навантаження.

4) Проводити подальший відбір керна до повного запланованого об'єму при визначеному навантаженні. У випадку зміни хоча б однієї з геолого-технічних умов

(типу гірської породи, типорозміру вибійного двигуна, керноприймального пристрою або бурильної головки) рекомендується повторити операції описані в п. 2).

Базуючись на цьому методі були проведені промислові експериментальні дослідження в свердловинах ВАТ “Укрнафта” та АТ “Татнафта”. Експеримент по визначенню оптимального навантаження був проведений в похило спрямованій ділянці свердловини № 38275^r Куакбашської площі АТ “Татнафта”. Дослідження проводились в інтервалі залягання башкирських відкладів (939-1030 м), при зенітному куті в інтервалі відбору керна 71-72°. З огляду на досвід буріння горизонтальних свердловин в цих геолого-технічних умовах при відборі керна була запропонована наступна КНБК:

- бурильна головка ІНМ- АП 212,7/100 МС (L=0,3 м);
- керноприймальний пристрій ПКГ-172/100 -3 (L=5,0 м);
- гвинтовий вибійний двигун Дв-172 (L=5,66 м).

Бурильна головка типу ІНМ забезпечує найбільш високу швидкість механічного буріння у вапняках, в порівнянні з іншими типами бурильних головок. Керноприймальний пристрій ПКГ-172/100 -3 був вибраний з умов вільного проходження в інтервалах набору кривизни. Використовували вибійний двигун Дв-172, оскільки Дв-195 не забезпечував умов вільного проходження в свердловині, а менші двигуни не забезпечують необхідні технічні характеристики.

Параметри промивальної рідини:

- густина - 1110-1200 кг/м³;
- умовна в'язкість - 25-26 с.;
- водовіддача - 5-6 см³ за 30 хвилин.

При проведенні експериментальних досліджень по виявленню оптимального навантаження на бурильну головку решта технологічних параметрів залишались незмінними:

- частота обертання - 2 с.⁻¹ ;
- витрати промивальної рідини – 0,012 м³/с.

Виходячи з результатів буріння з відбором керна у вертикальних свердловинах в даних геолого-технічних умовах навантаження на бурильну головку змінювалося від 10 до 110 кН.

Весь інтервал відбору керна був складений однорідними породами (міцними, тріщинуватими, кавернозними вапняками з високим ступенем нафтонасичення), отже з деякою похибкою можна припустити, що умови проведення експериментальних досліджень були аналогічними. Але оскільки при бурінні з відбором керна в інтервалі протяжністю 71,0 м однією бурильною головкою мав місце знос бурильної головки, то результати експериментів узагальнювалися на різних етапах спрацьованості породоруйнівного інструменту. Всього при проведенні робіт по бурінню з відбором керна було проведено 19 довбань.

Аналізуючи результати досліджень, слід відзначити, що протягом перших чотирьох довбань зносу бурильної головки ні по діаметру, ні по висоті вставок з твердого сплаву не спостерігалось. У період з п'ятого по дев'яте довбання відмічені сколи зубків і знос по діаметру, тому результати експериментів у цих довбаннях не дають об'єктивної інформації про вплив навантаження на механічну швидкість. З 10-го довбання знос бурильної головки був практично однаковим до 16-го довбання. При бурінні 17-19-го довбань продовжився знос бурильної головки по діаметру та випадіння зубків, тому результати досліджень в цих довбаннях не беруться до уваги. Таким чином, аналізуючи проведення експерименту слід опиратися на результати буріння з відбором керна в довбаннях, що зображені на рис. 2.1 та приведені в табл. 2.1.

Для наглядності один графік ілюструє зміну швидкості в довбаннях 1-3, а другий графік побудований за даними зміни швидкості в довбаннях 10-16. Слід відзначити, що загальна тенденція графіків аналогічна - ріст механічної швидкості при збільшенні навантаження до 80-90 кН, з подальшим падінням механічної швидкості при перевищенні цього навантаження.

Механічна швидкість, м/г

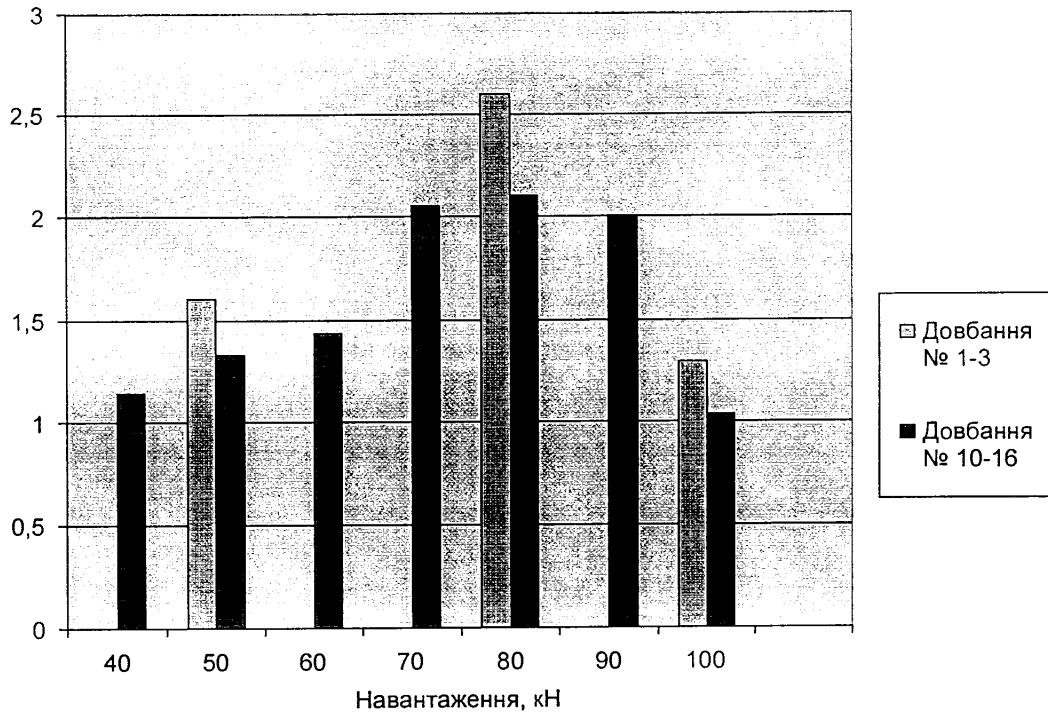


Рис. 2.1. Залежність механічної швидкості буріння
з відбором керн від навантаження.

Таблиця 2.1

Результати проведення експериментальних досліджень
в свердловині № 38275^г Куакбашської площі

№ дов- бання	Інтервал, м	Проходка, м	Наванта- ження, кН	Час бурін- ня, год	Мех.швидкість, м/год
1	2	3	4	5	6
1	939,0-943,0	4,0	50	3,1	1,6
2	943,0-947,0	4,0	80	1,5	2,66
3	947,0-951,0	4,0	100	2,5	1,29
4	951,0-955,0	4,0	10-120	2,1	1,9
10	970,5-974,5	4,0	40	3,5	1,14
11	974,5-978,5	4,0	50	3,0	1,33
12	978,5-982,5	4,0	60	2,8	1,43

Продовження табл. 2.1

1	2	3	4	5	6
13	982,5-986,8	4,3	70	2,1	2,05
14	986,8-991,0	4,2	80	2,1	2,1
15	991,0-995,0	4,0	90	2,0	2,0
16	995,0-999,0	4,0	100	3,9	1,03

Протягом четвертого довшання навантаження змінювалося безпосередньо у процесі буріння з відбором керна, причому всі решта технологічних параметрів залишалися незмінними (рис. 2.2).

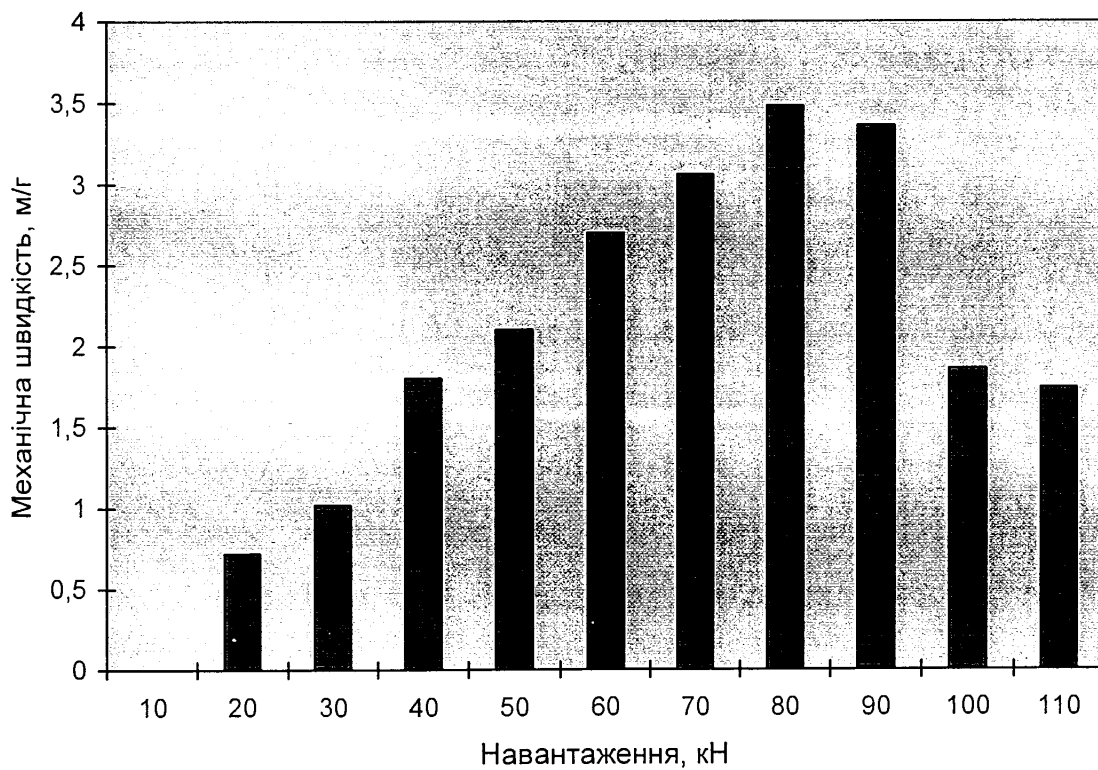


Рис. 2.2. Графік залежності механічної швидкості буріння від навантаження в четвертому довшанні.

Одночасно з зміною навантаження були проведені замірювання механічної швидкості буріння, що дали додаткову можливість встановити залежність навантаження на бурильну головку від механічної швидкості. Замірювання

механічної швидкості проводилися кожні 10 хвилин. На першому етапі буріння проводилося з навантаженням 10 кН, кожні 10 хвилин навантаження збільшувалося на 10 кН.

Буріння останніх 37,0 см не береться до уваги, оскільки тут проводилася так звана „підрізка” керна – буріння без подачі навантаження на бурильну головку, отже умови проведення експерименту не витримувалися. Детально технологія відриву керна, що використовується в свердловинах з великими zenітними кутами приведена в розділі 4.3.

Отже, аналізуючи приведені дані можна зробити висновки:

- при навантаженні на бурильну головку менше 20 кН відбувалось недонавантаження, в результаті чого проходка була відсутня:

- при навантаженні 20-70 кН спостерігався ріст механічної швидкості при збільшенні навантаження;

- при навантаженні в межах 70-90 кН механічна швидкість була максимальною і коливалася в межах 3,06-3,48 м/год.;

- при максимальному навантаженні 100-120 кН механічна швидкість впала до 1,86-1,02 м/год.

Слід зауважити, що при бурінні з таким навантаженням в процесі довбання проходила неодноразова зупинка вибійного двигуна, в наслідок його перенавантаження. Причому з збільшенням навантаження частота таких зупинок збільшувалася. Це проходило тому, що вибійний двигун повинен обертати на валу не тільки моментомку бурильну головку ріжучої дії, але і керноприймальний пристрій з масивним корпусом. Крім того, в свердловинах з великими zenітними кутами КНБК лежить на нижній стінці свердловини, що значно збільшує зусилля тертя.

Для визначення оптимального навантаження на породоруйнівний інструмент в свердловинах малого діаметра були проведені промислові дослідження в горизонтальній ділянці свердловини № 4583^Г Бавлинська АТ „Татнафта”. Дослідження проводились в інтервалі залягання турнейських відкладів (1531,0-

1541,0 м), при зенітному куті в інтервалі відбору керна 89,5-90,5°. По аналогії з попереднім дослідженням в КНБК при відборі керна була включена бурильна головка ІНМ, що забезпечує максимальну механічну швидкість буріння в турнейських відкладах. Оскільки інтенсивність набору кривизни в одному інтервалі перевищувала 5 ° на 10 м, то для відбору керна використовувався керноприймальний пристрій ПКГ-106/52-1, що задовільняв умовам вільного проходження. В компоновці також використовувався вибійний двигун ДГ-105, що має найменшу габаритну довжину з ряду двигунів діаметра 105 мм. Зважаючи на приведені вище КНБК була наступна :

- бурильна головка ІНМ- АП 123/52 МС (L=0,3 м);
- керноприймальний пристрій ПКГ-106/52-1 (L=1,7 м);
- гвинтовий вибійний двигун ДГ-105 (L=2,355 м).

В якості промивальної рідини використовувалася технічна вода з додаванням 0,2 % ПАР. При проведенні експериментальних досліджень по виявленню оптимального навантаження на бурильну головку решта технологічних параметрів залишалися незмінними:

- частота обертання - 2 с.⁻¹ ;
- витрати промивальної рідини – 0,008-0,01 м³/с.

Виходячи з результатів буріння з відбором керна у вертикальних свердловинах в даних геолого-технічних умовах, навантаження на бурильну головку змінювалося від 10 до 60 кН. Інтервал відбору керна представлений однорідними вапняками, отже з деякою похибкою можна припустити, що умови проведення експериментальних досліджень були аналогічними. Всього при проведенні робіт по бурінню з відбором керна в даній свердловині було проведено 20 довбань, але до уваги беруться результати лише перших семи довбань, оскільки решта довбань по тих чи інших причинах не відповідали умовам проведення експерименту. Дані досліджень, які використовувалися при визначенні оптимального навантаження приведені в таблиці 2.2, а графічно ця залежність для даних геолого-технічних умов зображена на рис.2.3.

Результати проведення експериментальних досліджень в свердловині малого діаметра № 4583^Г Бавлинської площі

№ дов- бання	Інтервал, м	Проход- ка, м	Наванта- ження, кН	Час бурін- ня, год	Мех.швидкість, м/год
1	1531-1532	1,0	10-20	0.42	2.4
2	1532-1533	1,0	20-30	0.33	3.1
3	1533-1534	1,0	20-30	0.33	3.1
4	1534-1535	1,0	30-40	0.25	4.0
5	1535-1536	1,0	30-40	0.25	4.0
6	1536-1537	1,0	50-60	0.48	2.22
7	1537-1538	1,0	50-60	0,5	2,0

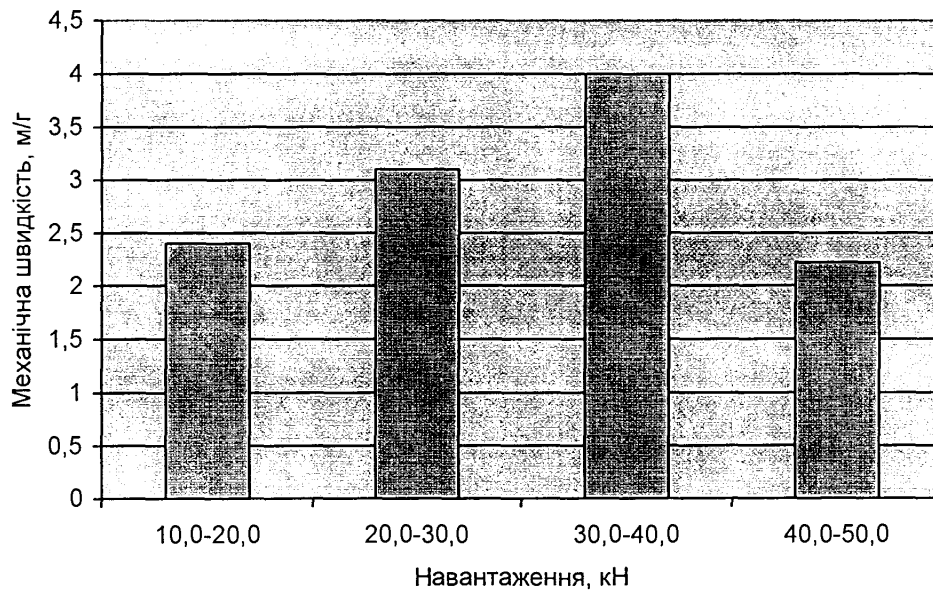


Рис. 2.3. Залежність механічної швидкості від навантаження в свердловинах малого діаметра.

На основі аналізу проведених промислових досліджень можна зробити висновок, що для даних геолого-технічних умов буріння з відбором керна найбільш оптимальним буде навантаження 70-90 кН при бурінні свердловин нормального

діаметра, та 30-40 кН для свердловин малого діаметра. При навантаженні менше цієї величини проходить недонавантаження бурильного інструмента з подальшим падінням механічної швидкості. При перевищенні цього навантаження проходить перенавантаження бурильного інструмента, з послідуною зупинкою вибійного двигуна, отже неминучі втрати часу на „запуск” вибійного двигуна. Крім того, при такій операції необхідно зняти навантаження з інструменту, що нерідко приводить до відриву керноприймального пристрою від вибою. Негативний вплив такої ситуації приведений в розділі 1.3.

2.2. Вибір оптимальної витрати промивальної рідини

Необхідно відзначити, що вихідною умовою для проведення цих досліджень є те, що в геолого-технічних умовах ВАТ „Укрнафта” та АТ „Татнафта” буріння з відбором керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах проводиться з використанням вибійних двигунів. Отже, вибір оптимальної кількості промивальної рідини, що подається на вибій, обмежений двома показниками. З однієї сторони – мінімальна продуктивність насосів, при якій забезпечується безперебійна робота вибійного гвинтового двигуна. З другої сторони максимальна продуктивність, яку можуть створити насоси у конкретній технологічній ситуації.

Як відомо, надмірно велика кількість промивальної рідини, що подається на вибій, може призвести до розмиву слабозцементованих та пухких порід. Експериментальні дослідження ефективності техніко-технологічного комплексу по відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах проводилися у двох регіонах: в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини та нафтогазовому регіоні Республіки Татарстан.

Комплекс експериментальних досліджень був проведений в північно-західній частині ДДз, де колектори в більшості представлені пісковиками різнозернистими від міцних до слабозцементованих та пухких. Об'єктом для експериментальних досліджень була вибрана свердловина №155 Качанівського родовища ВАТ

«Укрнафта». В інтервалі відбору керна азимут складав 150° ; а зенітний кут - $44-45^\circ$.

Вибір КНБК був проведений аналогічно до робіт описаних в розділі 2.1. була визначена конструкція КНБК при відборі керна:

- бурильна головка ІНМ - АП 118/52 МС ($L=0,3$ м);
- керноприймальний пристрій ПКГ- 106/52-1 ($L=1,38$ м) або ПКГ- 106/52- 2 ($L=1,38-2,4$ м);
- гвинтовий вибійний двигун ДГ-105 ($L= 2,355$ м).

Параметри промивальної рідини :

- густина - 1160 кг/м^3 ;
- умовна в'язкість - 45 с.;
- водовіддача - 4 см^3 за 30 хвилин.

При проведенні експериментальних досліджень по визначенню оптимальної кількості промивальної рідини решта технологічних параметрів залишалися постійними (частота обертання - 2 с.^{-1} , навантаження 30-40 кН). (табл. 2.3, рис. 2.4).

Таблиця 2.3

Результати експериментальних робіт при відборі керна в свердловині № 155 Качанівського родовища ВАТ «Укрнафта»

№	Інтервал відбору, м	Проход-ка, м	Кількість промивальної рідини, $\text{м}^3/\text{с.}$	Винос керна	
				м	%
1	2	3	4	5	6
1	2117,0 -2117,9	0,9	0,006-0,007	0,9	100
2	2123,0-2124,0	1,0	0,006-0,007	1,0	100
3	2124,0-2125,0	1,0	0,011-0,012	0,5	50
4	2125,0- 2126,0	1,0	0,006-0,007	1,0	100
5	2126,0-2127,0	1,0	0,011-0,012	0,6	60
6	2127,0 -2128,0	1,0	0,006-0,007	1,0	100
7	2151,0 -2152,0	1,0	0,006-0,007	1,0	100
8	2152,0- 2153,0	1,0	0,011-0,012	0,5	50

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6
9	2153,0-2154,0	1,0	0,006-0,007	0,95	95
10	2154,0 -2155,0	1,0	0,006-0,007	1,0	100
11	2155,0 -2157,0	2,0	0,006-0,007	2,0	100
12	2157,0 -2159,0	2,0	0,006-0,007	2,0	100
13	2159,0 -2161,0	2,0	0,006-0,007	2,0	100
14	2161,0 -2163,0	2,0	0,008-0,010	1,6	80
15	2163,0 -2165,0	2,0	0,008-0,010	1,5	75
16	2165,0- 2167,0	2,0	0,006-0,007	2,0	100
17	2167,0- 2169,0	2,0	0,006-0,007	2,0	100
18	2197,0 -2197,7	0,7	0,006-0,007	0,7	100

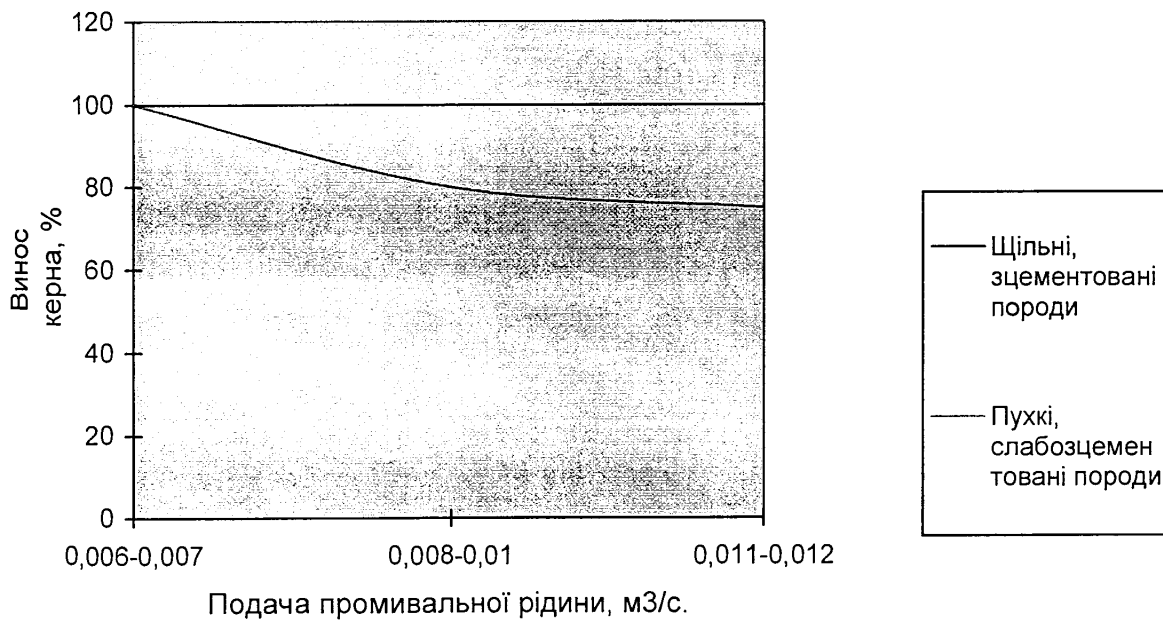


Рис. 2.4. Залежність виносу керна від параметрів промивки.

Аналізуючи ці дані, слід відзначити, що при продуктивності насосів 0,006-0,007 м³/с. винос керна складав 95-100%. При збільшенні продуктивності до 0,009-0,010 м³/с. відбувалось часткове розмивання новоутвореного зразка керна потоком промивальної рідини. Це призвело до того, що винос керна в цих двох довбаннях

склав 80 і 75%. Коли подача промивальної рідини збільшувалася до 0,011-0,012 м³/с., то розмивання гірської породи було настільки значним, що винос керна склав 50-60% .

На час проведення досліджень на родовищах АТ “Татнафта” буріння більшості похило спрямованих та горизонтальних свердловин проводиться в турнейських та башкирських відкладах, які представлені міцними, кавернозними, тріщинуватими вапняками. Комплекс експериментальних досліджень був проведений в свердловині малого діаметра № 38238^Г Куакбашського родовища АТ “Татнафта”. В інтервалі відбору керна азимут складав 180°, а зенітний кут - 90°. До інтервалу відбору керна буріння велося долотом діаметром 146,0 мм, що дало змогу використовувати керноприймальний пристрій діаметром 122,0 мм та бурильну головку 144,4 мм. Довжина керноприймального пристрою вибиралася з умов вільного проходження в інтервалах набору кривизни. Таким чином, КНБК було наступною:

- бурильна головка ІНМ - АП 144,6/67 МС (L=0,3 м);
- керноприймальний пристрій ПКГ- 122/67 (L=3,2м);
- гвинтовий вибійний двигун ДГ-105 (L= 2,355м).

Параметри промивальної рідини :

- густина - 1090 кг/м³;
- умовна в'язкість – 22-25 с.;
- водовіддача – 5-7 см³ за 30 хвилин.

Аналогічно до описаних вище експериментальних досліджень по вибору оптимальної подачі промивальної рідини частота обертання - 2 с.⁻¹ та навантаження 20-30 кН зберігалися постійними в процесі всіх довбань з відбором керна. Оптимальне навантаження було вибрано за методикою приведеною в розділі 2.1. Всього було здійснено три довбання з відбором керна, результати яких приведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Результати експериментальних робіт при відборі керна в свердловині № 38238^Г Куакбашського родовища АТ “Татнафта”

№ до- бання	Інтервал відбору, м	Проход- ка, м	Кількість промивальної рідини, м ³ /с.	Винос керна,	
				м	%
1	924,8- 927,3	2,5	0,006-0,007	2,5	100
2	927,3- 929,8	2,5	0,008-0,01	2,5	100
3	929,8-931,8	2,0	0,011-0,013	2,0	100

За результатами досліджень можна зробити висновок, що при відборі керна в пухких і слабозцементованих породах необхідно зменшувати продуктивність насосів до мінімальної, яка тільки дозволяє проводити процес буріння з використанням гвинтових вибійних двигунів. В щільних, зцементованих породах підвищення кількості подачі промивальної рідини не призводить до зменшення виносу керна .

2.3. Уточнення місця встановлення ковзаючого центратора при довгих ділянках відбору керна

При відборі керна в горизонтальних свердловинах, особливо при великій протяжності горизонтальних ділянок, виникає проблема стабілізації зенітного кута осі свердловини. В похило спрямованих та горизонтальних свердловинах під дією гравітації бурильна головка „лягає” на „нижню” стінку свердловини, що призводить до того, що за час „підрізки” відбувається її посилене фрезування. В подальшому це може спричинити поступове падіння зенітного кута свердловини. Коли інтервал відбору керна має протяжність понад 20 м і відбір проводиться великою кількістю довань, то описане фрезерування буде настільки значним, що падіння зенітного кута свердловини може бути досить значним.

З метою запобігання фрезерування нижнього сектора стінки свердловини бурильною головкою, в КНБК включають центруючі елементи, котрі встановлюють на корпусі керноприймального пристрою. У практиці буріння без відбору керна застосовується цілий ряд стабілізуючих компоновок, які дають непогані результати, але для буріння з відбором керна вони не придатні.

Оскільки корпус керноприймального пристрою обертається разом з бурильною головкою, встановлення центраторів на ньому призведе до виникнення небажаних поперечних зусиль (відхиляючих складових). З огляду на це необхідно встановлювати на керноприймальний пристрій так званий ковзаючий центратор, конструкція якого передбачає вільне обертання центруючого елемента на корпусі.

В даний час існує велика кількість математичних моделей стабілізуючих компоновок для буріння без відбору керна. Найбільш близькою для вирішення нашої проблеми є модель, що описує буріння з використанням гідравлічних вибійних двигунів [91] та і вона не в повній мірі інтерпретує процеси, що проходять при відборі керна. В приведеній схемі розглядається положення турбобура з центратором на корпусі та обважнених бурильних труб. Отже, при розробці математичної моделі ми маємо три ділянки (турбобур до центратора, турбобур після центратора, обважені бурильні труби). У випадку відбору керна в свердловинах з великими зенітними кутами ми будемо мати чотири ділянки (керноприймальний пристрій до ковзаючого центратора, керноприймальний пристрій після ковзаючого центратора, гвинтовий вибійний двигун, бурильні труби до точки їх контакту з стінкою свердловини). Розглянемо випадок коли колона лягає на стінку свердловини гвинтовим вибійним двигуном. Розрахункова схема для цього випадку показана на рис.2.5 а. [92].

Диференціальні рівняння пружної лінії колони на I, II, III ділянках мають вид:

$$EI_1 \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = -Py_1 - Qx_1 - \frac{1}{2} q_1 x_1^2 ; \quad (2.1)$$

$$EI_1 \frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = -Py_2 - Q(l_1 + x_2) + R_1 x_2 - \frac{1}{2} q_1 (l_1 + x_2)^2 ; \quad (2.2)$$

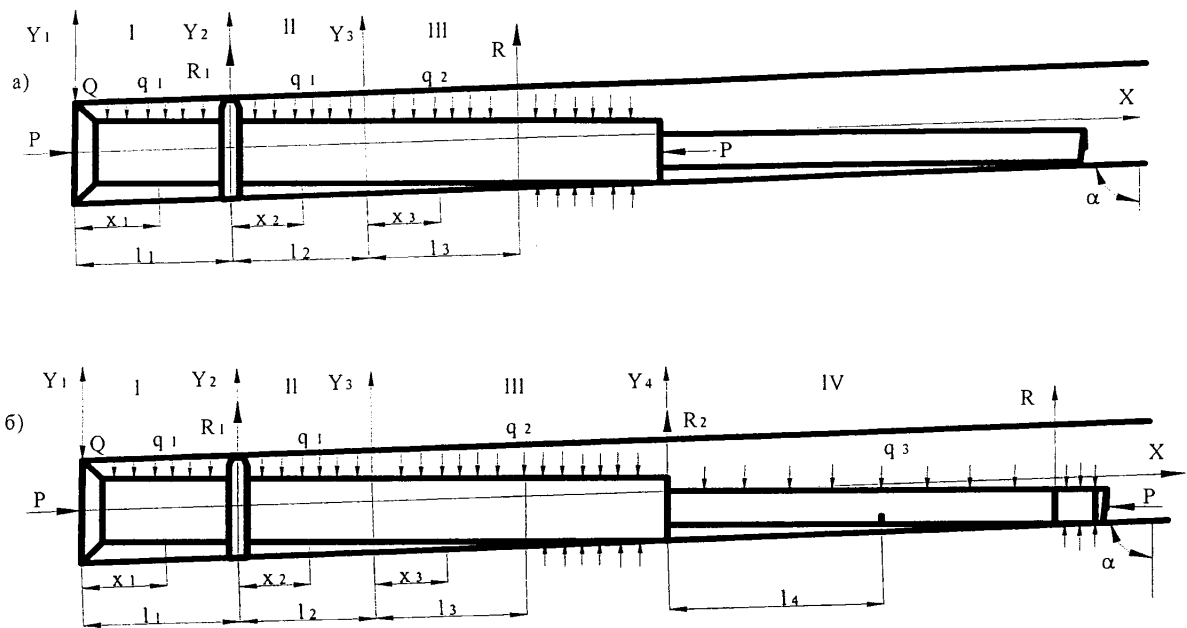


Рис. 2.5. Розрахункова схема до розв'язку задачі

по визначенню місця установки ковзаючого центратора.

$$EI_2 \frac{d^2 y_3}{dx_3^2} = -P y_3 - Q(l_1 + l_2 + x_3) - q_1(l_1 + l_2) \left(\frac{l_1 + l_2}{2} + x_3 \right) + R_1(l_2 + x_3) - \frac{1}{2} q_2 x_3^2 \quad (2.3)$$

Розв'язки цих рівнянь:

$$y_1 = A_1 \sin k_1 x_1 + A_2 \cos k_1 x_1 - \frac{Q x_1}{P} - \frac{q_1 x_1^2}{2P} + \frac{q_1}{k_1^2 P}; \quad (2.4)$$

$$y_2 = C_1 \sin k_1 x_2 + C_2 \cos k_1 x_2 - \frac{q_1 x_2^2}{2P} + \frac{1}{P} (R_1 - q_1 l_1 - Q) x_2 - \frac{Q l_1}{P} - \frac{q_1 l_1^2}{2P} + \frac{q_1}{k_1^2 P}; \quad (2.5)$$

$$y_3 = B_1 \sin k_2 x_3 + B_2 \cos k_2 x_3 - \frac{q_2 x_3^2}{2P} + \frac{R_1 - Q - q_1(l_1 + l_2)}{P} x_3 - \frac{Q(l_1 + l_2)}{P} + \frac{R_1 l_2}{P} - \frac{q_1(l_1 + l_2)^2}{2P} + \frac{q_2}{k_2^2 P}, \quad (2.6)$$

де EI_1 , EI_2 – відповідно жорсткість керноприймального пристрою і гвинтового вибійного двигуна; q_1 , q_2 – поперечні складові від ваги одиниці довжини керноприймального пристрою і гвинтового вибійного двигуна; P – осьове навантаження на бурильну головку; Q – поперечна реакція вибою; R_1 , R_2 – реакції стінки свердловини в точці контакту центратора і гвинтового вибійного двигуна; l_1 – відстань від долота до центратора; l_2 – відстань від центратора до гвинтового вибійного двигуна; l_3 – відстань від початку гвинтового вибійного двигуна до точки його дотику із стінкою свердловини.

$$k_1 = \sqrt{\frac{P}{EI_1}}; \quad k_2 = \sqrt{\frac{P}{EI_2}}. \quad (2.7)$$

Довільні сталі A_1 , A_2 , C_1 , C_2 , B_1 , B_2 – довжина l_3 і реакції Q , R_1 , визначаються з граничних умов.

Граничні умови на кінцях і в точках спряження ділянок мають вигляд:

$$y_1 \Big|_{x_1=0} = 0; \quad \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} \Big|_{x_1=0} = 0; \quad (2.8)$$

$$y_1 \Big|_{x_1=l_1} = -r_1; \quad y_2 \Big|_{x_2=0} = -r_1; \quad (2.9)$$

$$\frac{dy_1}{dx_1} \Big|_{x_1=l_1} = \frac{dy_2}{dx_2} \Big|_{x_2=0}; \quad (2.10)$$

$$y_2 \Big|_{x_2=l_2} = y_3 \Big|_{x_3=0}; \quad \frac{dy_2}{dx_2} \Big|_{x_2=l_2} = \frac{dy_3}{dx_3} \Big|_{x_3=0}; \quad (2.11)$$

$$\frac{dy_3}{dx_3} \Big|_{x_3=l_3} = 0; \quad \frac{d^2 y_3}{dx_3^2} \Big|_{x_3=l_3} = 0; \quad (2.12)$$

$$y_3 \Big|_{x_3=l_3} = -r_2, \quad (2.13)$$

де r_1 – радіальний зазор між центратором і стінкою свердловини; r_2 – радіальний зазор між гвинтовим вибійним двигуном і стінкою свердловини.

Підставляючи (2.4), (2.5), (2.6) в (2.8-2.13), одержимо алгебраїчну систему рівнянь по визначенню довільних сталих $A_1, A_2, C_1, C_2, B_1, B_2$, невідомих реакцій Q, R_1 і довжини l_3 . Одержана система є нелінійною системою 9-го порядку. Аналогічні системи розглядалися Султановим Б.З., Ішемгужиним Н.Х., де для їх розв'язку складалась окрема програма, яка є досить складною і настільки громіздкою, що не була приведена в монографії. На відміну від цього, необхідно попередньо задатись величиною l_3 , підставити (2.4), (2.5), (2.6) в (2.8-2.12) і розв'язати алгебраїчну систему 8-го порядку, яка є лінійною (за методом Гаусса). Одержані результати підставити в (2.13) і розглядати це рівняння як перевірочне. Якщо воно задовільняється, то задача розв'язана. Як правило, з першого разу рівняння (2.13) не задовільняється. Тоді, якщо $|y_3(l_3)| < r_2$, необхідно збільшувати l_3 до тих пір, поки (2.13) не задовільниться. У геометричному розумінні це означає, що ГВД торкнеться стінки свердловини на більшій відстані, ніж ми припустили. Якщо $|y_3(l_3)| > r_2$, то l_3 необхідно зменшувати до тих пір, поки (2.13) не задовільниться. Таким чином, після 2-3 спроб зміни l_3 систему можна розв'язати з використанням ЕОМ, що не потребує тривалого часу.

У таблиці 2.5 подано варіанти компоновок низу бурильної колони, що найчастіше застосовуються при відборі керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах на родовищах АТ "Татнафта" та ВАТ "Укрнафта".

Таблиця 2.5

Типові компоновки при відборі керна

№	Тип ПКГ	Тип ГВД	Діаметр, мм				Довжина ПКГ, м	Довжина ГВД, м
			бур. головки	центра-тора	бурильних труб			
					зовні-шній	внутрі-шній		
1	172/100	Д-172	212,7	210,0	127,0	110,0	6,0	5,66
2	106/52	Д1-105	123,0	120,0	73,0	56,0	1,7	2,355
3	106/52	Д1-105	118,0	115,0	73,0	56,0	1,7	2,355

Підставляючи чисельні значення для різних типів КНБК можна отримати будь які залежності між техніко-технологічними чинниками проводки свердловин, на відміну від рішення аналогічної задачі, приведеного в [91], де наведені лише номограми для деяких розмірів КНБК.

Оскільки однією з основних задач роботи була розробка стабілізуючих компоновок, то необхідно визначити місце розташування ковзаючого центратора на корпусі керноприймального пристрою (при заданому навантаженні) коли поперечна реакція вибою буде рівна нулю.

У варіанті №1 при $P=58,86$ кН в горизонтальній свердловині ($\alpha=90^\circ$) при зростанні l_1 від 0,5 м до 3,83 м, l_3 відповідно збільшується від 2,26 м до 5,66 м (довжина гвинтового вибійного двигуна ГВД-172 дорівнює 5,66 м). Якщо ж $l_1 > 3,83$ м, то прогин кінця гвинтового вибійного двигуна (точки В) стає за модулем більшим від r_2 і розрахункова схема (2.11) стає непридатною.

У цьому випадку компоновка торкається свердловини в точці В і лягає на стінку свердловини вже бурильними трубами розташованими за гвинтовим вибійним двигуном. Розрахункова схема для цього випадку показана на рис 2.5 б і має 4 ділянки. Диференціальні рівняння і їх розв'язок для I, II, III ділянок залишаються без змін. Для IV ділянки диференціальне рівняння пружної осі колони має вид:

$$EI_3 \frac{d^2 y_4}{dx_4^2} = -Py_4 - Q(l_1 + l_2 + l_3 + x_3) + R_1(l_2 + l_3 + x_4) - q_1(l_1 + l_2) \left(\frac{l_1 + l_2}{2} + l_3 + x_4 \right) - q_2 l_3 \left(\frac{l_3}{2} + x_4 \right) - \frac{q_3 x_4^2}{2} + R_2 x_4 \quad (2.14)$$

Розв'язок цього рівняння

$$y_4 = D_1 \sin k_3 x_4 + D_2 \cos k_3 x_4 - \frac{q_3 x_4^2}{2P} - \frac{Q(l_1 + l_2 + l_3)}{P} + \frac{R_1 + R_2 - Q - q_1(l_1 + l_2)}{P} x_4 - \frac{q_1(l_1 + l_2)^2}{2P} + \frac{q_1 l_3(l_1 + l_2)}{P} + \frac{R_1(l_2 + l_3)}{P} - \frac{q_2 l_3^2}{2P} + \frac{q_3}{k_3^2 P}, \quad (2.15)$$

де EI_3 - жорсткість труб, які входять в компоновку; q_3 - поперечна складова від ваги одиниці довжини цих труб; ; l_3 - довжина гвинтового вибійного двигуна; R_1, R_2 -

реакції стінки свердловини в точці дотику з центратором і з гвинтовим вибійним двигуном; l_4 – відстань від кінця гвинтового вибійного двигуна до точки дотику труб із стінкою свердловини;

$$k_3 = \sqrt{\frac{P}{EI_3}}. \quad (2.16)$$

Інші позначення залишаються без змін. Довільні сталі D_1, D_2 , реакції Q, R_1, R_2 і довжина l_4 визначаються з граничних умов. Граничні умови (2.8) – (2.11) залишаються без змін. Інші граничні умови мають вигляд:

$$y_3 \Big|_{x_3=l_3} = -r_2; \quad y_4 \Big|_{x_4=0} = -r_2; \quad (2.17)$$

$$\frac{dy_3}{dx_3} \Big|_{x_3=l_3} = \frac{dy_4}{dx_4} \Big|_{x=0}; \quad (2.18)$$

$$\frac{dy_4}{dx_4} \Big|_{x_4=l_4} = 0; \quad \frac{d^2y_4}{dx_4^2} \Big|_{x_4=l_4} = 0; \quad (2.19)$$

$$y_4(l_4) = -r_3, \quad (2.20)$$

де r_3 – радіальний зазор між трубами і стінкою свердловини.

Підставляючи (2.4), (2.5), (2.6), (2.15) в (2.8-2.11) і (2.17 - 2.20), одержимо алгебраїчну систему рівнянь для визначення довільних сталих $A_1, A_2, C_1, C_2, B_1, B_2, D_1, D_2$, невідомих реакцій Q, R_1 і довжини l_4 . Одержана система є нелінійною системою 12-го порядку. Задаючись величиною l_4 розв'язуємо лінійну систему 11 порядку і підставляємо одержані результати в (2.20), яке тепер є перевірою. Аналогічно вищевказаному підбираємо l_4 .

Для варіанту №1 при зростанні l_1 від 3,83 м до 5,5 м l_4 тепер вже зменшується від 8,9 м до 8,19 м. Після кожного розв'язку системи рівнянь, одержані результати потрібно підставляти в (2.4), (2.5), (2.6), (2.15) і будувати епюру пружної осі колони на всіх ділянках. З епюри видно, що колона не доторкається стінки свердловини, крім вказаних вище точок.

Для варіанту №1 ($P=58,86$ кН; $\alpha=90^\circ$) розрахунки показали, що при зміні l_1 від 0,5 м до 5,5 м реакція вибою Q змінюється від +13,75 кН до -1,2 кН і дорівнює 0 при

$l_1 = 4,15$ м. Інші розрахунки показали, що для варіанту №1 ($P=58,86$ кН) при $\alpha=60^\circ$ $Q=0$, якщо $l_1 = 4,23$ м; при $\alpha=45^\circ$ $Q=0$ при $l_1 = 4,3$ м. Якщо $P=78,48$ кН, а $\alpha=90^\circ$, то $Q=0$, при $l_1 = 4,15$ м, тобто величина сили P на відстань l_1 майже не впливає. Графік залежності поперечної реакції вибою Q від місця установки ковзаючого центратора l_1 при різних зенітних кутах свердловин приведений на рис. 2.6.

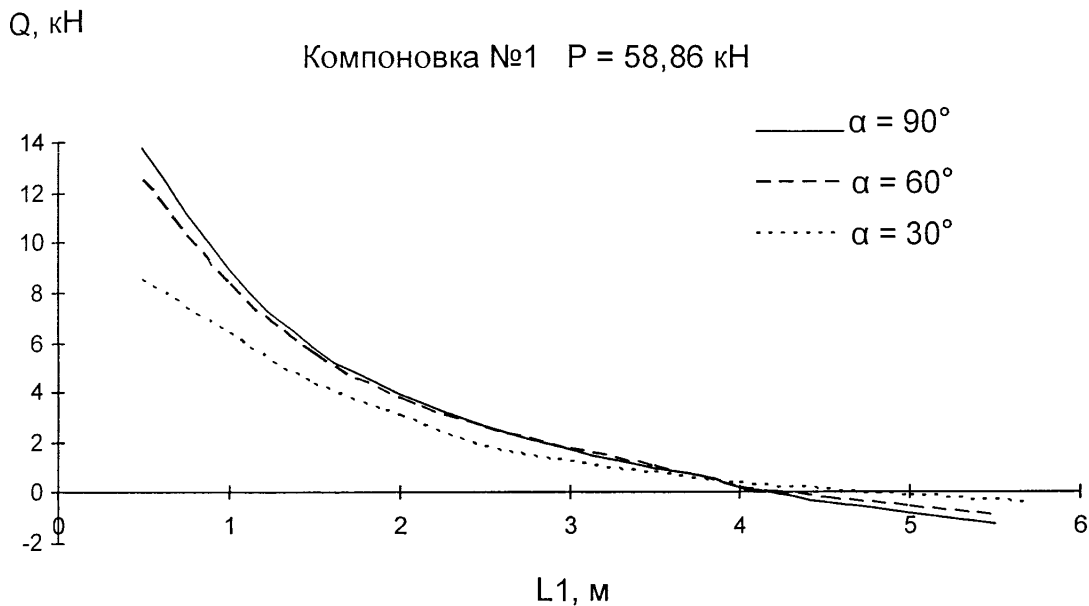


Рис. 2.6. Залежність поперечної реакції вибою від місця установки центратора для компоновки № 1.

Аналізуючи дані залежності можна зробити висновок, що маючи керноприймальний пристрій типу ПКГ-172/100 з встановленим на ньому ковзаючим центратором на відстані 4,2 м від бурильної головки можна проводити відбір керна в свердловинах з різними зенітними кутами та при різних навантаженнях. Навіть коли відстань установки ковзаючого центратора буде дещо відрізнятися від оптимальної (в межах 0,2 м), то в цьому випадку поперечна реакція вибою буде настільки незначною (0, 4 кН), що це не призведе до падіння зенітного кута свердловини. Отже, це значно скорочує час на організаційні та підготовчі роботи.

Розрахунки за допомогою створеної комп'ютерної програми були проведені для варіантів компоновок №2 та № 3, що приведені в таблиці 2.5. Результати цих розрахунків приведені на рис. 2.7. та 2.8.

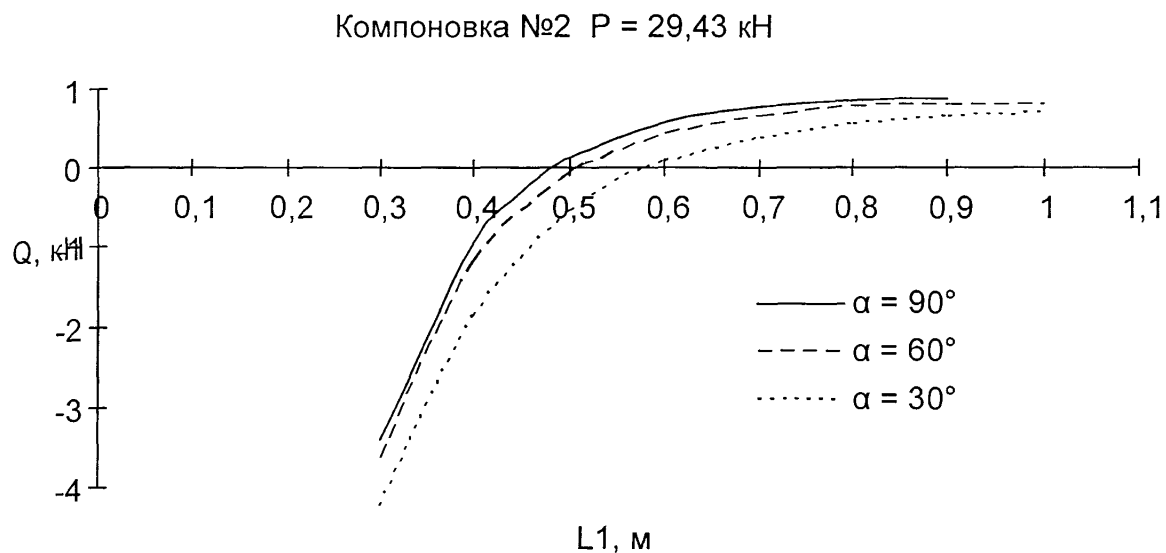


Рис. 2.7. Залежність поперечної реакції вибою від місця установки центратора для компоновки № 2.

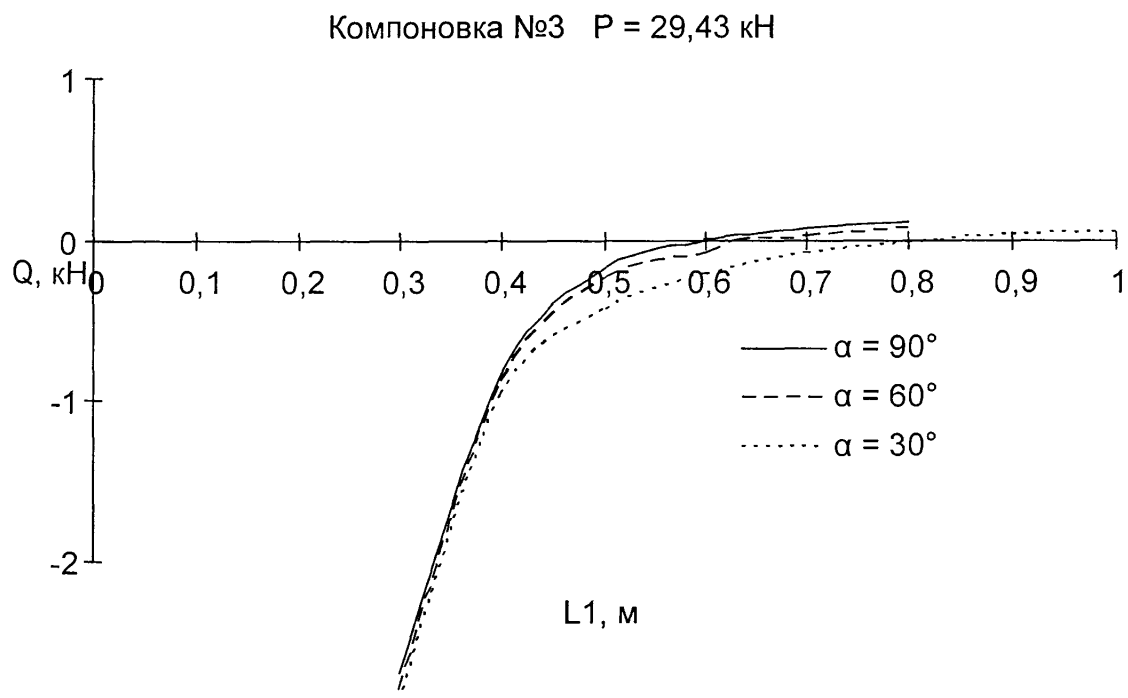


Рис. 2.8. Залежність поперечної реакції вибою від місця установки центратора для компоновки № 3.

Проведено розрахунок для випадку, коли $P=29,43$ кН і $\alpha=90^\circ$. Так, для варіанту №2 при $l_1 \geq 0,4$ м компоновка лягає на стінку свердловини бурильними трубами і розрахунок по схемі на рис. 2.5 б показав, що $Q=0$ при $l_1 = 0,48$ м та

$\alpha=90^\circ$. Розрахунки при різних кутах α показали, що $Q=0$ при $\alpha=60^\circ$ і $l_1=0,51$ м. $Q=0$ при $\alpha=30^\circ$ і $l_1=0,58$ м. Для варіанту №3 при $l_1 \leq 0,61$ м компоновка лягає на свердловину ГВД і розрахунок по схемі на рис. 2.5а показав, що $Q=0$ при $l_1 = 0,533$ м. Якщо ж $l_1 > 0,61$ м, то розрахунок проводився по схемі на рис. 2.5б і одержано, що $Q=0$ при $l_1 = 0,67$ м.

Приведене техніко-технологічне наукове рішення використовувалося в ряді свердловин АТ "Татнафта" та ВАТ "Укрнафта". Докладна інформація про проведення цих робіт приведена в розділі 4.2. Що стосується комп'ютерної програми створеної на базі математичної моделі, то вихідними даними для розрахунку є наступні величини:

- зовнішній та внутрішній діаметри корпусу керноприймального пристрою;
- зовнішній та внутрішній діаметри керноприймальної труби;
- габаритна довжина керноприймального пристрою;
- зовнішній та внутрішній діаметри корпусу гвинтового вибійного двигуна;
- Зовнішній та внутрішній діаметри вала гвинтового вибійного двигуна;
- габаритна довжина гвинтового вибійного двигуна;
- діаметр бурильної головки;
- діаметр ковзаючого центратора;
- кут нахилу свердловини;
- навантаження при якому ведеться буріння з відбором керна.

Користувач комп'ютерної програми може отримати оптимальне місце розташування ковзаючого центратора від бурильної головки, що забезпечує стабілізацію зенітного кута похило спрямованої або горизонтальної свердловини.

Висновки до 2 розділу.

1. Проведено промислові дослідження по визначенню оптимального навантаження на породоруйнівний інструмент, подачу промивальної рідини та на їх основі сформована методика вибору таких показників для різних геолого-технічних умов.

2. Розроблено нову методику розрахунку та програмне забезпечення спеціальних компонок з метою стабілізації та корегування траєкторії свердловини при подовжених інтервалах відбору керна.

3. Визначена залежність місця розташування ковзаючого центратора на корпусі керноприймального пристрою у залежності від основних техніко-технологічних чинників проводки похило спрямованих і горизонтальних свердловин:

- кута нахилу свердловини;
- співвідношення між габаритними розмірами керноприймального пристрою, бурильної головки, ковзаючого центратора та вибійного двигуна;
- навантаження при бурінні з відбором керна.

РОЗДІЛ 3

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ВІДБОРУ КЕРНА В ПОХИЛО СПРЯМОВАНИХ ТА ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИНАХ

На основі проведеного в розділі 1.2 аналізу необхідно зробити висновок, що в даний час відсутні надійні технічні засоби для відбору керна в свердловинах з великими зенітними кутами. Вимоги до розробки керноприймальних пристроїв для відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах, в тому числі малого діаметра наступні:

1. Діаметральні та лінійні розміри керноприймальних пристроїв повинні забезпечувати з одного боку відбір керна збільшеного діаметра, а з другого – можливість вільного проходження компоновки бурильного інструменту в свердловині з малими радіусами викривлення ствола.

2. Розробити деталі та вузли керноприймального пристрою, які б забезпечували ефективне центрування керноприймальника в корпусі пристрою.

3. Конструкція керноприймальних пристроїв повинна бути уніфікованою і передбачати можливість застосування серійних породоруйнівних інструментів.

Крім високого відсотка виносу керна та ресурсу роботи керноприймального пристрою, при проведенні даного виду робіт, ще одним важливим аспектом є максимально можливе скорочення часу відбору керна, що призведе до скорочення загального часу спорудження свердловин. Отже, одним з основних показників, що буде характеризувати керноприймальний пристрій є максимально можлива величина керноприйому. Як було відзначено вище, при відборі керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах виникає питання вільного проходження компоновки в інтервалах набору кривизни. Тому довжина керноприймального пристрою вибирається виходячи з конкретних технічних умов (діаметр свердловини, її траєкторія, спосіб буріння). Отже, для забезпечення

максимально ефективного відбору керна виникає необхідність в низці керноприймальних пристроїв, різного діаметра корпусу, довжини та діаметра керна.

З огляду на те, що похило спрямовані та горизонтальні свердловини у вітчизняній практиці не буряться долотами більше, ніж 215,9 мм [72-74], то завданням даної роботи визначено розробку комплексу технічних засобів для відбору керна в свердловинах нормального та малого діаметрів.

Основні техніко-технологічні параметри, які регламентують розробку технічного комплексу такі :

- діаметр нових похило спрямованих і горизонтальних свердловин – 120,6 – 215,9 мм; відновлених похило спрямованих і горизонтальних – 120,6 – 139,0 мм;

- буріння ведеться трьохшарошковими та алмазно-полікристалічними долотами за допомогою гвинтових вибійних двигунів типу Д-172, Д-127 та Д-105;

- корегування та спрямування ствола свердловини проводиться з допомогою телескопічної системи гвинтовим відхилювачем на базі вибійних двигунів з кутом перекосу кривого перехідника від $0,5$ до 3° ;

- для калібрування ствола свердловини застосовують лопатеві повнорозмірні калібратори. Не допускається застосування калібраторів та центраторів зношених по зовнішньому діаметру більше, ніж на 2,5 – 3 мм;

- при необхідності для створення осьового навантаження на долото встановлюють в вертикальній частині ствола ОБТ.

3.1. Удосконалення кулькових підвісок керноприймальних пристроїв

Оскільки ресурс роботи керноприймального пристрою залежить від працездатності кулькової підвіски, то її удосконалення є пріоритетним напрямком даних досліджень. Аналіз роботи серійних кулькових підвісок в свердловинах з великими зенітними кутами показав, що через недосконалість кріплення валу і муфти кулькової підвіски в деяких випадках викручувався стопорний гвинт. Це призводило до розрегулювання підвіски та зниження ефективності відбору керна.

В традиційних конструкціях кулькових підвісок при дії на них радіальних навантажень виникає тертя між поверхнями деталей, які обертаються і нерухомими. При цьому обертання керноприймальника утруднюється, що негативно впливає на збереження керну, особливо при бурінні пухких, слабозцементованих та тріщинуватих порід. Крім того, зусилля згинання спричинюють перекоє упорних підшипників кулькової підвіски, що приводить до руйнування або зменшення строку служби вузла в цілому.

Відомо, що на підвіску керноприймального пристрою при бурінні діють осьові та радіальні зусилля, які виникають при терті зразка керна об стінки керноприймальної труби. При зростанні зенітного кута свердловини доля радіальних зусиль різко збільшується, при цьому обертання керноприймальника утруднюється, що негативно впливає на збереження керна. Особливо така залежність спостерігається при бурінні пухких, слабозцементованих та тріщинуватих порід. Крім того, зусилля згинання спричинюють перекоє упорних підшипників кулькової підвіски, що призводить до руйнування або зменшення строку служби вузла в цілому.

З метою попередження вказаних явищ при бурінні в свердловинах з великими зенітними кутами запропонована удосконалена конструкція кулькової підвіски з двома стандартними радіально-упорними підшипниками.

Вона включає виконаний разом з муфтою вал, на якому встановлюється внутрішнє кільце підшипників, які притискаються через шайбу гайкою. Запобігає самовільному відкручуванню гайки стопорний гвинт. Зовнішні кільця підшипників встановлюються в корпусі і закріплюються гайкою. Підшипниковий вузол герметизується чотирма O-подібними ущільнюючими кільцями. Порожнина між ущільнюючими кільцями заповнюється спеціальною змазкою, яка використовується в опорах шарошкових доліт. Виконання валу разом з муфтою дозволило виключити з конструкції пристрою перехідник з кулькової підвіски на керноприймальну трубу та збільшити довжину керноприйому (рис. 3.1).

У випадку коли буріння з відбором керна ведеться в горизонтальних свердловинах, то кулькова підвіска керноприймального пристрою при бурінні зазнає

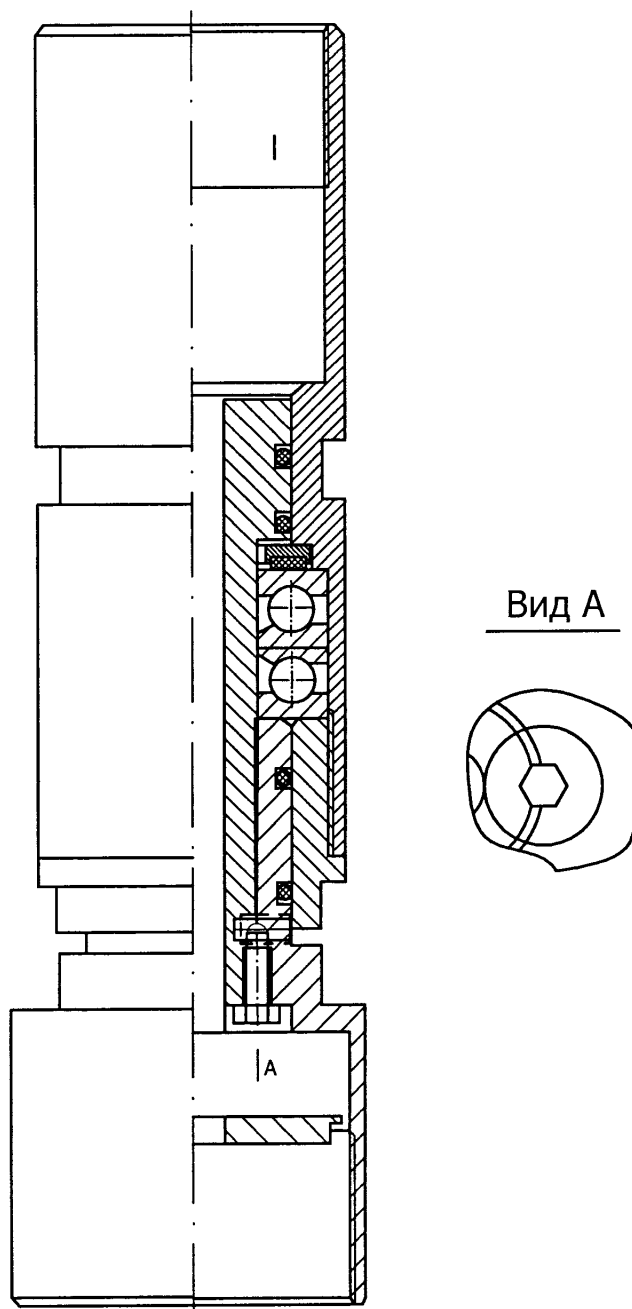


Рис. 3.1. Удосконалена кулькова підвіска

ще більших осьових та радіальних зусиль, ніж було описано вище. З врахуванням характеру навантаження підшипників при роботі в горизонтальних свердловинах розроблено нову конструкцію кулькової підвіски.

Внутрішні і зовнішні кільця підшипників закріплені гайками. Підшипники ізольовані від проникнення промивальної рідини двома стандартними O – подібними ущільнюючими кільцями. Вал разом з внутрішньою поверхнею гвинта

утворюють підшипники ковзання. Внутрішня порожнина гвинта з підшипниками в процесі зборки повністю заповнюється спеціальною змазкою. Крім того, що дана підвіска враховує умови роботи в свердловинах з великими зенітними кутами, вона поєднує в собі два вузли – саму підвіску та регулювальний гвинт (рис. 3.2).

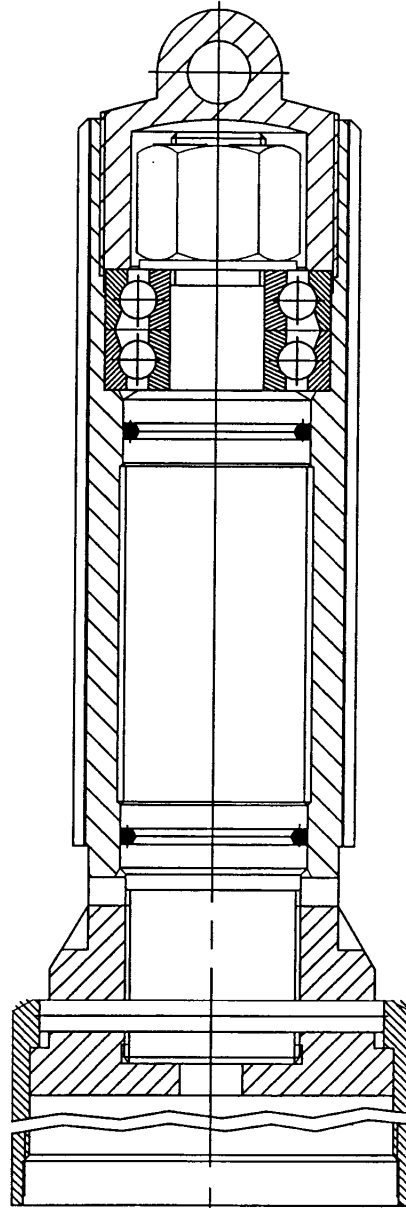


Рис. 3.2. Кулькова підвіска для відбору керна в горизонтальних свердловинах

Розроблені конструкції кулькової підвіски для відбору керна в горизонтальних та похило спрямованих свердловинах використовувалася при бурінні в свердловинах АТ „Татнафта” та ВАТ „Укрнафта” (табл. 3.1).

Результати роботи кулькових підвісок

Тип підвіски та №	Свердловина №	Зенітний кут, град.	Ресурс роботи, год	Проходка, м
Для похило спрямованих свердловин № 052	ВАТ „Укрнафта” 172 Південно-Панасівська	50	103,0	68,0
Для похило спрямованих свердловин № 054	ВАТ „Укрнафта” 171 Південно-Панасівська	8	128,5	70,0
Для горизонтальних свердловин № 091	АТ „Татнафта” 1073 ^Г Чегодаївська	90	18,0	30,0
			19,0	30,0
Для горизонтальних свердловин № 093	АТ „Татнафта” 38275 ^Г Куакбашська	77	16,4	24,3
			17,6	31,0

Ресурс кулькової підвіски серійних конструкцій, який складає більше 20-30 годин, визначає довговічність кулькового підшипника. Аналізом зносу цього підшипника встановлені основні види зношування: втомне викришування і абразивний знос.

З метою підвищення довговічності кулькової підвіски виконаний комплекс досліджень і дослідно-конструкторські роботи в двох напрямках – удосконалення технології зміцнення кілець підшипника серійної підвіски і удосконалення конструкції вузла підшипника.

Перший напрямок підвищення довговічності кулькової підвіски базується на удосконаленні конструкції вузла підшипника. Вузол підшипника серійної кулькової підвіски являє собою упорний кульковий однорядний підшипник з потовщеними кільцями, які сприймають при відборі керна двостороннє навантаження. Відомо, що однорядні упорні підшипники, як правило використовують для сприйняття одностороннього навантаження. При двосторонньому навантаженні використовують

дворядні упорні підшипники чи два однорядних. Очевидно, що однорядний підшипник в кульковій підвісці, що сприймає двостороннє навантаження, конструктивно недосконалий. Це виражається в необхідності при двосторонньому навантаженні створення в такому підшипнику осьового люфту від 0,4 до 1,0 мм і в відсутності центрування (закріплення) кілець підшипника в радіальному напрямку. Внаслідок конструкційних недоліків підшипника знижується його ресурс за рахунок ударних навантажень при наявності початкового осьового люфту. Це сприяє зміщенню кілець та куль в радіальному напрямку через наявність зазорів по внутрішньому і зовнішньому діаметру кілець.

Одним з найвагоміших недоліків вузла підшипника являється відсутність змазки і герметизації, що відчутно впливає на довговічність кулькового підшипника.

З метою ліквідації вказаних недоліків серійної кулькової підвіски розроблені конструкції кулькових підвісок з подвійним кульковим упорним підшипником, що ізолюваний від навколишнього середовища стандартними герметизуючими кільцями. Пружне кільце при лінійному зносі підшипника перекриває простір, що утворився і не дозволяє зовнішнім кільцям зміщуватися в радіальному напрямку. Крім цього, упруге кільце гасить коливання керноприймальної труби, що сприяє цілісності керна та амортизує циклічні навантаження на підшипник, збільшуючи його довговічність.

Для попередження відгвинчування стопорного гвинта, що приводить до розрегулювання підвіски внаслідок вібрації, був розроблений надійний метод кріплення. В цьому випадку гвинту не дозволяє вигвинтитися спеціальна шайба, що встановлюється в муфті кулькової підвіски з допомогою гвинта з шестигранною головкою. Такий спосіб кріплення дозволяє значно полегшити процес демонтажу вузла спричинене забрудненням чи деформацією різьбового з'єднання.

Крім того, для зміцнення кілець підшипника на поверхню кулькової доріжки спочатку наносили тонкий шар твердого сплаву, а потім проводили пластичне деформування доріжки. Тонкий шар твердого сплаву на доріжку наносили з

допомогою вібродугової обробки твердосплавним електродом. Режим наплавки при проведенні експериментальних досліджень був наступним:

- напруга – 25 В;
- струм – 5-7 А;
- частота вібрацій – 30-50 Гц;
- полярність - зворотна.

В якості електрода використовували твердий сплав марки ВК16. Обробку поверхні проводили в два проходи для отримання однорідного сірого кольору при візуальному огляді. Пластичне деформування (накатку) виконували на станку ЗІФ-1200 кульками діаметром 19,05 мм. Два кільця підшипників з набором кульок укладали в спеціальну обойму, яка розміщувалась під шпинделем станка. В якості змазки використовували відпрацьоване моторне масло М8.

Для визначення оптимального навантаження накатки були проведені роботи по зміцненню бігових доріжок підшипників при різних значеннях від 30 Кн до 80 Кн. Всього таким чином були удосконалені п'ять кулькових підвісок. Детальну інформацію про проведення накатки бігових доріжок приведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Режими накатки бігових доріжок підшипників

Експеримент	1	2	3	4	5
Навантаження, Кн	30	40	60	70	80
Оберти шпинделя, об/хв	50	50	50	50	50
Час випробування, с.	40	40	40	40	40
Номер підвіски, яку було укомплектовано підшипником	057	056	055	052	054

Експериментальні дослідження кулькових підвісок експериментальної конструкції в промислових умовах проводилися в свердловині № 1 Південно-Гнідинцівського родовища ВАТ “Укрнафта”. Компоновка при відборі керна:

- бурильна головка - К 212,7/100 ТКЗ;

- керноприймальний пристрій - ПКГ- 172/100;
- бурильні труби.

Режим буріння:

- осьове навантаження - 60-80 кн.;
- частота обертання - 1.0 с.⁻¹;
- витрати промивальної рідини - 0.022-0.024 м³/с.

Параметри промивальної рідини:

- густина - 1180-1190 кг/м³;
- умовна в'язкість - 70 с.;
- водовіддача - 9 см³ за 30 хв.

Буріння з відбором керна проводилося в інтервалі 3346,0 - 4100,0 м. Загальна проходка з відбором керна в свердловині склала 148,4 м, а загальний час буріння 238,6 год. Періодично проводилася заміна кулькових підвісок однієї і тієї ж конструкції, але їх бігові доріжки були піддані накатці при різних режимах. Єдиним поточним джерелом інформації про стан кулькової підвіски під час відбору керна можуть служити її осьовий і радіальний люфти. Але зважаючи на неможливість (при даному технічному забезпеченні) визначити тенденцію зміни люфтів кулькової підвіски в процесі довбання фіксувалися люфти тільки після закінчення довбання. Як було сказано вище, для проведення експерименту п'ять підвісок були удосконалені новими підшипниками. Результати експериментальних досліджень приведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3

Результати експериментальних досліджень кулькових підвісок
в свердловині № 1 Південно-Гнідинцівська ВАТ "Укрнафта"

№	№ підвіски	Інтервал відбору керна, м		Час буріння, год	Проходка, м	Люфти підвіски, мм	
						осьовий	радіальний
1	2	3	4	5	6	7	8
1	052	3346,0	3350,0	3,5	4,0	0,3	1,0
2	052	3350,0	3355,5	16,5	5,5	0,3	1,0

Продовження табл. 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8
3	052	3355,5	3361,0	14,2	5,5	0,5	1,5
4	052	3399,0	3405,0	14,5	6,0	0,8	2,0
5	052	3442,0	3444,0	8,0	2,0	1,2	2,0
6	052	3444,0	3449,0	5,55	5,0	1,5	2,3
7	052	3449,0	3452,0	7,60	3,0	1,8	2,5
	Заміна підвіски			69,85			
8	054	3505,0	3508,5	4,75	3,5	0,3	1,0
9	054	3616,85	3620,85	15,0	4,0	0,3	1,0
10	054	3620,85	3623,3	9,0	2,45	0,5	1,3
11	054	3623,3	3628,3	10,0	5,0	0,8	1,5
12	054	3628,3	3633,85	11,5	5,55	1,0	1,5
13	054	3633,85	3685,85	5,0	2,0	1,3	1,8
14	054	3639,9	3646,2	14,5	6,3	1,5	2,0
	Заміна підвіски			69,75			
15	055	3646,2	3652,0	18,5	5,8	0,5	1,0
16	055	3652,0	3657,0	13,5	5,0	1,5	1,5
17	055	3657,0	3659,2	17,5	2,2	1,8	2,0
18	055	3659,2	3660,9	12,0	1,7	2,0	2,5
19	055	3662,7	3668,0	18,5	5,3	2,5	3,0
	Заміна підвіски			71,0			
20	056	3668,0	3672,2	16,0	4,2	0,5	1,5
21	056	3672,2	3676,0	13,0	3,8	1,3	2,0
22	056	3676,0	3681,0	16,5	5,0	1,5	2,5
23	056	3683,0	3686,0	9,0	3,0	1,8	2,8
24	056	3686,0	3688,27	6,0	2,27	2,0	3,0
25	056	3688,27	3690,03	3,5	2,03	2,3	3,0

Продовження табл. 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8
26	056	3692,0	3697,0	8,0	5,0	2,5	3,2
	Заміна підвіски			72,0			
27	057	3697,0	3700,0	4,5	3,0	0,5	1,0
28	057	3700,0	3702,6	3,5	2,6	0,8	1,3
29	057	3702,6	3705,6	6,0	3,0	1,0	1,5
30	057	3721,3	3725,0	7,0	3,7	1,0	1,8
31	057	3846,0	3852,0	9,77	6,0	1,3	2,0
32	057	3878,0	3884,0	14,1	6,0	2,0	2,5
33	057	3884,0	3891,0	6,87	7,0	2,3	2,5
34	057	4030,0	4035,0	4,25	5,0	2,5	2,8
35	057	4093,0	4097,0	8,0	4,0	2,8	3,0
36	057	4097,0	4100,0	6,0	3	3,0	3,2
	Заміна підвіски			70,05			

Якщо провести аналіз даних приведених в таблиці то видно, що згідно з умовами проведення експерименту всі підвіски відпрацювали майже однаковий час, від 28.8 год до 31.0 год. Виходячи з інформації про люфти підвісок, які працювали в однакових умовах, але після роботи мали різний стан можна зробити такі висновки про те, що:

- Заміна звичайного підшипника кулькової підвіски на упорний кульковий підшипник, що ізолюваний від навколишнього середовища герметизуючими кільцями призвела до подовження строку роботи в цілому. Після роботи з відбором керна протягом 30 год всі підвіски були придатні до подальшої роботи.

- Підшипники кулькових підвісок, що були піддані накатці при різних режимах показали різну працездатність. Так, найменші осьові та радіальні люфти зафіксовані для підвісок № 052 та № 054.

Отже, оптимальним режимом проведення накатки бігових доріжок кулькових підвісок є:

- навантаження - 70-80 Кн;
- частота обертання шпинделя - 50 об/хв;
- час накатки - 40 с.

Комплексна технологія удосконалення кулькових підвісок дозволила кратно подовжити строк служби. Так, підвіски № 052 та № 054 в подальшому використовувалися при бурінні з відбором керн в свердловинах № 171 та № 172 Південно-Панасівського родовища ВАТ “Укрнафта”. Загальна проходка склала 95,0 м, а час роботи - 142,2 год. Таким чином, кулькова підвіска № 054, якою був укомплектований керноприймальний пристрій відпрацювала всього 153,0 год. А ресурс роботи підвіски № 052 склав відповідно 128,5 год.

Виходячи із сказаного вище слід відзначити, що конструкція керноприймальних пристроїв для відбору керн в складних умовах повинна передбачати наявність удосконаленої кулькової підвіски з герметизуючим упорним підшипником і спеціальним методом кріплення.

Виходячи із описаного вище слід відзначити, що конструкція керноприймальних пристроїв для відбору керн в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах повинна передбачати наявність удосконаленої кулькової підвіски, що враховує особливості роботи в таких умовах. Промислові випробування дослідних зрізів підтвердили те, що розроблені конструкції кулькових підвісок забезпечують кратно більший ресурс в порівнянні з серійними зразками.

3.2. Удосконалення пристроїв для відриву і утримування керн

Проведений аналіз існуючих кернозахоплюючих пристроїв, що приведений в розділі 1.2, показав, що вони не в повній мірі відповідають вимогам, які ставляться при роботі в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах. Аналіз роботи і

зносу керновідривачів, який проводився в процесі відбору керна в різних геолого-технічних умовах, довів необхідність подальшого удосконалення конструкції і технології виготовлення його деталей. Основна увага при цьому приділяється підвищенню міцності важільків керновідривача, стійкості при абразивному зносі та технології їх виготовлення. З метою усунення цих недоліків був проведений комплекс досліджень по визначенню оптимальної конструкції керновідривача [93, 94].

На першому етапі було розглянуто важільки керновідривача, які є його найбільш навантаженими ланками. Для оцінки міцності важільків розглянемо характер взаємодії важільків з керном в момент відриву керна. При повільному підйомі бурильної колони важільки входять у гірську породу і в момент, перед відривом керна, відбувається найбільше навантаження. Це навантаження через цапфи важільків передається через корпус керновідривача. Таким чином, корпус важілька отримує навантаження стиснення і згину, а цапфи - навантаження зрізу. Найслабкішою ланкою по міцності упору, який дозволяє нівелювати різновисотність упорних кінців важільків, є цапфи (рис. 3.3).

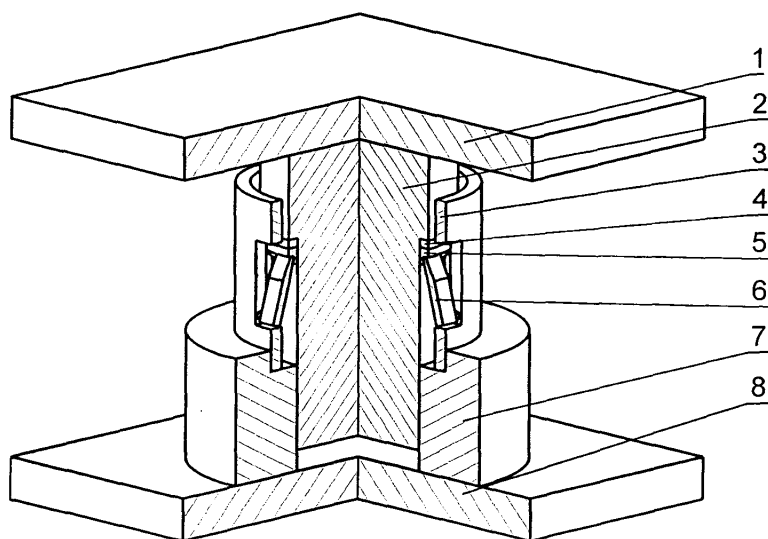
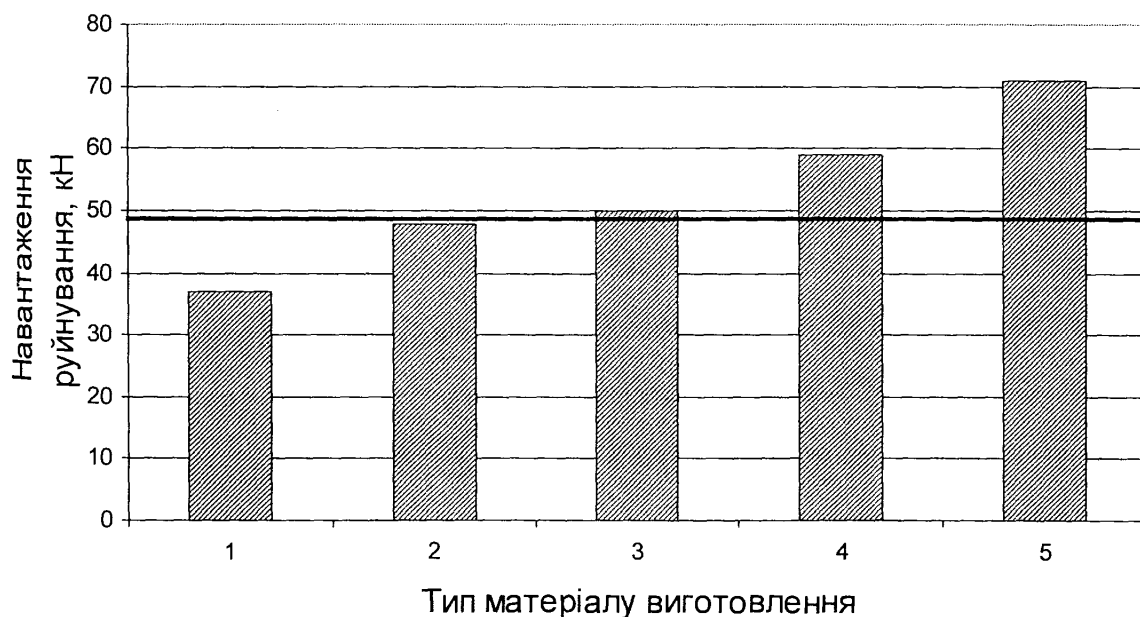


Рис. 3.3. Схема пристрою для дослідження важільків керновідривача на міцність.

Для імітації навантаження керновідривача була розроблена нова схема компенсаційного упору. Навантажений упор являє собою сталевий циліндр (2) діаметром 100 мм з переходом на діаметр 90 мм. На місці переходу встановили упорне кільце (5), яке одним торцем впиралось на важільки (6), а другим через гумове кільце (4) на перехід діаметрів з 90 мм на 100 мм. В якості пристрою, який утримує важільки, використовували корпус керновідривача (3). В нього вставляли два важільки один навпроти одного. На упорні кінці важільків встановлювали навантажений упор (7). Керновідривач з упором розміщувався на плиті гідравлічного преса ПСУ-50 (8). Верхня траверза пресу при опусканні навантажувала упор – важелі, а корпус керновідривача – плиту (1). Контроль за величиною навантаження проводили по шкалі гідравлічного механізму. Проводили стендові випробування важільків виготовлених з п'яти різних типів сталей. Кожен тип сталі випробували десять раз. Результати стендових досліджень приведені на рис. 3.4.



- 1 - Сталь 45 без термообробки
- 2 - Сталь 45 з гартуванням
- 3 - Сталь 40X без термообробки
- 4 - Сталь 40X з термообробкою
- 5 - Сталь 65Г

Рис. 3.4. Результати проведення досліджень важільків на міцність.

Лінією на рисунку позначена розрахункова величина, яку повинні витримувати важільки -49 кН.

Результати дослідів показали наступне:

1. Важільки із сталей 40X і 45X не забезпечують потрібну міцність: виникає зріз або деформація цапф важільків.

2. Для важільків необхідно застосовувати сталі 65 Г з межею міцності на розтяг не менше 90кгс/мм .

Оскільки умови роботи керновідривачів передбачають їх постійний контакт з абразивними матеріалами , то наступним кроком було удосконалення наплавки важільків керновідривача.

В даний час існує традиційна технологія наплавки, коли робочу поверхню важільків керновідривачів, яка контактує з керном, наплавляють зернистим твердим сплавом – релітом за допомогою ацетиленокисневої горілки. Використання цієї технології обумовлено тим, що товщина деталі не більше 5 мм, з переходом на клин. Це приводить до перегріву деталі, так як температура наплавлення вище температури плавлення сталі (більше 1500 °С). При цьому виникає оплавлення гострих країв важілька і розчинення зерен твердого сплаву, що значно ускладнює технологію наплавки.

Альтернативним методом наплавлення може бути нанесення композиційного матеріалу «реліт – марганцевий мельхіор». На відміну від шару, який наплавлений газовою горілкою, в композиції реліт може займати до 75 % по об'єму при повному збереженні розмірів і форми зерен за рахунок зниження температури наплавлення до 1120 °С. Технологія наплавлення композиції дозволяє нанести шар товщиною рівною розміру зерен реліту при оптимальному співвідношенні об'ємів матриця – наповнювач, що помітно покращує ріжучі якості робочої поверхні важільків керновідривача. Технологічна схема наплавлення робочої поверхні важільків керновідривача прийнята наступною:

- приготування суміші зернистого реліту з пластифікатором;
- пресування суміші на робочу поверхню важілька;

- приготування суміші порошків матричного сплаву і флюсу;
- наповнення – пайка композиції;
- очищення важільків від флюсу і окалини.

Для наплавлення розроблений склад суміші зернистого реліту з парафіном і залізним порошком, яку запресовують на робочу поверхню важільків. Використано реліт зернистістю 0,6 – 1 мм з додаванням 10 % мідного порошку і до 70% залізного порошку, а також 2% парафіну. Суміш підігрівали до 90 – 100 °С і охолоджували з безперервним помішуванням до сипучого стану.

Для пайки – наповнення приготували стружку сплаву мідь – нікель – марганець. В стружку додавали 15% борної кислоти. Суміш прокалювали і дозували по вазі твердого сплаву в робочому шарі важілька.

За допомогою спеціальної прес-форми цю суміш напресовували на робочу мідну фольгу товщиною 0,1 мм. Фольгу перед пресовкою розміщували на робочій поверхні важілька. Потім порошок матричного сплаву з флюсом насипали на напресований шар реліту. За допомогою індукційного нагріву частину корпуса важілька з порошками нагрівали до температури 1080-1120 °С. Після наплавки важільки загартовували в маслі і відпускали при температурі 380 °С.

Як базовий спосіб наплавки був прийнятий метод нагріву термпечі високої частоти з використанням матричних сплавів з температурою плавлення нижче 1150°С. На робочу поверхню важілька, попередньо змащену машинним маслом, наносять шар зерен реліту. Поверх цього шару насипають порошок матричного сплаву та флюсу. Підготовлений таким чином важільок нагрівають до температури приблизно на 50°С вище температури плавлення матричного сплаву. Матричний сплав, плавлячись, змочує зерна реліту та поверхню важілька. Охолоджуючись, матричний сплав припаює зерна реліту до поверхні. В якості матричних сплавів були визначені: бронза БрО-10, порошок наплавочного сплаву ПГ ФБХ-6-2 та ПГ ХН80СР-1. Ці порошки мають температури плавлення 1100 °С, 1150 °С та 1050 °С відповідно.

Для виявлення найоптимальнішого методу наплавки важільків електророзрядним способом були наплавлені чотири групи по дванадцять важільків в кожній з використанням:

- 1) твёрдосплавного електрода з домішкою порошку карбиду бору;
- 2) твёрдосплавного електрода з домішкою порошку карбиду бору та порошку фероборхрому;
- 3) порошкового дроту, наповненого зернами реліту;
- 4) наплавка на ТВЧ з використанням матричного сплаву ПГ ФБХ-6-2.

Для визначення оптимального типу наплавки був розроблений новий стенд, що імітує обертання керн в керновідривачі з частотою 275об/хв (рис. 3.5).

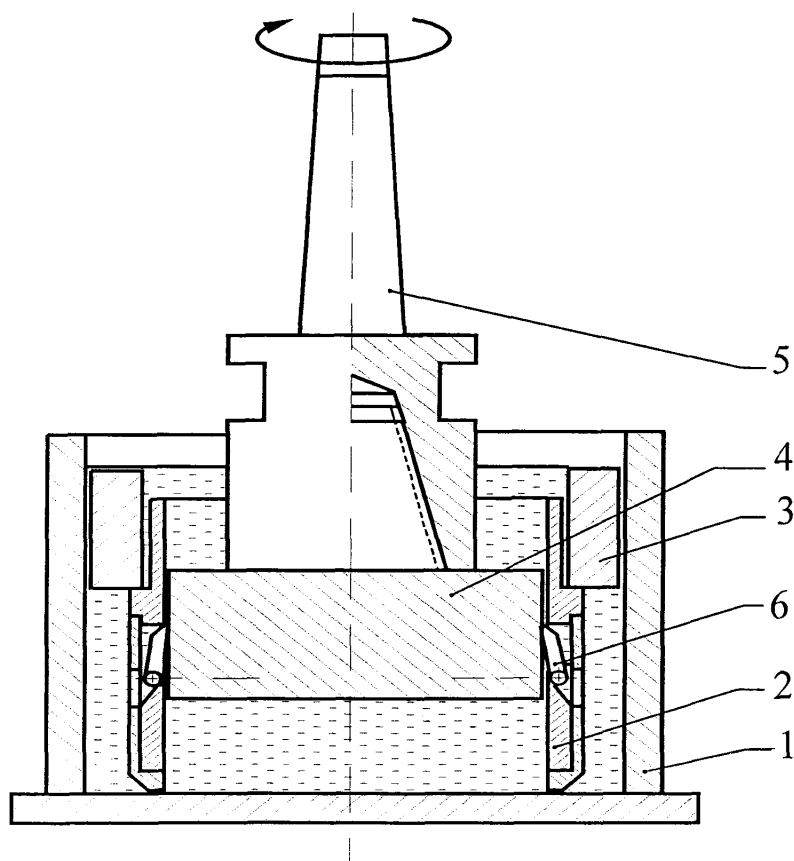


Рис. 3.5. Схема лабораторної установки для досліджень важільків керновідривача на абразивний знос.

Установка на базі свердлильного апарату включає в себе ємність (1), що закріплена на станині та заповнена промивальною рідиною. В ємності розміщується керновідривач (2) з важільками (6), що притиснений шайбою (3). До шпинделя верстата за допомогою переходника (5) кріпиться циліндрична заготовка з Ст.3 (4).

Час проведення досліду коливався від 1 до 3 годин, а його результати приведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4

Узагальнені результати експериментальних досліджень

	Тип наплавки				Без наплавки	Час, год.
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4		
Розмір абразивного зносу, мм х мм	7 х 3	9 х 5	10,5 х 6	11 х 6	15,5 х 8,5	3,0
	5,5 х 2	7,5 х 4	7 х 4	9 х 4,5	12 х 4	2,0
	3,5 х 1,5	5 х 2	4,5 х 2,5	5 х 2,5	7,5 х 2,5	1,0

Ці експерименти показали, що довговічність роботи керновідривачів забезпечується за рахунок наплавки. Як видно з таблиці 3.4 найефективнішою є наплавка № 1 з використанням карбіду бору. Після проведення експериментальних досліджень важільків на стендах були проведені промислові випробування керновідривачів, укомплектованих важільками з наплавкою твёрдосплавного електрода з домішкою порошку карбіду бору, в свердловинах АТ “Татнафта” та ВАТ “Укрнафта”. Вони також підтвердили те, що експериментальна конструкція керновідривачів забезпечує довготривалу, надійну роботу на вибої при бурінні в абразивних породах та при відриві і утримуванні керна.

При роботі в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах пружини керновідривача зазнають більших навантажень, ніж в вертикальних свердловинах. Це обумовлено тим, що в свердловинах з великими зенітними кутами керн розміщений ексцентрично відносно керновідривача. Тому пружинки важільків зазнають циклічних знакозмінних навантажень, в результаті яких вони можуть

зламатися або прослабитися. Тому іншим напрямком є удосконалення пружінок. Вони повинні задовільняти наступним вимогам:

- витримувати достатню кількість циклів знакозмінних навантажень;
- не втрачати своєї робітосдатності в агресивному середовищі свердловини;
- з метою запобігання руйнування важільками керновідривача стовпчика керна не повинні бути занадто жорсткими.

Враховуючи вимоги, що ставляться до пружінок, були виготовлені пружинки різних діаметрів (0,6мм, 0,7мм, 0,8 мм, 0,9мм та 1,0 мм) з сталей 65, 60 С2А та 50 ХФА. Вони були піддані стендовим випробуванням на новому стенді (рис. 3.6)

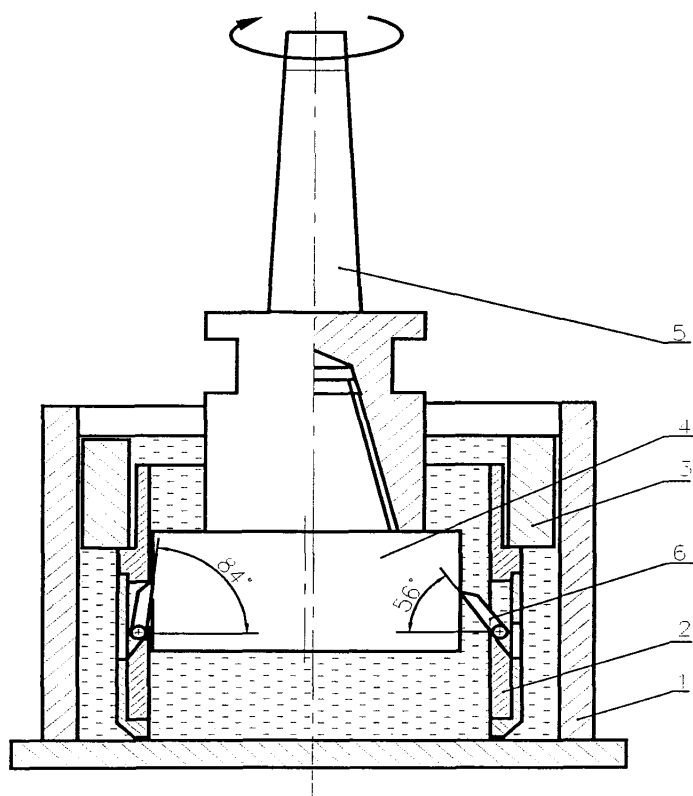


Рис. 3.6. Схема лабораторної установки для досліджень пружінок керновідривачів.

Установка на базі свердлильного верстата включає в себе ємкість (1), що закріплена на станині та заповнена промивальною рідиною. У ємкості розміщується керновідривач (2), який притискається шайбою (3). До шпинделя верстата за допомогою перехідника (5) кріпиться ексцентрик (4). Конструкція ексцентрика передбачає, що при його обертанні змінюється кут стискування пружинок (6) від 59° до 90° . Ці знакозмінні навантаження імітують реальні умови буріння, коли стовпчик керна зміщується в радіальному напрямку і діє на важільки керновідривача. Дослідження проводили протягом 3,5 годин. (рис.3.7).

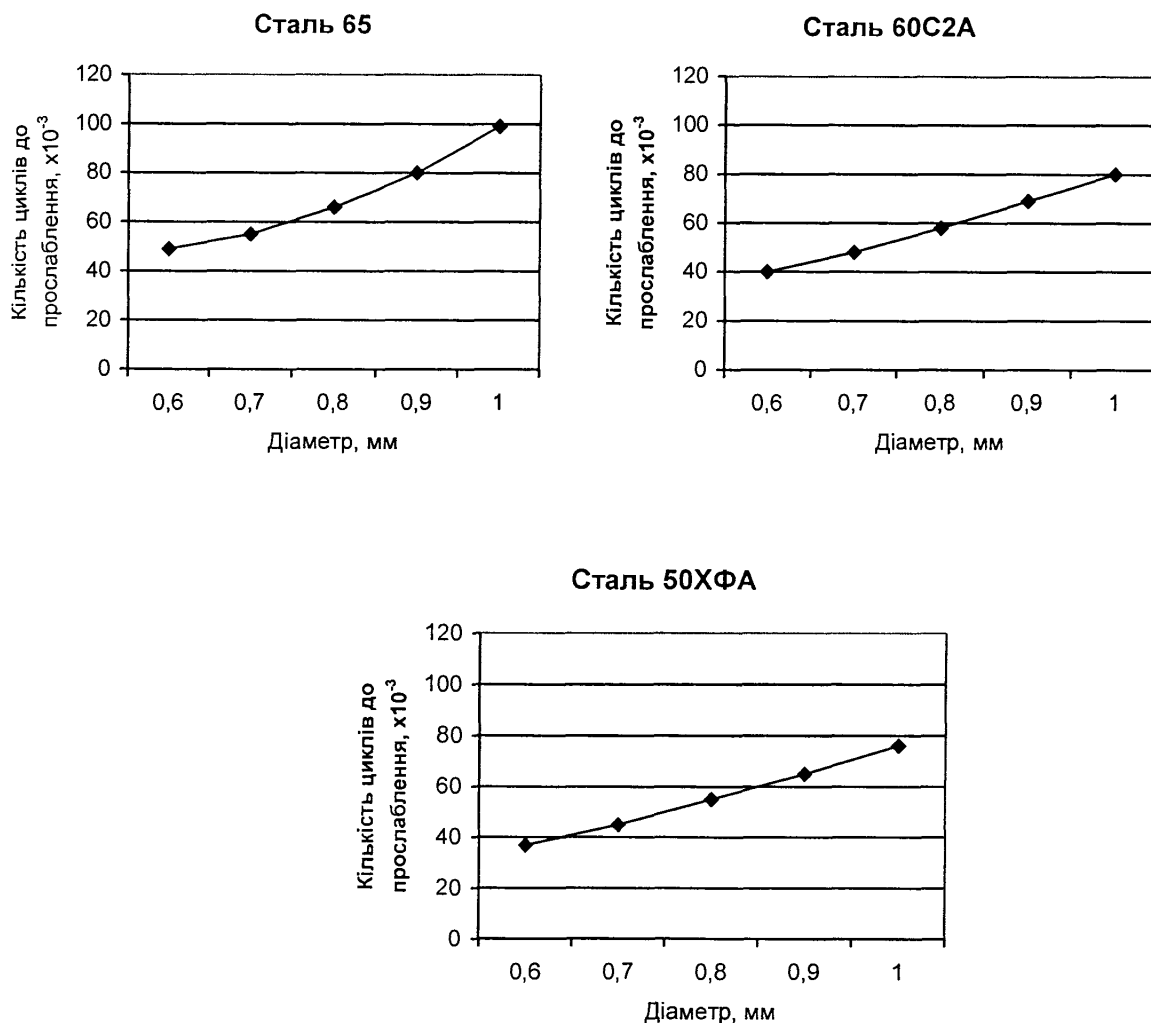


Рис.3.7. Результати досліджень пружинок керновідривачів на стенді.

Експериментальні дослідження показали, що пружини з Сталі 60С2А та Сталі 50ХФА не задовільняють умовам роботи. Найкращими властивостями по

кількості циклів до прослаблення або злому володіють пружинки виготовлені з Сталі 65.

Іншою важливою характеристикою циліндричних пружинок з круглого дроту є гранично допустимий кут повороту, що визначається розрахунково .

$$C = \frac{D-d}{d}; \quad (3.1)$$

$$K_0 = \frac{4C-1}{4C-4}; \quad (3.2)$$

$$\varphi_{гр} = \frac{1,8 \cdot C \cdot n \cdot [\sigma_{зг}]}{100 \cdot K_0}, \quad (3.3)$$

де C – індекс пружини;

n – кількість витків пружини;

$[\sigma_{зг}]$ – допустима напруга на згин кг/мм²;

K_0 – коефіцієнт форми пружини.

Згідно з приведеною методикою були розраховані граничні кути повороту для різних сталей діаметрами 0,6 мм, 0,7 мм, 0,8 мм, 0,9 мм та 1,0 мм. Для всіх розрахунків кількість витків n була взята рівною 4 та зважаючи на конструкцію керновідривача діаметр кільця утвореного пружиною D не може бути більшим, ніж 6,5 мм.

Сталь 65 $[\sigma_{зг}] = 144$ кг/мм²;

Сталь 60 С2А $[\sigma_{зг}] = 97$ кг/мм²;

Сталь 50 ХФА $[\sigma_{зг}] = 130$ кг/мм² .

Результати розрахунків зображені на рис. 3.8.

Оскільки відбір керна в свердловинах з великими зенітними кутами на родовищах ВАТ „Укрнафта” проводиться в колекторах, що як правило, представлені перешаруванням піщано-глинистих відкладів, це приводить до затирання пазів керновідривача глинистою породою. В більшості випадків зусилля пружини важільків недостатньо для руйнування глинистої кірки. Це призводить до того, що після закінчення відбору керна керновідривач не може виконати функцію відриву і утримування керна.

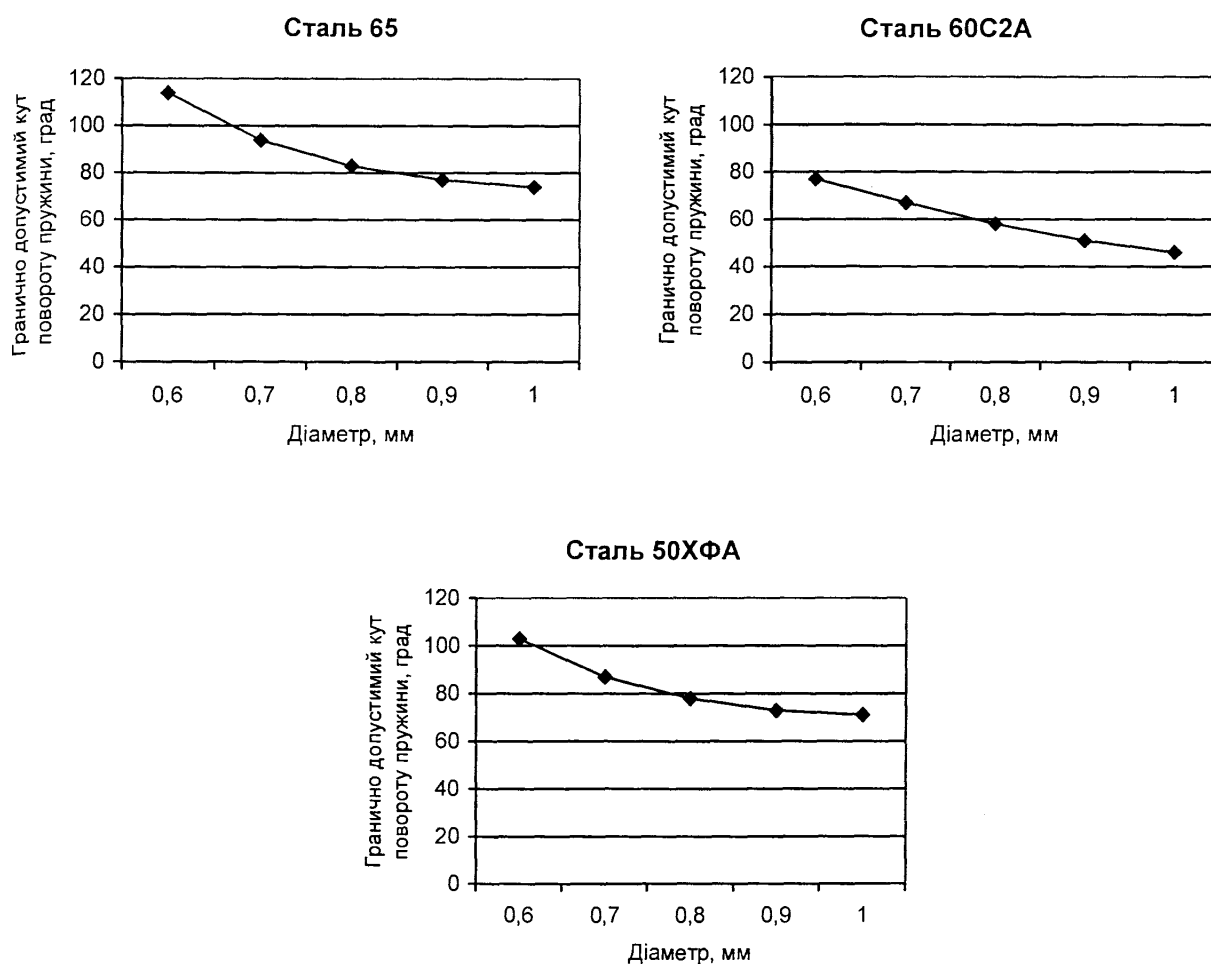


Рис.3.8. Результати розрахунку пружинок керновідривачів.

Не виключають зміщення обойми відносно корпусу і заклинку важільків, особливо в процесі відбору керна в горизонтальних свердловинах.

Для усунення перерахованих вище недоліків було проведено удосконалення важількового керновідривача, який би дозволив підвищити надійність його роботи при відборі керна в піщано-глинистих відкладах за рахунок виключення можливості затирання пазів керновідривача глинистою породою та виключення можливості зміщення обойми відносно корпусу, що приводить до заклинки важільків .

Для цього в керновідривачі (рис. 3.9), який містить корпус (1), обойму (2) з пазами на різних ярусах і дві групи важільків різної довжини (3, 4) з поворотними валиками , пружинками (6), в корпусі передбачені отвори (7) діаметром, рівним половині ширини пазу, що забезпечать проходження промивальної рідини в орознину між важільками та корпусом, що виключить можливість їх “залипання”.

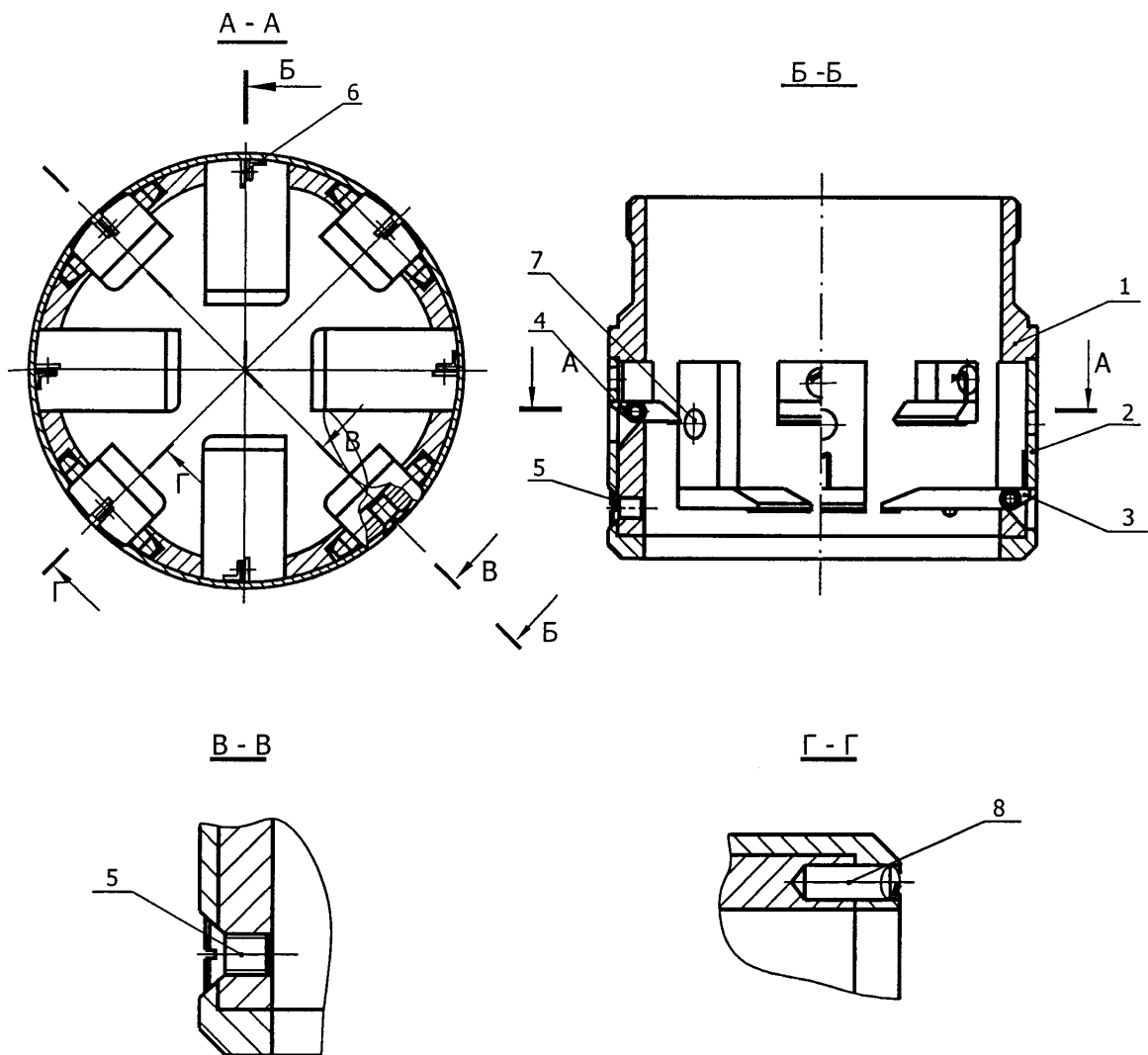


Рис. 3.9. Удосконалена конструкція керновідривача

З метою запобігання зміщення обойми відносно корпусу, між останнім встановлено гвинт (5). Додатково в конструкцію включений штифт (8), який входить в отвір корпусу і вкручується в обойму. Крім того, була проведена наплавка на поверхню важільків з Сталі 65 за розробленою методикою, а діаметр пружинок 0,8 мм.

Дослідні зразки керновідривачів удосконаленої конструкції були випробувані при бурінні з відбором керна в похило спрямованих ділянках свердловин.

За результатами проведених експериментальних випробувань необхідно зробити висновок, що удосконалення керновідривачів принесло свої позитивні результати. Так, жоден з експериментальних керновідривачів не вийшов з ладу в

результаті провертання обойми відносно корпусу. Ні в одному з рейсів не було зазначено “залипання” важільків. Удосконалення керновідривачів, як складової частини керноприймального пристрою, у комплексі з технологічними заходами дозволило вирішити завдання відбору керна з високою ефективністю.

Іншим конструкторським рішенням є керновідривач, що зображений на рис. 3.10. Цей керновідривач складається з корпусу (1) вмонтованих в ньому осей (4), чотирьох коротких (3) та чотирьох довгих (2) важільків. Важільки підпружинені пружинами (5).

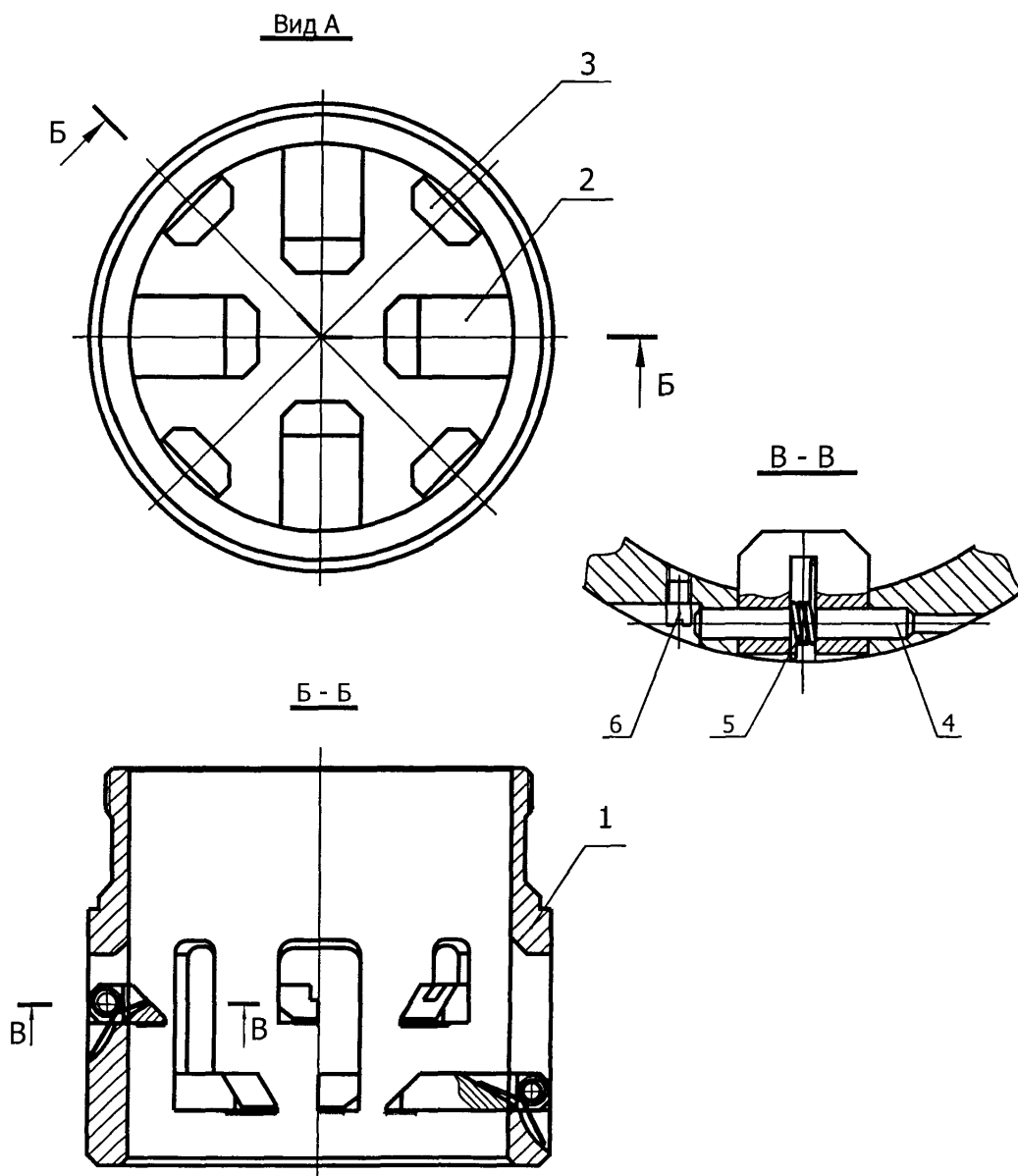


Рис. 3.10. Конструкція керновідривача без обойми.

Нова конструкція керновідривача має наступні переваги при бурінні в свердловинах з великими зенітними кутами:

1) Усунута можливість зміщення обойми відносно корпуса в результаті відкручування стопорних гвинтів.

2) Збільшено ресурс роботи керновідривача та надійність важільків за рахунок збільшення товщини важільків з 6 до 10 мм.

3) Усунута можливість “залипання” важільків в корпусі при відборі керна у в'язких породах за рахунок проходження промивальної рідини в простір між важільками і корпусом.

Для перевірки працездатності керновідривача нової конструкції виготовлені дослідні зразки, які були випробувані в промислових умовах (табл. 3.5).

Конструкція керновідривачів даного типу захищена авторським свідоцтвом [95].

Таблиця 3.5

Промислові дослідження керновідривачів в похило
спрямованих та горизонтальних свердловинах

№ підвіски	№ свердловини	Зенітний кут свердловини, град.	Винос керна, %	Ресурс роботи, год	Проходка, м
107	172 Південно-Панасівська	50	100	31,0	12,6
112			100	33,35	14,3
027	171 Південно-Панасівська	8	100	36,5	15,0
018	1073 ^Г Чегодаївська	90	100	18,0	30,0
019			100	19,0	30,0
021	38275 ^Г Куакбашська	77	100	16,4	24,3
023			100	17,6	31,0

3.3. Удосконалення конструкції технічних засобів для відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах

Оскільки основним показником, що визначає конструкцію керноприймального пристрою, є діаметр свердловини, то технічні засоби по відбору керна поділяють на групи, що приведені на рис. 3.11.



Рис. 3.11. Класифікація керноприймальних пристроїв.

Аналіз конструкцій керноприймальних пристроїв дозволив шляхом удосконалення окремих вузлів та деталей скоротити довжину корпусних перехідників на 20-30%, що в свою чергу знизило металоємкість, витрати праці та привело до покращення технологічних параметрів виготовлення пристроїв в цілому. Але саме основне те, що це дозволило скоротити загальну довжину керноприймального пристрою при тій же довжині керноприйому.

Для відбору керна в похило спрямованих свердловинах діаметром 215,9 мм були удосконалені керноприймальні пристрої „Кембрій”. Запропонований керноприймальний пристрій відрізняється від серійного тим, що включає удосконалену кулькову підвіску та керновідривачі, конструкція яких враховує умови роботи в свердловинах з великими зенітними кутами. Керноприймальні пристрої пройшли промислове випробування в похило спрямованій свердловині

№ 172 Південно–Панасівська ВАТ “Укрнафта”. Роботи по відборі керна проводилися Долинським УБР в інтервалі глибин 2684,0 - 2712,8 м, при зенітному куті 50°. Всього з відбором керна пройдено 28,8 м, при виносі керна 100%.

Оскільки до керноприймальних пристроїв, що використовуються для відбору керна в горизонтальних свердловинах нормального діаметра ставляться більш жорсткі умови по прохідності в інтервалах набору кривизни, то для цих умов були розроблені керноприймальні пристрої різної довжини:

- ПКГ 172/100 - 1 з довжиною корпуса 2,0 м та корисною довжиною керноприйому 1,0 м.

- ПКГ 172/100 – 2 з довжиною корпуса 3,5 м та корисною довжиною керноприйому 2,2 м. Промислові випробовування керноприймальних пристроїв типу ПКГ 172/100-1 та ПКГ 172/100-2 були проведені в свердловинах № 3201^Г Бавлинська та №4196 Бурейкинська АТ “Татнафта”.

- ПКГ 172/100- 3 з довжиною корпуса 5,0 м та корисною довжиною керноприйому 4,0 м. Промислові випробовування керноприймального пристрою типу ПКГ 172/100-3 були проведені в свердловині № 38275^Г Куакбашська АТ “Татнафта”, при відборі 87,0 м керна зі 100% -ною ефективністю.

- ПКГ 172/100 - 4 з довжиною корпуса 6,0 м і корисною довжиною керноприйому 5,0 м (рис. 3.12) використовувався в свердловині № 1073 ^Г Чегодаївського родовища АТ “Татнафта”. Високий винос керна 99 %, при загальному об’ємі буріння 100,0 м показав надійність та ефективність цього керноприймального пристрою.

Відмінністю керноприймальних пристроїв типу ПКГ від серійних є те, що керноприймальна труба являє собою стальну трубу до поверхні якої по діаметру приварено чотири пари опор, в яких встановлені осі та ролики. Приварені радіальні роликові опори дозволили відмовитись від застосування громіздких, складних за виготовленням, хомутів-опор, які знімаються. Передбачена можливість заміни зношених роликів та осей. Кількість роликів визначається габаритною довжиною пристрою.

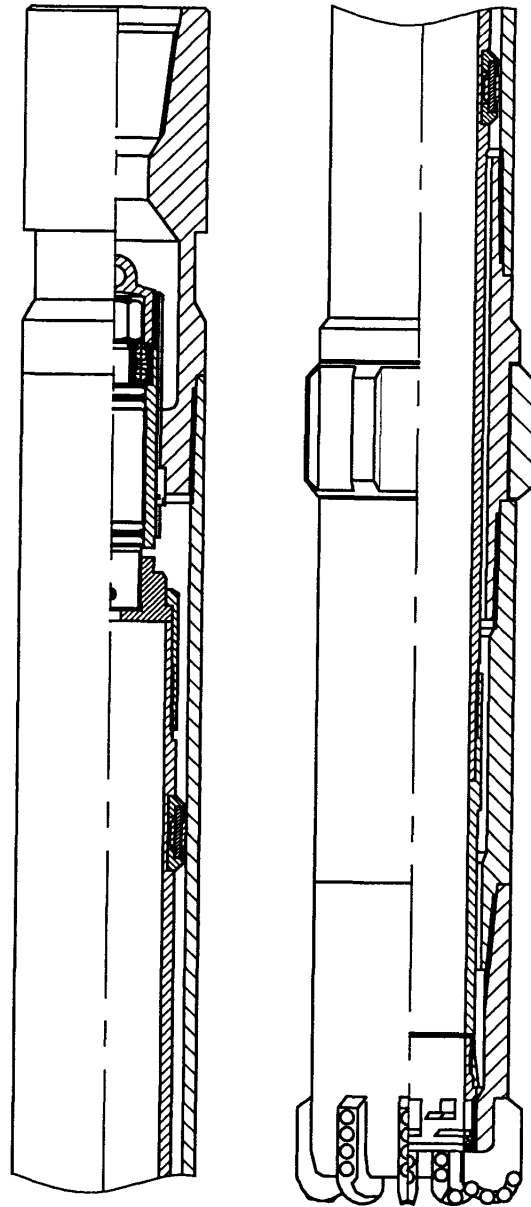


Рис. 3.12. Конструкція керноприймального пристрою ПКГ-172/100.

Крім того, існує ще одна модифікація керноприймальної труби, що дозволяє проводити орієнтований відбір керна. Це завдання вирішується використанням біметалічної керноприймальної труби, що зображена на рис. 4.1. Докладна інформація про відбір орієнтованого керна описана в розділі 4.1.

Для двох найдовших керноприймальних пристроїв ПКГ 172/100- 3 та ПКГ 172/100- 4 конструктивно передбачена можливість установки ковзаючого

центратора на корпусі, з метою стабілізації кута свердловин. Методика розрахунку місця установки приведена в розділі 2.3.

Цей керноприймальний пристрій придатний для використання в горизонтальних свердловинах, після попереднього підбору довжини корпусу та керноприймальника. Конструкції керноприймальних пристроїв типу ПКГ захищені авторським свідоцтвом [96].

Для буріння ділянок свердловин малого діаметра, пробурених з-під експлуатаційної колони, розроблено керноприймальні пристрої діаметром 127 та 106 мм для відбору керна діаметром відповідно 67 та 52 мм. При розробці цих керноприймальних пристроїв завданням було визначено: при мінімальній довжині керноприймального пристрою забезпечити відбір керна збільшеного діаметра максимальної довжини. Для виготовлення і промислового випробування розроблена конструкторська документація на керноприймальний пристрій ПКГ - 127/67. Цей керноприймальний пристрій з зовнішнім діаметром корпусу 127 мм для відбору керна діаметром 67 мм приведений на рис. 3.13. Аналогічно до керноприймальних пристроїв великого діаметра пристрої ПКГ -127/67 виконані в двох модифікаціях 1 та 2 з різними габаритними довжинами та максимальною довжиною керноприйому.

Для відбору керна в свердловинах діаметром 120,6 мм розроблено керноприймальний пристрій з зовнішнім діаметром корпусу 106 мм для відбору керна діаметром 52 мм під шифром ПКГ – 106/52. Загальний вигляд цього керноприймального пристрою приведений на рис. 3.14.

Дослідні зразки ПКГ – 127/67 та ПКГ – 106/52 виготовлені на дослідному виробництві ЗАТ “НДІКБ бурового інструменту” і успішно випробувані в промислових умовах на родовищах АТ “Татнафта” та ВАТ “Укрнафта”. Випробування керноприймального пристрою ПКГ-127/67 були проведені в свердловині №38288^Г Куакбашська, а ПКГ-106/52 в свердловинах №155 Качанівська та №4588^Г Бавлинська [97]. Загальний об’єм впровадження склав 51,6 м буріння з відбором керна в горизонтальних ділянках свердловин. Докладна інформація про

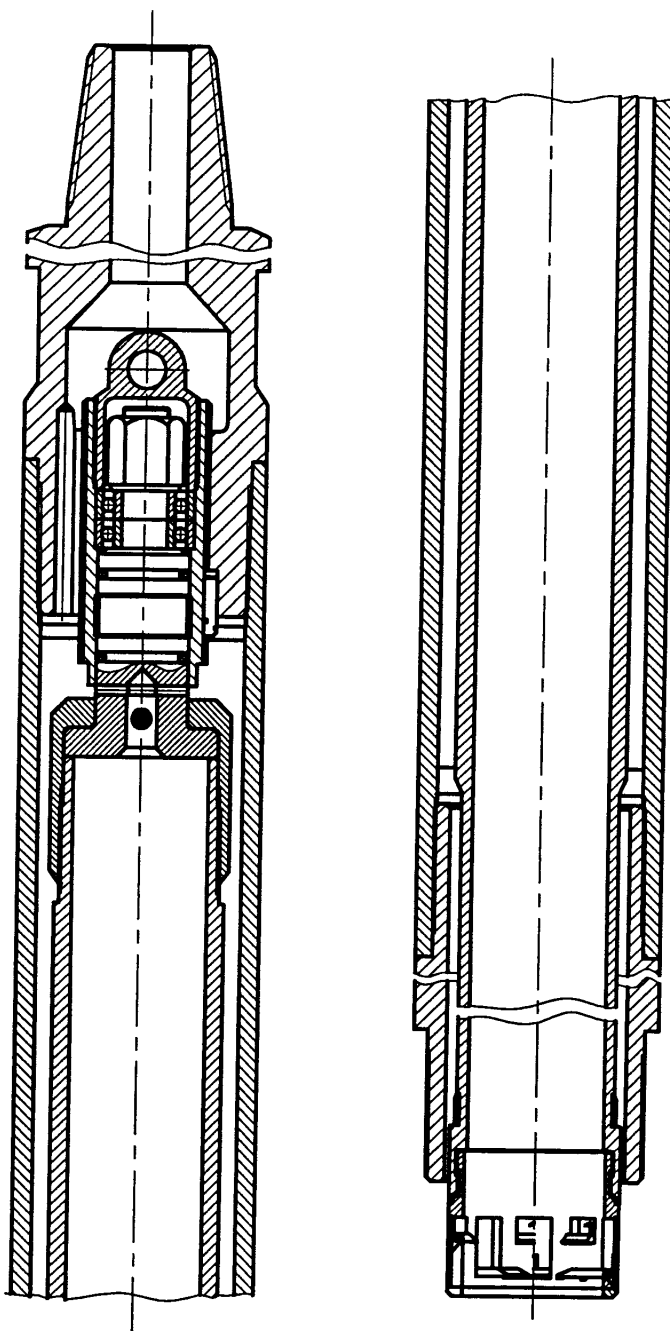


Рис.3.13. Конструкція керноприймального пристрою для відбору
керна в свердловинах малого діаметра ПКГ-127/67.

геолого-технічні умови та результати проведення промислових випробувань вище описаних керноприймальних пристроїв приведена в розділі 5.1.

Однією з задач роботи було створення керноприймального пристрою з максимальною довжиною керноприйому. Для кількісної оцінки такої величини скористаємося коефіцієнтом корисної довжини, що розраховується, як відношення корисної довжини керноприйому до габаритних розмірів пристрою.

$$K_{\text{кд}} = L_{\text{Г}} / L_{\text{кд}} ; \quad (3.4)$$

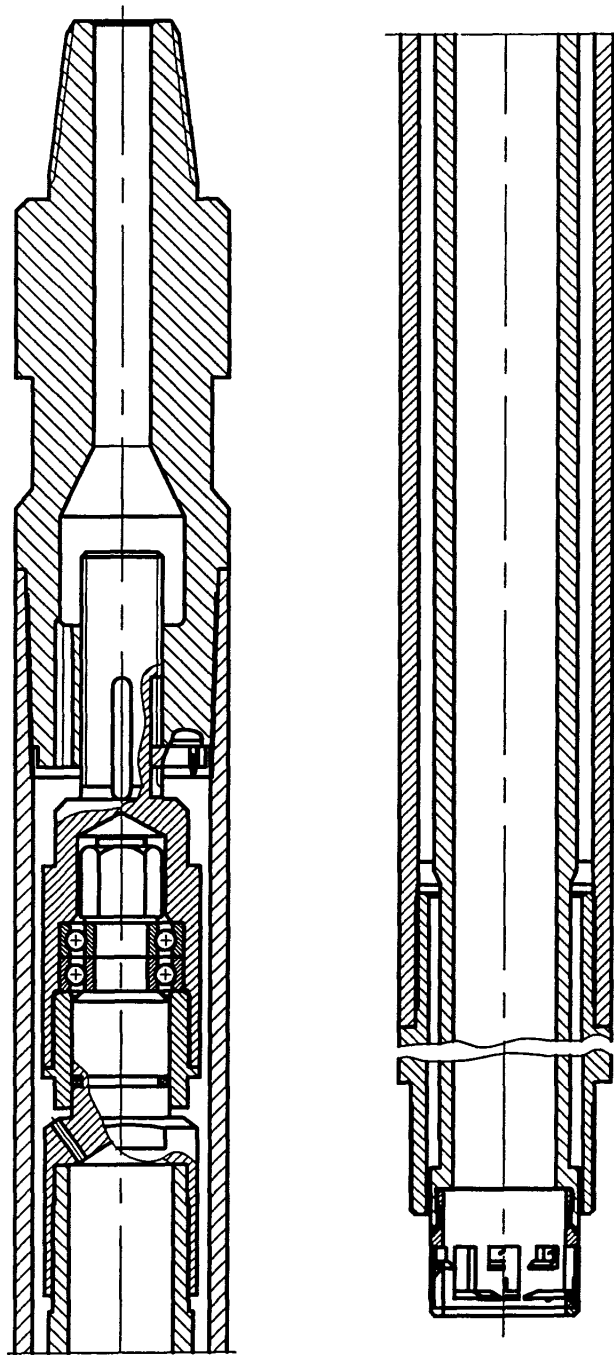


Рис.3.14. Конструкція керноприймального пристрою для відбору керна в свердловинах малого діаметра ПКГ-106/52.

де L_r - габаритна довжина керноприймального пристрою, м;

$L_{кд}$ - максимально можлива величина проходки за одне довбання, м.

Проведемо розрахунок $K_{кд}$ для керноприймальних пристроїв „Недра” та ПКГ – 172/100-4. Попередньо припустимо, що за умови вільного проходження в інтервалах

набору кривизни стандартну габаритну довжину пристрою „Недра” L_r скоротили до 6,0 м. У цьому випадку L_{kd} буде складати 4,0 м. Для керноприймального пристрою ПКГ 172/100-4 ці величини відповідно будуть складати $L_r = 6,0$ м, а $L_{kd} = 5,0$ м.

Отже, для керноприймального пристрою типу „Недра” $K_{kd} = 0,66$, а для ПКГ 172/100-4 $K_{kd} = 0,83$. Тобто при запланованому об’ємі відбору керна 20,0 м при використанні керноприймального пристрою ПКГ 172/100-4 необхідно зробити чотири довбання, а при використанні серійної техніки п’ять.

Висновки до розділу 3.

1. Забезпечена технічна можливість відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах, в тому числі малого діаметра, завдяки розробці керноприймальних пристроїв ПКГ різного діаметра та габаритної довжини.

2. Удосконалення конструктивних елементів керноприймальних пристроїв збільшило ресурс їх роботи та ефективність.

3. Конструкторське рішення кулькової підвіски дозволило збільшити корисну довжину керноприйому в порівнянні з серійною технікою.

4. У випадку комплексного використання розроблених технічних засобів з адаптованою технологією забезпечується високий винос керна та зменшується загальний час спорудження свердловини.

РОЗДІЛ 4

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВІДБОРУ КЕРНА В ПОХИЛО СПРЯМОВАНИХ ТА ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИНАХ

4.1. Спосіб орієнтованого відбору керна в свердловинах з великими зенітними кутами

Керн, який одержують при бурінні нафтових і газових свердловин, є основним фактичним матеріалом для визначення літолого-петрографічного складу, фізико-механічних та колекторських властивостей порід, його насиченості і т.п. на стадії розвідувальних та експлуатаційних робіт. Однак кількість і якість фактичних даних, одержаних при вивченні керна знижується через відсутність просторової орієнтації, особливо при бурінні горизонтальних свердловин. Орієнтація керна дозволяє визначити напрям тріщинуватості колектора, що дає змогу спроектувати азимуту нових горизонтальних свердловин перпендикулярно до тріщин. Це в свою чергу призведе до кратного збільшення дебітів свердловин.

Як було сказано в розділі 1.2 проблемі відбору орієнтованого керна присвячено багато робіт, як вітчизняних, так і закордонних дослідників. Слід відзначити, що більшість описаних вище способів відбору орієнтованого керна вимагають використання складних технічних пристроїв, або ж не забезпечують достатню ймовірність орієнтації керна. Поряд з цими способами є і такі, що негативно впливають на кінцевий результат буріння з відбором керна - його винос.

Існує безприладний спосіб орієнтованого відбору керна в похило спрямованих свердловинах різного діаметра і незалежно від глибини. Спосіб базується на тому, що на боковій поверхні керна, який знаходиться в підвішеному стані, наноситься напівкільцевий уступ-мітка. Ця мета досягається тим, що в процесі буріння, за рахунок гравітаційних зусиль, які діють на КНБК в похилому стволі, після відриву інструмента від вибою на 1-2см, або 10-15см при вільному обертанні

на керн наноситься мітка. Долото за рахунок викривлення ствола свердловини в зенітному напрямку внутрішніми різцями притискається до бокової поверхні стовпчика керна і утворюється заглиблення у вигляді напівмісяця. Операція по одержанню орієнтованої мітки протягом рейсу повторюється 3-5 разів. Співставляючи утворені мітки після виймання керна, визначають положення апсидальної площини і орієнтацію керна в просторі.

Однак цей спосіб має ряд недоліків, особливо при бурінні у тріщинуватих породах, де є зміщення окремих кусків керна. Отже відсутня інформація через неможливість відновлення початкового положення керна по відношенню до апсидальної площини. Крім того, спроба відриву керноприймального пристрою при відборі керна в свердловинах з великими кутами нахилу (більше 50°) та горизонтальних навіть на невелику висоту (1-2см) практично приводить до фізичного відриву керна від вибою, що приводить до втрат кернового матеріалу. У цьому випадку нанесення мітки практично неможливе у зв'язку з порушенням цілісності кернового стовпчика.

Оскільки розробити універсальний техніко-технологічний комплекс який би задовільняв різноманітним геолого-технічним умовам неможливо, то розроблено спосіб відбору орієнтованого керна у вказаних вище умовах для ВАТ „Укрнафта” та АТ „Татнафта”.

Цей спосіб реалізується за допомогою компоновки, яка включає бурильну головку з'єднану з корпусом керноприймального пристрою, всередині якого розміщена нерухома керноприймальна труба з керновідривачем. Слід зауважити, що керноприймальна труба складається з двох напівтрубок, одна з яких має більшу масу і за рахунок гравітаційних зусиль при відборі керна в горизонтальних свердловинах займає строго орієнтоване положення відносно апсидальної площини [98] (рис. 4.1). Зазначена вище компоновка спускається на вибій і проводиться відбір керна. Через деякий час, достатній для утворення стовпчика керна довжиною 0,4 - 0,5 м, навантаження на бурильну головку доводиться до власної ваги.

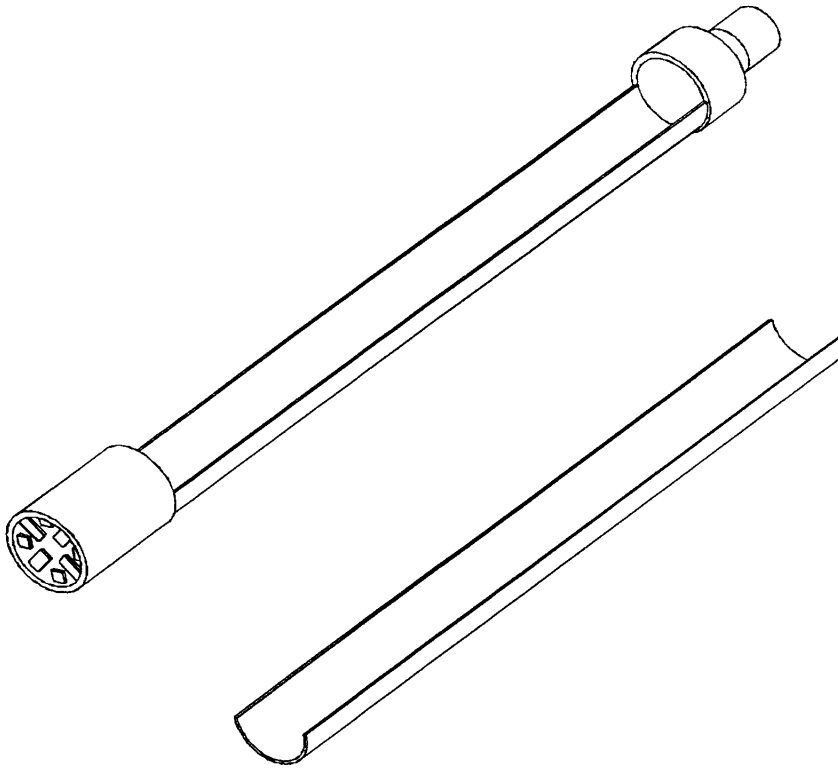


Рис. 4.1. Загальний вигляд біметалічної керноприймальної труби.

Протягом 10-15 хвилин проводиться буріння без подачі навантаження на бурильну головку і на відміну від існуючих способів подальше буріння проводиться без відриву КНБК від вибою. За цей час керноутворюючі зубці бурильної головки утворюють на керновому стовпчиківі концентричну канавку. Завдяки дії гравітаційних сил, які намагаються вивести компоновку з горизонтального положення, канавка буде мати різну глибину по зовнішній поверхні взірця керна. Принципова схема утворення мітки приведена на рис. 4.2, де видно, що глибша канавка буде у верхній частині керна, а в нижній частині – канавка менша.

Після нанесення мітки продовжується відбір керна. Операція по нанесенню мітки на керн проводиться з визначеною періодичністю, в залежності від розбурюваної породи. Так, в зцементованих, не тріщинуватих породах достатньо провести таку операцію два рази за довбання. В тому ж випадку коли буріння ведеться в тріщинуватих породах, доцільно проводити таку операцію не менше трьох разів (по одній операції нанесення мітки на кожному метрі буріння). Після виймання керна з керноприймальної труби у випадку його руйнування проводиться

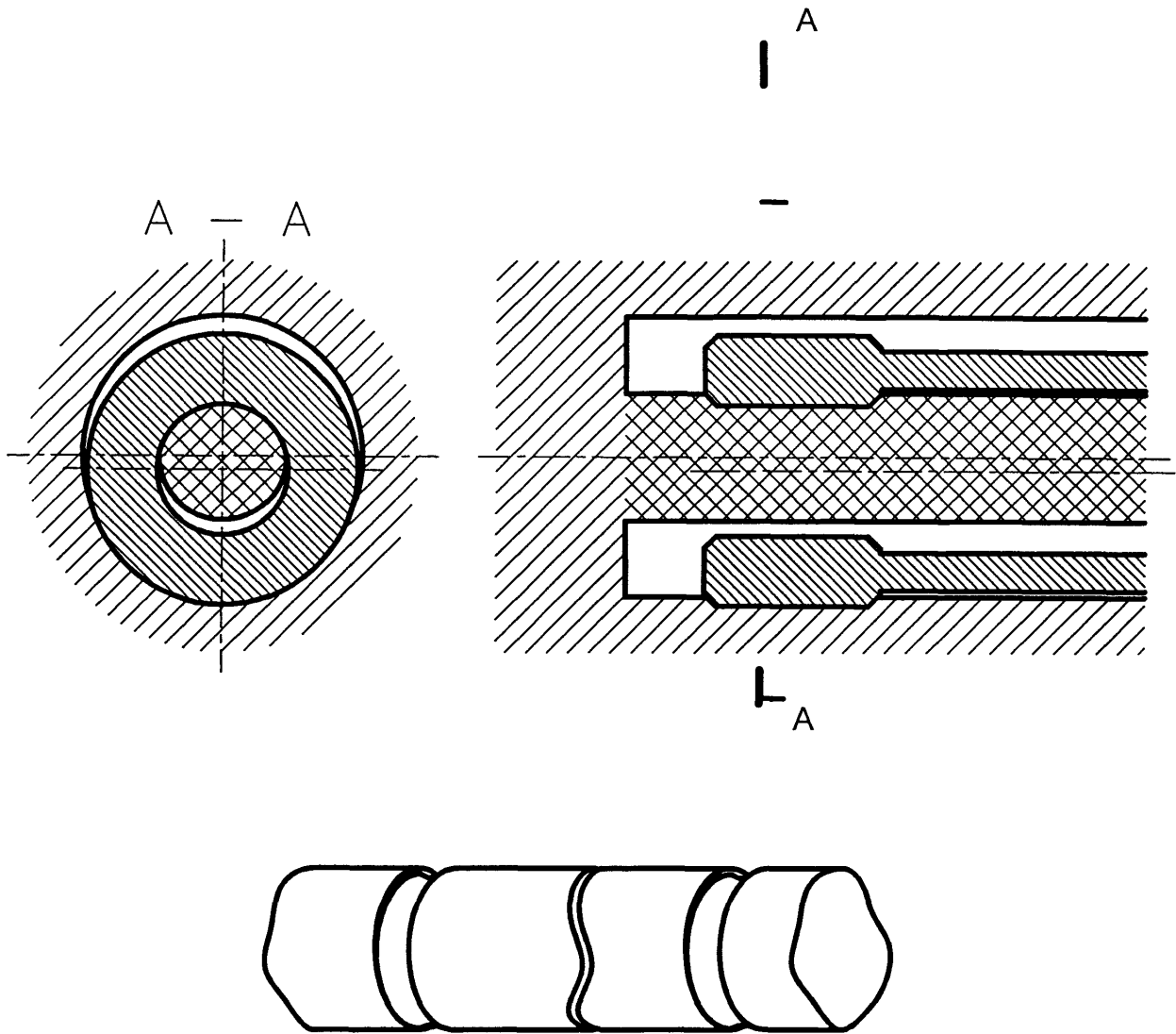


Рис. 4.2. Спосіб відбору орієнтованого керна.

співставлення міток і визначається його орієнтація по апсидальній площині. Додатково проводиться орієнтація керна по положенню керноприймальної труби. Таким чином, комплексне використання удосконалених технічних засобів для відбору керна в свердловинах з великими zenітними кутами з описаними вище технологічними заходами дозволяє провести гарантований відбір орієнтованого керна. Запропонований спосіб використовувався в ряді горизонтальних свердловин ВАТ „Укрнафта” та АТ „Татнафта” [99,100]. В свердловинах №1073^Г Чегодаївської площі, №38275^Г Куакбашської площі та № 155 Качанівської площі при загальному об’ємі буріння з відбором керна 211,6 м проведена його часткова орієнтація (близько 30%), а в свердловині №4583^Г Бавлинського родовища проведені роботи по відбору 20,0 м орієнтованого керна малого діаметра. На рис. 4.3 зображено



Рис. 4.3. Орієнтований керн з свердловини
№ 38275^Г Куакбашської площі.

орієнтований керн діаметром 100 мм, піднятий з горизонтальних ділянок свердловин, де чітко видно, що глибини канавок на протилежних сторонах керна значно відрізняються та складають відповідно 2-3 мм та 5-7 мм.

4.2. Експериментальні дослідження по проводці довгих горизонтальних ділянок свердловин з відбором керна

З огляду на те, що геологічними службами нафтогазовидобувних підприємств ставиться завдання по відборі керна в горизонтальних ділянках свердловин великої довжини, постає питання про збереження заданої траєкторії свердловин. Адже відомо, що при відборі керна, як правило, проходить падіння зенітного кута свердловин. Це відбувається тому, що під дією гравітаційної сили компоновка намагається прийняти вертикальне положення. Виходячи з цих позицій, був розроблений керноприймальний пристрій ПКГ-172/100 з ковзаючим центратором на корпусі, що мав на меті стабілізувати траєкторію свердловини. Методика розрахунку місця встановлення ковзаючого центратора детально описана в розділі 2.3.

Експериментальні дослідження запропонованого керноприймального пристрою були проведені в свердловині № 1073^Г Чегодаївської площі АТ "Татнафта" (рис. 4.4) в інтервалі 1361-1461 м, при зенітному куті – 90 - 87° і азимуті - 250-251°. Роботи по відборі керна проводились в інтервалі залягання турнейських відкладів де найвищу швидкість буріння забезпечують бурильні головки типу ІНМ. Враховуючи траєкторію свердловини в КНБК був включений керноприймальний пристрій максимальної довжини. КНБК при відборі керна була наступна:

- бурильна головка ІНМ АП – 212,7/100 МС (L= 0,3 м);
- керноприймальний пристрій ПКГ - 172/100-4 (L= 6,0 м);
- гвинтовий вибійний двигун Д5-172 (L= 5,66 м).

Режим буріння:

- осьове навантаження - 30-60 Кн;
- частота обертання - 2 с.^{-1} ;
- розхід промивальної рідини – $0,036 \text{ м}^3/\text{с}$.

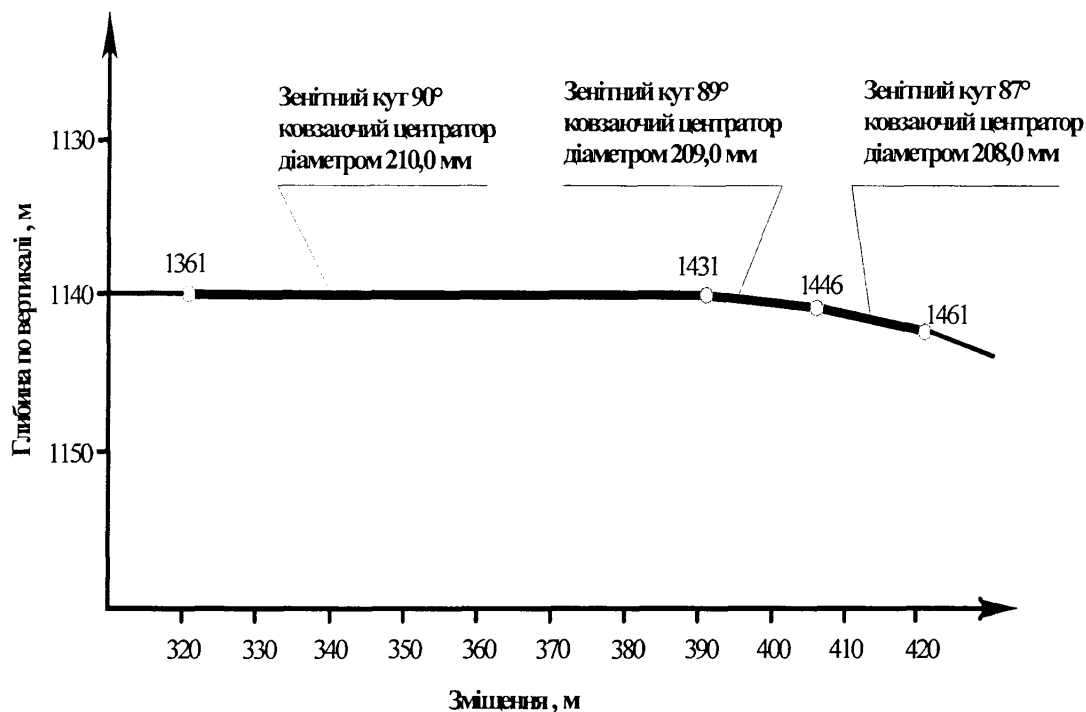
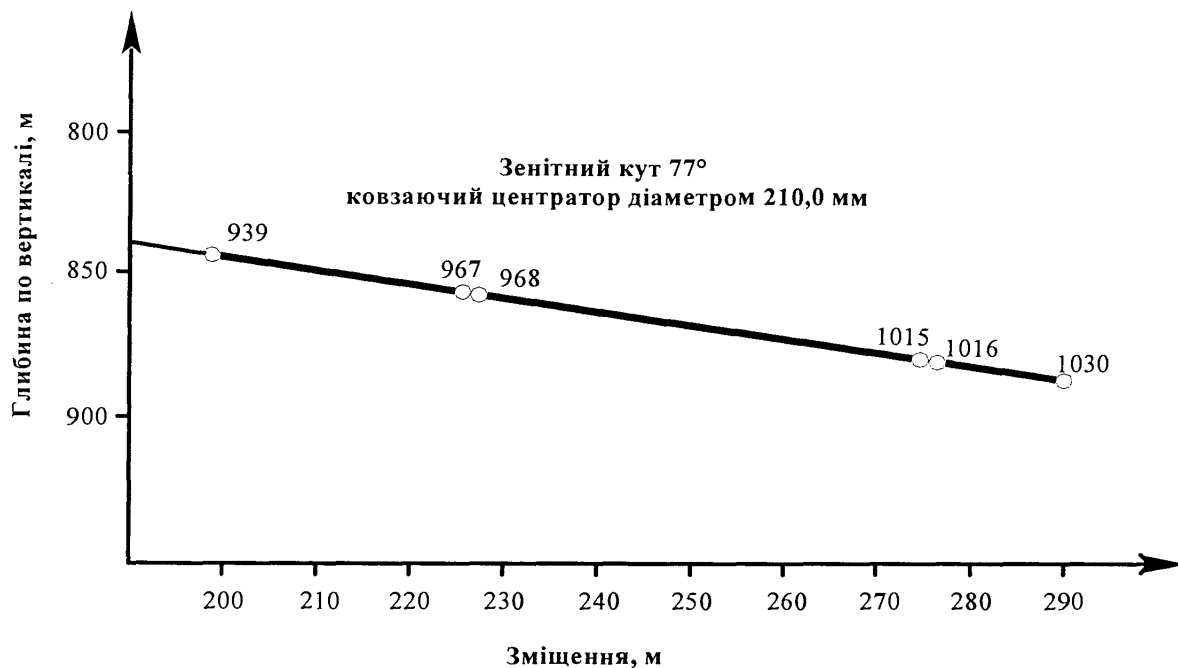


Рис.4.4. Траєкторія свердловини № 1073^Г Чегодаївська.

Всього з відбором керна в даній свердловині пробурено 100,0м, при виносі керна 99%. З глибини 1431,0 м в компоновку включений ковзаючий центратор аналогічної конструкції діаметром 209,0 мм, а з глибини 1456,0 м ще менший центратор - 208,0 мм. Аналізуючи інклінограму, можна зробити висновок, що зменшення діаметра центратора призвело до падіння зенітного кута на 3° на 30,0 метрах, що було передбачено технічним завданням.

У результаті того, що в конструкцію керноприймального пристрою ПКГ-172/100-4 включений ковзаючий центратор діаметром 210,0 мм, в інтервалі 1360-1430 м досягнута задана стабілізація зенітного кута та напрямку горизонтальної ділянки свердловини .

Ще одним прикладом використання розроблених стабілізуючих компоновок є робота по відборі 87,0 м керна в свердловині № 38275^Г Куакбашської площі АТ «Татнафта» (рис.4.5). Тут використання ПКГ 172/100-3 з ковзаючим центратором



4.5. Траєкторія свердловини № 38275^Г Куакбашська.

Проведені промислові роботи підтверджують теоретичні дослідження, що забезпечило стабільне значення зенітного кута 77° протягом усього інтервалу відбору керна. Докладна інформація про доцільність використання ковзаючого центратора, встановленого на певній відстані, з метою стабілізації зенітного кута при бурінні похило спрямованих та горизонтальних свердловин приведена в розділі 2.1. Слід зауважити, що використання даного типу КНБК не спричинило зниження виносу керна (у обох випадках він становив 100 %). Отже вирішення цієї задачі не суперечить основній меті роботи – підвищення виносу керна.

4.3. Основні методичні рекомендації по відбору керна

Проведені експериментальні дослідження дають змогу розробити технологічні регламенти по відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах, в тому числі малого діаметра. Основними технологічними факторами, що впливають на ефективність відбору керна являються:

- осьове навантаження на бурильну головку;

- частота обертання бурильної головки;
- кількість промивальної рідини, що подається на вибій;
- величина проходки за довбання;
- наявність чи відсутність відривів від вибою в процесі довбання.

Виходячи з аналізу проведеного в розділі 1, в даний час відсутні науково-обґрунтовані технологічні заходи, що забезпечують високий винос керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах для умов північно-західної частини ДДЗ та республіки Татарстан.

Базуючись на експериментальних дослідженнях приведених в розділі 2.1. необхідно зробити висновок, що величина осьового навантаження не має безпосереднього впливу на винос керна, але в той же час недонавантаження на бурильний інструмент, так само як і перенавантаження призводять до падіння механічної швидкості. В першому випадку за рахунок неефективної роботи бурильної головки, а в другому неефективної роботи вибійного двигуна. Це в свою чергу призводить до зменшення механічної швидкості і як наслідок збільшення часу дії чинників, що негативно впливають на збереження кернового матеріалу. Так, для геолого-технічних умов буріння свердловин в АТ "Татнафта" та ВАТ "Укрнафта" діаметром 215,9 мм оптимальне навантаження в межах 70-90 кН, а для бурильних головок малого діаметра 118,0 - 144,4 мм складає відповідно 30-40 кН.

Результати експериментів приведених в розділі 2.2. дали змогу визначити оптимальні параметри кількості промивальної рідини, що подається на вибій свердловини з великими зенітними кутами. Дослідженнями встановлено, що при бурінні свердловин малого діаметра в слабозцементованих породах продуктивність насосів 0,006-0,007 м³/с. забезпечує одержання повноцінного керна як по виносу, так і по придатності його для вивчення колекторських властивостей пласта. Для свердловин великого діаметра цей показник збільшується пропорційно до збільшення площі вибою і складає 0,008-0,01 м³/с. А при роботі в гірських породах, що представлені твердими та зцементованими породами величина продуктивності

регламентується тільки технічними характеристиками вибійного двигуна та бурового обладнання (табл. 4.1).

Таблиця 4.1

Рекомендовані режимні параметри відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах

Режимно-технологічні параметри	Тверді, зцементовані породи		Пухкі, слабозцементовані породи	
	св-ни великого діаметра	св-ни малого діаметра	св-ни великого діаметра	св-ни малого діаметра
Продуктивність насоса, м ³ /с.	не регламентується	не регламентується	0,008-0,01	0,006-0,01
Навантаження, кН	70-90	30-40	70-90	30-40
Частота обертання, об/хв	Регламентується техніко-технологічною характеристикою вибійного двигуна			

Оскільки буріння проводиться вибійними двигунами, то частота обертання бурильної головки є регламентованою технічними характеристиками двигунів. Величина проходки за довбання є величиною обумовленою технічною характеристикою керноприймального пристрою та знаходиться в межах від 1,2 м до 5,0 м [101].

Іншим важливим моментом, який впливає на ефективність відбору керна є технологія відриву компоновки від вибою. Для свердловин, які буряться вибійними двигунами, запропонована технологія, що включає такі етапи (рис. 4.6):

1) За 0,15- 0,2 м до закінчення запланованої проходки за довбання припиняється подача навантаження на інструмент на 10-15хв, без зупинки насосів.

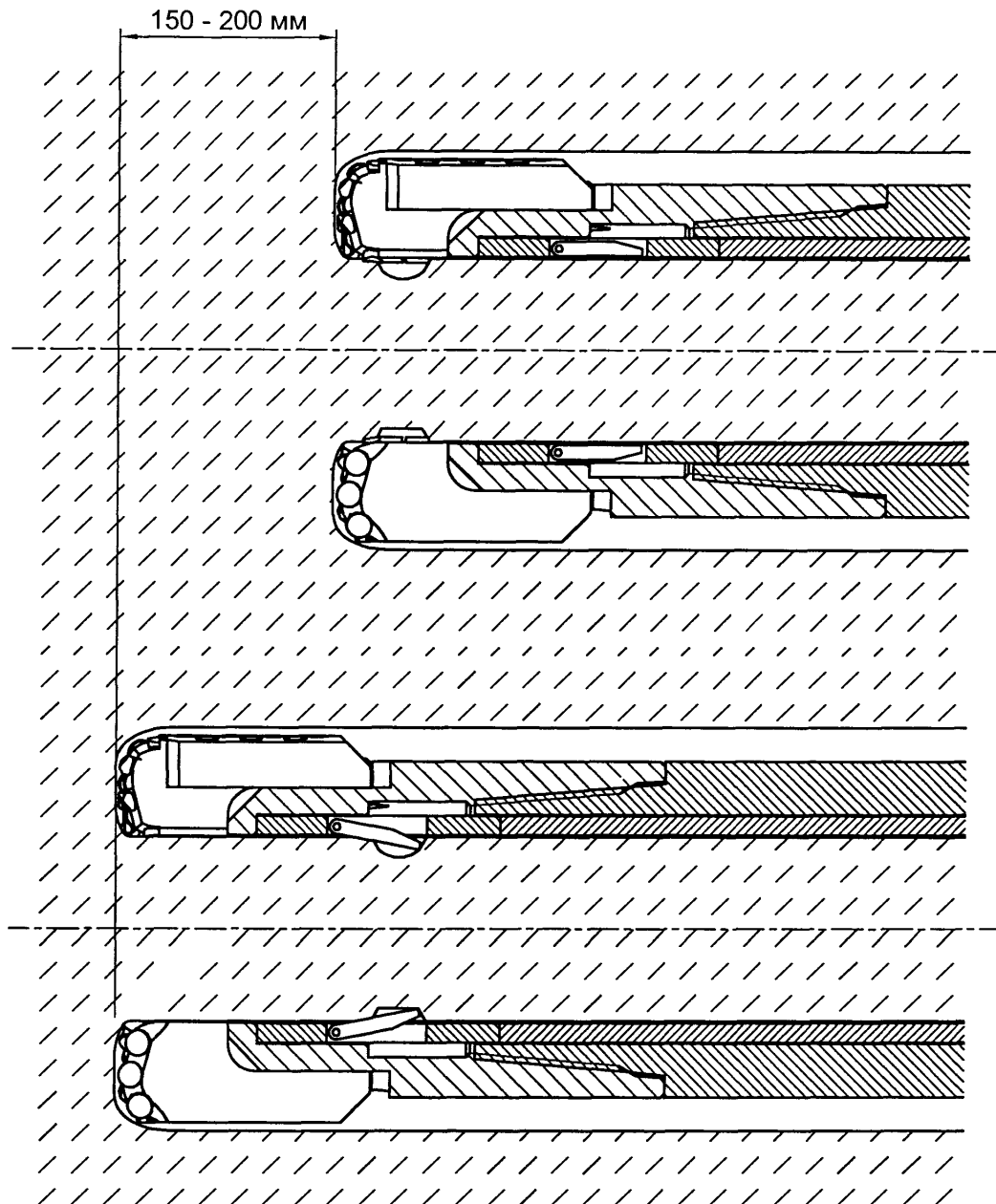


Рис.4.6. Технологія відриву керна в свердловинах з великими зенітними кутами

Цей час є достатнім для утворення підрізаючими зубками бурильної головки на бічній поверхні кернового стовпчика концентричної канавки.

2) Після цього проводиться подальше буріння з відбором керна до запланованого об'єму, поки важільки кернавідривача не опустяться до рівня канавки на керні.

3) В кінці довбання знову припиняється подача навантаження на інструмент, без зупинки насосів на 5-10 хв.

4) Зупиняють бурові насоси та проводиться плавний (бажано на аварійному приводі) відрив інструменту від вибою. В цей час важільки керновідривача попадають в утворену концентричну канавку, що дозволяє гарантовано уникнути проковзування важільків по керну. Після підйому на висоту 1,0-1,5 м проводиться підйом на будь-якій швидкості.

Висновки до 4 розділу.

1. Розроблено техніко-технологічний комплекс, що дозволяє з високою ефективністю проводити відбір орієнтованого керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах в різних геолого-технічних умовах.

2. Проведені промислові випробовування компоновки з ковзаючим центратором на корпусі керноприймального пристрою підтвердили правильність розрахунків приведених в розділі 2.3 та попередили виникнення поперечної реакції вибою. Використання КНБК з ковзаючим центратором не призвело до зниження виносу керна.

3. На основі проведених експериментальних досліджень по визначенню оптимального навантаження на породоруйнівний інструмент, кількості подачі промивальної рідини розроблено основні методичні рекомендації по відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах, удосконалено технологію відриву керна при бурінні в різних геолого-технічних умовах.

РОЗДІЛ 5

ПРОМИСЛОВЕ ВПРОВАДЖЕННЯ ТА ОЦІНКА
ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБЛЕНИХ ТЕХНІЧНИХ
ЗАСОБІВ ТА ТЕХНОЛОГІЧНИХ МЕТОДІВ ВІДБОРУ КЕРНА

5.1. Результати промислового впровадження

До впровадження техніко-технологічного комплексу по відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах середній винос керна по північно-західній частині ДДз на родовищах ВАТ “Укрнафта” за останні 3 роки складав 63,1 %, а по родовищах АТ “Татнафта” - 59,7 %. Всі ці дані приведені для свердловин з зенітними кутами до 50°, оскільки відбір керна в горизонтальних ділянках свердловин зовсім не проводився, через відсутність ефективної техніки та технології для проведення таких робіт.

Розроблений техніко-технологічний комплекс використовувався при відборі керна на нафтових родовищах АТ “Татнафта” та ВАТ “Укрнафта” в свердловинах з великими зенітними кутами (табл.5.1 та Додатки А-3)

Таблиця 5.1

Результати впровадження техніко-технологічного
комплексу по відбору керна

Регіон, площа, № свердловини	Діаметр, мм		Тип ПКГ	Про- ход- ка, м	Винос керна		Зені- тний кут, град
	свердло- вини	керна			м	%	
1	2	3	4	5	6	7	8
АТ “Татнафта” Чегодаївська №1073 ^Г	215,9	100,0	172/100-4	100,0	99,0	99,0	90-91

Продовження табл. 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8
АТ "Татнафта" Бавлинська № 4583 ^Г	139,7	52,0	106/52-1	20,0	20,0	100	89,5- 90,5
ВАТ "Укрнафта" Качанівська №155	120,6	52,0	106/52-1, 106/52-2	24,6	22,55	91	44-91
АТ "Татнафта" Куакбашська №38275 ^Г	215,9	100,0	172/100-3	87,0	87,0	100	77,0
АТ "Татнафта" Куакбашська №38288 ^Г	144,6	67,0	127/67	7,0	7,0	100	90,0
ВАТ "Укрнафта" П.- Панасівська №172	215,9	100,0	172/100	28,8	28,8	100	50,0
АТ "Татнафта" Бавлинська № 3201 ^Г	215,9	100,0	172/100-1 172/100-2	15,5	15,2	98,1	77,0 - 89,1
Всього				282,9	279,5	98,8	

Промислові випробування по відбору керна було проведено в похило спрямованій свердловині № 172 Південно-Панасівська ВАТ "Укрнафта". В інтервалі відбору керна 2684,0- 2712,8 м зенітний кут ствола свердловини складав 50°. Відбір проводився з використанням гвинтового вибійного двигуна Д5-172, керноприймального пристрою ПКГ-172/100 та бурильних головок К 212,7/100-ТКЗ. Всього з

відбором керна в серпухівському горизонті пройдено 28,8 м, при виносі керна 100 %. Промислові випробовування показали його високу надійність та ефективність. Так, після проходки 28,8 м і загального часу буріння 64,35 години підвіска керноприймального пристрою залишилась придатною до використання, а ресурс роботи керновідривачів склав 25-30 годин.

Іншим етапом промислового випробовування техніко-технологічного комплексу по відборі керна в горизонтальних ділянках свердловин став відбір орієнтованого в просторі керна в свердловині № 1073^Г Чегодаївського родовища АТ "Татнафта". Він проводився з метою визначення тріщинуватості колекторів, уточнення літології і параметрів пласта. У зв'язку з тим, що дебіт свердловин, пробурених раніше на цій площі в різних азимутах суттєво відрізнявся, важливо було одержати чітку картину розвитку тріщин та їх просторової орієнтації. Це вимагало максимального виносу керна по всьому інтервалу 1361-1461 м, а також чітко зорієнтувати винесений керн.

Було розроблено комплекс заходів, що включає вибір компоновки, яка гарантує надійну стабілізацію зенітного кута в процесі буріння з відбором керна, а також розробку і виготовлення керноприймальної техніки, що задовільняє згаданим вище умовам.

Весь інтервал пройдено однією КНБК:

- бурголовка - ІНМ АП 212,7/100- МС;
- керноприймальний пристрій - ПКГ - 172/100 - 4 (L - 6,0 м);
- гвинтовий двигун – Д5-172 (L – 5,66 м).

Проведене промислове випробовування керноприймального пристрою ПКГ 172/100-4 довело його високу надійність та ефективність. При загальній проходці 100 м винос керна склав 99,0, % увесь відібраний керн орієнтований в просторі. Завдяки використанню ковзаючого центратора вдалося досягнути стабілізації ствола свердловини при подовженому суцільному інтервалі відбору керна.

Аналогічне завдання ставилося при бурінні з відбором керна в свердловині № 38275^Г Куакбашської площі. Оскільки параметри траєкторії свердловини дещо

відрізнялися від проектних (інтенсивність зміни zenітного кута в деяких інтервалах перевищила 4° на 10 м), необхідно було зменшити загальну довжину жорсткої частини КНБК. Відповідно до інформації поданої в розділі 4.3. для роботи по відборі керна в цих технічних умовах використовували керноприймальний пристрій ПКГ-172/100 – 3 з ковзаючим центратором на корпусі, гвинтовий двигун Д-5 - 172 ($L = 5,66$ м), таким чином, загальна довжина КНБК стала коротшою. Всього з відбором керна в інтервалі башкирського горизонту, при zenітному куті свердловини 77° пройдено 87,0 м.

Узагальнюючи результати промислового впровадження техніко-технологічного комплексу в цій свердловині необхідно зробити наступні висновки: керноприймальний пристрій ПКГ-172/100-3 показав свою високу ефективність та надійність в роботі. Аналогічно до попередньо описаної свердловини спеціальна компоновка забезпечила стабілізацію ствола свердловини та завдяки впровадженню спеціальних технологічних заходів відібраний керн був орієнтований в просторі. Не дивлячись на те, що в інтервалі 1018-1030 м буріння велося по тріщинуватих і кавернозних породах, винос керна склав 100 %.

Останнім часом особливої актуальності набуває відновлення старого фонду свердловин. В силу об'єктивних технологічних причин буріння ведеться долотами малого діаметра. З метою уточнення літології і параметрів пласта розроблено і виготовлено керноприймальні пристрої для відбору керна в свердловинах малого діаметра [102].

В свердловині № 4583^Г Бавлинської площі роботи проводилися в інтервалі 1531-1557 м, де за 20 довбань пройдено 20,0 м з відбором керна. Весь керн був зорієнтований в просторі. У зв'язку з тим, що траєкторія свердловини не дозволяла використовувати керноприймальний пристрій більшої довжини та діаметра компоновка при відборі керна включала керноприймальний пристрій ПКГ-106/52 - 1 ($L = 1,7$ м) з корисною довжиною керноприймальної труби 1,2 м. Оскільки інтервал відбору керна складав лише 20,0 м і не був суцільним, то використання керноприймального пристрою з плаваючим центратором було недоцільно. Завдяки

спеціальним конструктивним особливостям керноприймального пристрою, а саме центруванню керноприймальної труби в корпусі, вдалося зберегти цілісність кернового матеріалу (70 % керна було піднято суцільними зразками довжиною 1,0 м).

Роботи по відборі керна при бурінні в свердловинах малого діаметра проводили в свердловині № 155 Качанівського родовища (рис. 5.1) [103,104].

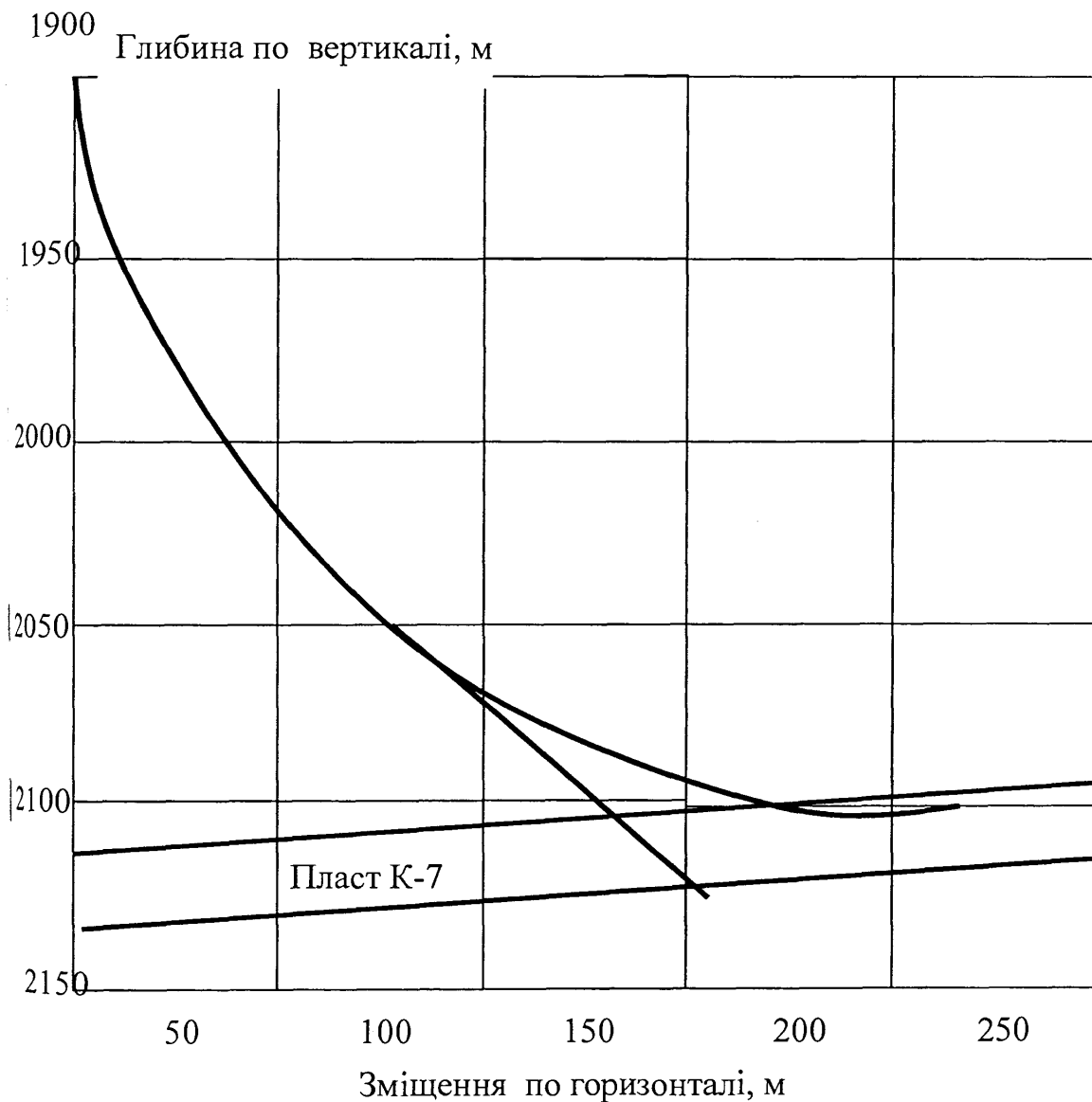


Рис. 5.1. Профіль свердловини № 155 Качанівського родовища.

Слід особливо відмітити, що роботи в цій свердловині проводилися в два етапи.

З огляду на умову вільного проходження в інтервалах набору кривизни в пілотному

стволі, при зенітному куті 44° використовувався керноприймальний пристрій ПКГ-106/52-2 з корисною довжиною 2,2 м, а в горизонтальній частині ствола свердловини використовували керноприймальний пристрій ПКГ-106/52-1, з довжиною керноприйому 1,1 м. Основним результатом відбору керна в свердловинах є проведення промислового випробовування керноприймальних пристроїв ПКГ-106/52-1 та ПКГ-106/52-2 при відборі орієнтованого в просторі керна. Всього в пілотній та горизонтальній частинах стволів пробурено з відбором керна 23,9 м при виносі 21,55 м (90%).

Наступним об'єктом промислового впровадження розробленого техніко-технологічного комплексу стала свердловина № 38288^Г Куакбашської площі. Після проведення розрахунків про можливість вільного переміщення КНБК в інтервалах набору кривизни було прийнято рішення використати керноприймальний пристрій ПКГ-127/67 - 1. В компоновці з ним працювала бурголовка ІНМ-АП 144,6/67-МС з посиленою калібруючою частиною озброєння. Результатом роботи в цій свердловині став відбір 7,0 м керна діаметром 67 мм в башкирському горизонті з ефективністю 100%. Зенітний кут ствола свердловини в інтервалі відбору керна складав 90° .

В результаті цих робіт необхідно зробити висновки, що проведено успішне промислове випробовування керноприймального пристрою ПКГ-127/67-1 та відібрано орієнтований в просторі керн.

Ще одним додатковим використанням техніко-технологічного комплексу по відбору керна може бути корегування траєкторії свердловин по результатах відбору керна в горизонтальній ділянці ствола [105].

Особливий інтерес представляють результати робіт в двох свердловинах АТ "Татнафта". Свердловина № 3201^Г Бавлинської площі була пробурена з метою експлуатації покладів турнейського горизонту, який представлений нафтонасиченими вапняками (рис. 5.2). Проектна глибина свердловини по стволу 1900 м, зміщення 830 м.

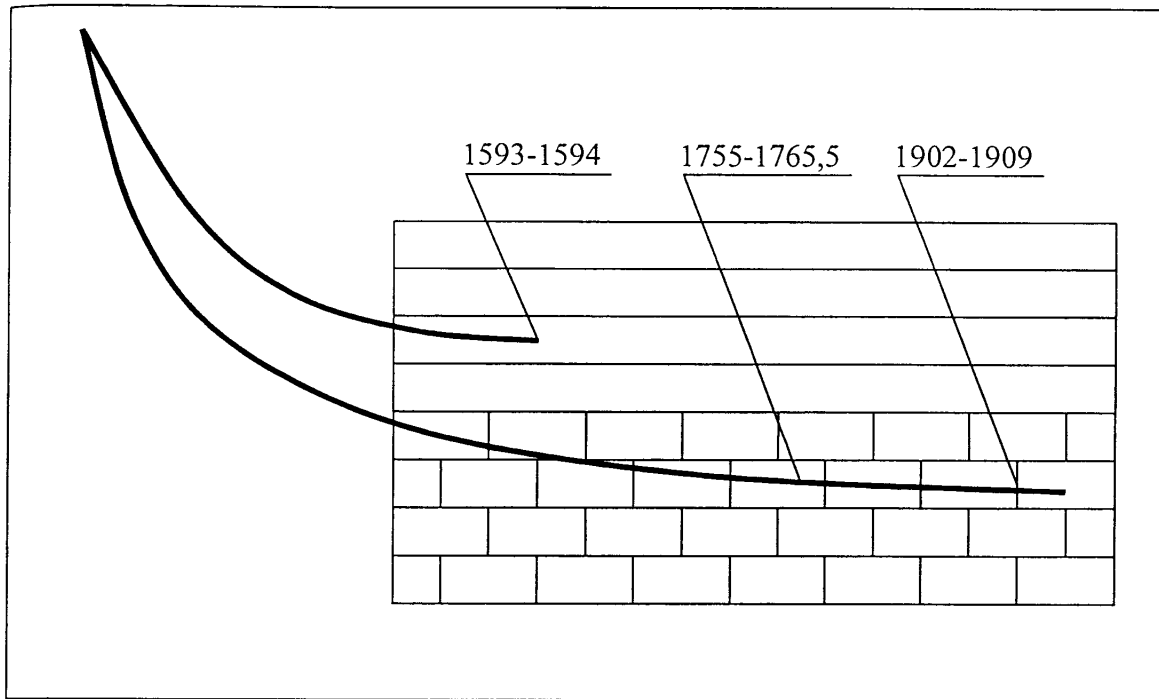


Рис. 5.2. Профіль свердловини № 3201^Г Бавлинської площі.

Попередні геофізичні дослідження показали, що вибій свердловини (1593 м) знаходиться в продуктивному пласті. Газовий фактор в процесі буріння був мінімальний, а по шламовому матеріалу зафіксовано наявність 20 % вапняку. Для уточнення знаходження горизонтальної ділянки ствола свердловини в продуктивному пласті було прийнято рішення про відбір керна. Виходячи з інтенсивності набору кривизни в цій свердловині використовували керноприймальний пристрій ПКГ-172/100-1 в компоновці з бурильною головкою ІНМ-АП 212,7/100-МС. В інтервалі 1593-1594 м був піднятий 1,0 м керна, який представлений пухкими малинівськими глинами. Це стало підставою для висновку, що горизонтальна ділянка ствола свердловини знаходиться не в продуктивному горизонті, а в його покрівлі. Подальші спроби скорегувати траєкторію ствола свердловини шляхом зменшення зенітного кута не привели до бажаного результату.

На основі отриманого кернавого матеріалу, технологічною службою Ленінгорського УБР було прийнято рішення про недоцільність подальшого буріння горизонтального ствола свердловини. В інтервалі 1320 м був встановлений цементний міст та проведене зарізання другого ствола свердловини. Після набору

кривизни та поглиблення горизонтального ствола свердловини повторно був відібраний керн в інтервалах 1755-1762,5 м і 1902-1909 м.

Заслуговують на увагу результати роботи в свердловині № 4196 Бурейкинської площі (рис. 5.3).

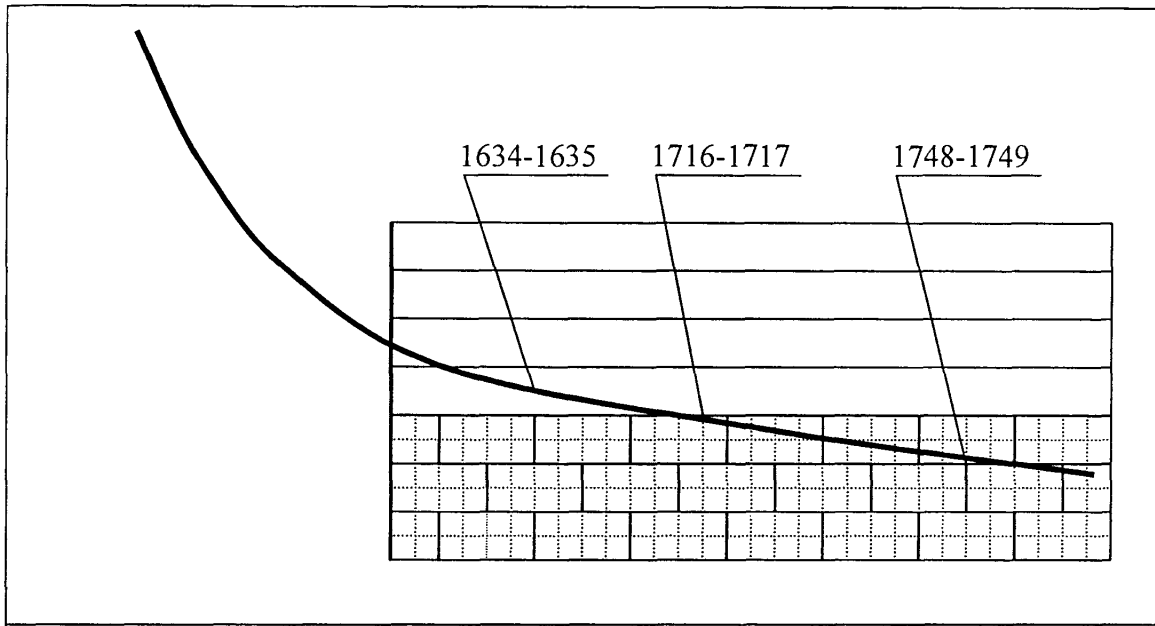


Рис. 5.3. Профіль свердловини № 4196 Бурейкинської площі.

Свердловина була пробурена з метою експлуатації покладів бобриківського продуктивного горизонту, який представлений нафтонасиченими пісковиками. Проектна глибина свердловини по стволу- 1746 м, зміщення 580 м. Перший відбір керна був визначений в інтервалі 1634-1635 м, в результаті якого був піднятий 1,0 м керна, що представлений щільним – глинистим, пухким алеволітом. Отже, горизонтальна ділянка ствола свердловини знаходиться не в продуктивному горизонті. Було прийняте рішення про подальше поглиблення горизонтальної ділянки до продуктивного пласта шляхом зменшення зенітного кута. Після проведення даних робіт в інтервалі 1635-1750 м (падіння кута) повторно був відібраний керн в інтервалах 1716-1717м, 1748-1749 м. Піднято 2,0 м керна (100%), який представлений пухкими, слабозцементованими, нафтонасиченими пісковиками.

На основі приведених вище даних слід зробити висновок, що відбір керна в горизонтальних ділянках дозволив провести корегування траєкторії свердловини в

продуктивному горизонті, що в свою чергу дозволило кратно збільшити дебіт нафти.

Отже, впровадження розробленого техніко-технологічного комплексу дозволило з високою ефективністю провести роботи по бурінню з відбором керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах. Слід також відмітити, що створені технічні засоби та технологічні заходи дозволяють відбирати орієнтований керн в різноманітних геолого-технічних умовах.

5.2. Оцінка економічної ефективності

За основу методики розрахунку економічної ефективності використання техніко-технологічного комплексу по відборі керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах взято високий процент виносу керна, що забезпечує високу інформативність свердловин. В такому випадку ми можемо мати максимальну та мінімальну ефективності.

Якщо свердловини розвідувальні або опорно-параметричні, то їх основною задачею являється вивчення геологічної будови. У відповідності до цього відбір керна являється першочерговою задачею. Високий процент виносу керна дає можливість обмежитися бурінням з відбором керна меншої кількості свердловин в порівнянні з традиційною технологією. У такому випадку можемо мати максимальну економічну ефективність, яка визначатиметься вартістю робіт по бурінню свердловини в даних геолого-технічних умовах. Для умов ВАТ "Укрнафта" при середній глибині свердловин 2500-3000м в регіоні ДДз вартість таких робіт в цінах 2003 року складає понад 3 млн. грн.

Для розрахунку мінімальної економічної ефективності скористаємося методикою розрахунку вартості одного лінійного винесеного метра керна. Для цього припустимо, що буріння проводиться в аналогічних гірничо-геологічних умовах, шарошковими бурильними головками одного типу ТКЗ, але в одному випадку керноприймальними пристроями типу „Недра”, а в іншому керноприймальними

пристроями типу ПКГ. Слід зауважити, що вартості бурильних головок та керноприймальних пристроїв рівні. Оскільки в керноприймальному пристрої типу ПКГ використовуються керновідривачі та кулькові підвіски удосконаленої конструкції, то їх ресурс значно вищий. Проведемо розрахунок вартості технічних засобів з розрахунку на 10,0 м буріння з відбором керна різними типами керноприймальних пристроїв.

Керноприймальний пристрій типу ПКГ

1. Проходка на одну бурильну головку К 212,7/100 ТКЗ -	10,0м
2. Розхід бурильних головок на 10,0 м проходки -	1 шт.
3. Проходка на один керновідривач КР-100 -	10,0м.
4. Розхід керновідривачів КР-100 на 10,0 м проходки -	1 шт.
5. Вартість бурильної головки К 212,7/100-ТКЗ -	9800 грн.
6. Вартість керновідривачів в КР-100-	1250 грн.
7. Вартість ремкомплекта (кулькова підвіска, перехідник) -	400 грн.
8. Вартість амортизації керноприймального пристрою	
ПКГ-172/100 з розрахунку на 10,0 м проходки -	4500 грн.
9. Всього затрат на технічні засоби (по п. 5-8) -	15950 грн.

Керноприймальний пристрій типу „Недра”

1. Проходка на одну бурильну головку К 212,7/80-ТКЗ -	10,0м
2. Розхід бурильних головок на 10,0 м проходки -	1 шт.
3. Проходка на один керновідривач КР-80	5,0 м.
4. Розхід керновідривачів КР-80 на 10,0 м проходки -	2 шт.
5. Вартість бурильної головки К 212,7/80 ТКЗ -	9800 грн.
6. Вартість керновідривачів КР-80 1000 x 2=	2000грн.
7. Вартість ремкомплекта (кулькова підвіска, перехідник) -	600 грн.
8. Вартість амортизації керноприймального пристрою	

ПКГ-172/100 з розрахунку на 10,0 м проходки -	3000 грн.
9. Всього затрат на технічні засоби (по п. 5-8) -	15400 грн.

Таким чином, вартість буріння з відбором керна керноприймальним пристроєм типу ПКГ складає 1595 грн на 1 м, а типу „Недра” 1540 грн. на 1м. Однак, ефективність відбору керна керноприймальними пристроями типу „Недра” в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах в ВАТ „Укрнафта” та АТ „Татнафта” складає відповідно 63,1% та 59,7% (розділ 1.4). З деякою похибкою можливо прийняти, що середній винос керна при бурінні керноприймальними пристроями типу „Недра” складає 62%. Цей показник при використанні розробленого техніко-технологічного комплексу складає 98,8% (табл. 5.1) Отже, враховуючи фактичний винос керна вартість одного винесеного лінійного метра керна складає для керноприймального присторою „Недра” $1540 \text{ грн.} / 0.62 = 2484 \text{ грн.}$, а для ПКГ $1595 \text{ грн.} / 0.988 = 1614 \text{ грн.}$ Отже, економія вартості матеріальних засобів на 1,0 м складає 870,0 грн. Об’єм впровадження техніко-технологічного комплексу складає 282,9 м, тобто загальна економія складає 246123 грн. Слід особливо зауважити, що інформативність кернового матеріалу кратно підвищується при виносі керна 80% і вище, чого не забезпечують традиційна технологія та техніка.

Висновки до розділу 5.

1. Розроблені в дисертаційній роботі технологічні заходи і технічні засоби пройшли промислово перевірку та впровадження в семи свердловинах в різноманітних геолого-технічних умовах буровими підприємствами України і Росії та довели високу ефективність відбору керна (98,8 %), при загальному об’ємі буріння з відбором керна 282,9 м та скоротили загальний час будівництва сверловин.

2. Вперше в світовій практиці проведено суцільний відбір 100,0 м керна в горизонтальній ділянці свердловини № 1073^Г Чегодаївська та 87,0 м керна в свердловині № 38275^Г Куакбашська з ефективністю 99-100% та проведена його орієнтація в просторі.

3. Розроблена методика розрахунку економічної ефективності підвищення виносу керна, що базується на вартості винесеного лінійного метра керна.

ВИСНОВКИ

У дисертації наведено теоретичне узагальнення і нове вирішення науково-практичної задачі відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах із врахуванням умов роботи. Одержано наступні основні результати.

1. Встановлено, що зенітний кут свердловини має вплив на ефективність процесу відбору, особливо в слабозцементованих, пухких, сильнотріщинуватих і кавернозних гірських породах.

2. На основі теоретичних розрахунків розроблено нову методику розрахунку та програмне забезпечення спеціальних компоновок з метою стабілізації та керування зенітним кутом свердловини при довгих інтервалах відбору керна, що визначає залежність місця розташування ковзаючого центратора на корпусі керноприймального пристрою у залежності від основних техніко-технологічних чинників провідки похило спрямованих і горизонтальних свердловин (кута нахилу свердловини, співвідношення між габаритними розмірами керноприймального пристрою, бурильної головки, ковзаючого центратора та вибійного двигуна, навантаження при бурінні з відбором керна).

3. У результаті експериментальних досліджень визначено раціональні конструкції найвідповідальніших вузлів і деталей керноприймальних пристроїв для відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах. Визначено матеріал виготовлення важільків керновідривачів та методику їх наплавки, конструкцію пружинок керновідривачів та на цій основі розроблені конструкції керновідривачів. Розроблено технічні засоби різного діаметра, габаритних розмірів для відбору керна в свердловинах з великими зенітними кутами в різноманітних геолого-технічних умовах, що забезпечують стабільно високий винос керна та скорочують час будівництва свердловин.

4. Завдяки удосконаленню технічних засобів та технологічних прийомів створена можливість відбору орієнтованого в просторі керна в свердловинах з великими зенітними кутами.

5. У результаті промислових досліджень визначені оптимальні навантаження на породоруйнівний інструмент, кількість подачі промивальної рідини та на їх основі розроблено основні методичні рекомендації по відбору керна в похило спрямованих та горизонтальних свердловинах.

6. Розроблені в дисертаційній роботі технологічні заходи і керноприймальні пристрої пройшли промислову перевірку та впровадження в семи свердловинах в різноманітних геолого-технічних умовах буровими підприємствами України та Росії довели високу ефективність відбору керна (98,8 %), при загальному об'ємі буріння з відбором керна 282,9 м та скоротили загальний час будівництва свердловин. Вперше в світовій практиці проведено суцільний відбір 187,0 м орієнтованого керна в горизонтальних ділянках свердловин № 1073 ^Г Чегодаївська та № 38275^Г Куакбашська.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бергштейн О.Ю., Великосельский М.А. Совершенствование методов и средств отбора керн в глубоком бурении. - М.: Недра, 1977. - 223 с.
2. Панов Б.Д., Бакунин В.Г. О влиянии некоторых факторов на величину отбора и состояние керн // Нефтяное хозяйство. - 1962. - № 1. - С. 21-26.
3. Алексеев Ю.Ф., Надеждин А.Д. Пути увеличения выноса керн. - М.: Гостоптехиздат, 1963.- 69 с.
4. Дороднов И.П., Халеев К.Л. Увеличение выноса керн при бурении глубоких скважин в осложненных условиях // НТС Бурение. - 1968.- № 5. - С. 6-8.
5. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. - М.: Недра, 1969. - 190 с.
6. Боднарук Т.М., Мандрус В.И., Марухняк Н.И. Опыт отбора керн на площадях Прикарпатья НТС, ВНИОЭНГ, сер. Бурение. - 1964. № 9.- С. 5-6.
7. Пути повышения выноса керн в роторном бурении Серия "Бурение" ВНИОЭНГ Обзорная информация вып. - 1968. - № 8. - 73 с.
8. Барабашкин И.И., Арутюнов Ю.Г. Техника и технология отбора керн на разведочных площадях Украины.- М.:ВНИОЭНГ, 1980.-15 с.
9. Толокнов И.И., Цехмейстренко Н.М., Орлов В.В. Технические средства и способы повышения выхода керн. - М.: ВИЭМС, 1973. - 85 с.
10. Лиманов Е.Л., Можеев Г.Г. О выходе керн при бурении в сложных условиях // Известия вузов, сер. Геология и разведка -1963. - № 9. - С.12-14.
11. Эдельман Я.А. Исследование и совершенствование техники отбора керн при бурении нефтяных и газовых скважин: Автореф. диссертации доктора техн. наук: 05.15.10., 05.04.07/ ВНИИБТ. - М., 1992. - 55 с.
12. Булнаев И.Б. Техника и технология отбора керн при разведочном бурении. - М.:Недра, 1974. -183 с.
13. Дороднов И.П. Влияние трещиноватости и дробимости пород на вынос керн. // Нефтяное хозяйство. - 1974.- № 4. - С. 16-20.

14. Пономарев П.П. Алмазное бурение в трещиноватых породах. - М.: Недра, 1985. - 145 с.
15. Рац М.В., Чернышов С.Н. Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород. - М.: Недра, 1975.- 35 с.
16. Барабашкин И.И., Лычев В.Н. Особенности отбора керна из трещиноватых пород палеозоя // РИТС Бурение,- М.: - 1981. - № 8.- С. 8-10.
17. Мандрус В.И. Исследование и совершенствование отбора керна при бурении глубоких скважин: Автореф. диссертации канд. техн. наук:05.15.10. / Уфимский нефтяной институт.- Уфа, 1974. - 20 с.
18. Панов Б.Д., Бакунин В.Г. Совершенствование техники и технологии отбора керна при бурении глубоких скважин. - М.: Недра, 1969. - 168 с.
19. Сулашкин С.С. Современные способы и средства отбора проб полезных ископаемых. - М.: Недра, 1970. – 248 с.
20. Беликов В.Г., Бородацкий И.Г., Хуршудеев В.А., Беликов В.В. Состояние работ по отбору керна из глубоких скважин и основные направления повышения их эффективности // Нефтяное хозяйство. - 1993.- № 8. - С. 17-18.
21. Панов Б.Д. Влияние диаметра керна на величину его выноса // Труды ВНИИНефть. - М., Гостоптехиздат, 1961. - №5.- С. 138-145.
22. Методическое руководство с отбором керна нефтяных и газовых скважин: РД 39-2-399-80. - М., ВНИИБТ, 1982. - 115 с.
23. Мессер А.Г. Разработка и совершенствование породоразрушающего инструмента для отбора керна в сверхглубоких скважинах: Автореф. диссертации кандидата тех. наук: 05.04.07 /ВНИИБТ. - М., 1986. - 24 с.
24. А.Г. Мессер. Лаборатория керноотборного инструмента и технических средств для бурения скважин ВНИИБТ // Нефтяное хозяйство. - 1998. - № 4. - С. 20-21.
25. Качуков В.В., Мессер А.Г. Результаты применения керноприемного устройства УКСБ 178/56-79 “Байкал-2”при бурении скважин в акватории озера Байкал // Нефтяное хозяйство. - 1998.- № 11. - С. 6-8.

26. Колонковый снаряд: А.с. 791925 СССР, Кл. Е 21 В 25/00. / М.А. Великосельский, Н.В. Конури́н, О.Ю. Бернштейн, Р.Б. Вугин (СССР). - №2000915/22-03; Заявлено 01.03.74; Оpubл. 30.12.80, Бюл. №48.
27. Колонковый снаряд: А.с. 791926 СССР, Кл. Е 21 В 25/00. / Г.В. Михайлов (СССР). №2608117/22-03; Заявлено 25.04.78; Оpubл. 30.12.80, Бюл. №48.
28. Тараканов Е.Н., Кудряшов Б.Б. Техника и технология разведочного бурения. - М.: Недра, 1993. - 280 с.
29. Никитин С.В. Исследование кернозахватных устройств колонковых снарядов и определение их рациональных типов для проводки скважин: Автореф. диссертации д-ра тех. наук: 05.15.10/ ВНИИБТ.- М., 1977. - 27 с.
30. Никитин С.В., Барабашкин И.И. Пути совершенствования рычажковых кернорвателей // Нефтяное хозяйство. - 1975. - №10, - С. 20-23.
31. Кернорватель: А.с. 599044 СССР, Кл. Е 21 В 25/00. / Ю.Е. Варсобин (СССР). - № 2422588; Заявлено 30.11.76; Оpubл. 25.03.78, Бюл. № 5.
32. Кернорватель: А.с. 448271 СССР, Кл. Е 21 В 25/00. / И.П. Дороднов (СССР). № 1499959/22-3; Заявлено 21.12.70; Оpubл. 30.01.74, Бюл. № 4.
33. Кернорватель: А.с. 2107148. РФ, МКИ Е 21 В 25/14. / Я.С. Гаврилов, Я.В. Кунцяк, Ю.В. Дубленич (UA) № 96111523/03; Заявлено 05.06.96; Оpubл. 20.03.98, Бюл. № 8.
34. Барабашкин И.И., Мизи́кин Г.И. Исследование механизма захвата и отрыва керна рычажковыми кернорвателями // РИТС Машины и нефтяное оборудование. -1981.- № 3. - С. 5-7.
35. Копылов В.Е. К вопросу о гашении поперечной вибрации колонковых и бурильных труб // Известия вузов. Сер. Нефть и газ.- М. -1967. -№ 2. - С. 39-44.
36. Фрыз И.М., Бли́знюков В.Ю., Фрыз И.Н. Компоновки и устройства для наклонно-направленных и горизонтальных скважин // НТЖ Бурение. - 1998.- № 8-9, - С. 5-7
37. Барабашкин И.И. Исследование и разработка высокоэффективного породоразрушающего инструмента с твердосплавным вооружением при бурении скважин на нефть и газ: Диссертация докт. техн. наук: 05.15.10. - М., 1987. - 300 с.

38. Бергштейн О.Ю. Экспериментальные исследования влияния вибраций и износа породоразрушающего инструмента на эффективность отбора керна при бурении в твердых абразивных породах (на примере бурения Кольской скважины СГ-3 в интервале 0-5 тысяч метров): Автореф. диссертации кандидата тех. наук: 05.15.10 /ВНИИБТ. - М., 1973. - 22 с.
39. Палий П.А., Корнеев К.Е. Буровые долота: Справочник. - М.: Недра, 1971. - 269 с.
40. Ясов.В.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Справочник. – Ужгород: Карпаты: 1983. – 200 с.
41. Гаврилов Я.С. Разработка и совершенствование породоразрушающего инструмента комбинированного для отбора керна при бурении скважин на нефть и газ: Автореф. диссертации кандидата тех. наук: 05.04.07/ ВНИИБТ. - М., 1988. - 24 с.
42. Мессер А.Г. Породоразрушающий инструмент для отбора керна. // Нефтяное хозяйство. - 1993. - № 9. - С. 8-9. Никитин С.В., Барабашкин И.И. Пути совершенствования рычажковых кернорвателей // Нефтяное хозяйство.- 1975. - № 10, - С. 20-23.
43. Гаврилов Я.С., Мессер А.Г., Сианка-Ибарра Л. Результаты исследований бурильных головок комбинированного действия для отбора керна в трещиноватых коллекторах. // Нефтяное хозяйство. - 1993. - № 1. - С. 17-19
44. Гельфгант М.Я. Исследование и разработка технологии отбора керна для условий бурения Кольской и Саатлинской скважин на глубине свыше 7000 метров: Автореф. диссертации кандидата тех. наук: 05.15.10 /ВНИИБТ - М., 1980. - 23 с.
45. Антаманов С.И., Силаев В.И. Влияние состава бурового раствора на качество и процент выноса керна // РИТС сер. Бурение. - М. 1980. - № 4. - С. 30-32.
46. Современная техника и технология отбора керна при алмазном бурении.- М.: 1974. - 47 с.
47. Результаты промышленных испытаний ДКНУ2-214/94 при отборе керна в продуктивных горизонтах // НТЖ бурение, - 1968. -№ 11. - С.16-17.

57. Двойной колонковый снаряд: А.с. 981573 СССР, Кл. Е 21 В 25/00. / Я.Н. Сайфуллин (СССР). - №3291722/22-03; Заявлено 20.05.81; Опубл. 15.12.82, Бюл. № 46.
58. Новые типы керноотборных снарядов / В.А Каплун, Б.А. Коснырев, А.В. Вершинин, Е.Я. Оксейнод, Б.Н Хахаев. / М., НТС Бурение 2001. - №1. - С.22-25.
59. Исаев М.И., Москалев Л.Л., Нефедов В.П. Зарубежные колонковые наборы для бурения со съёмными керноприемниками. Серия Техника и технология геологоразведочных работ М. 1973 г.- 128с.
60. Техника и технология отбора керна в странах дальнего зарубежья / Стефурак Р.И., Близнюков Ю.В., Мыслюк М.А., Островский С.А. / М., НТС Бурение. - 2001. - №1. - С.10-15.
61. Устройство для отбора ориентированного керна: А.с. 1494594 СССР, Кл Е 21 В 25/16/ Ф.А. Бобылов, Э.Н. Шехтман, И.Г. Мальяков, А.Я. Анищенко (СССР). - №4326022/23-03; Заявлено 06.11.86; Неопубл.
62. Способ отбора ориентированного керна: А.с. 1530745 СССР, Кл Е 21 В 25/16/ Я.А. Эдельман, Н.Г.Павлов, М.В.Готлиб, Д.В.Сурков (СССР). - № 4077663/22-03; Заявлено 20.06.86; Опубл. 23.12.89, Бюл. № 47.
63. Устройство для отбора ориентированного керна: А.с. 899846 СССР, Кл Е 21 В 25/16; Заявлено 10.03.80; Опубл. 23.01.82, Бюл. № 3.
64. Устройство для отбора многократноориентированного керна: А.с 1494594 СССР, Кл Е 21 В 25/16. / Ф.А. Бобылев, Э.Н.Шехтман, И.Г. Мальяков, В.А. Якунин (СССР). - №4326022/23-03; Заявлено 06.11.87г ; Неопубл.
65. Устройство для отбора многократноориентированного керна: А.с.1645447 СССР, Кл Е 21 В 25/16. / 1991г. Ф.А. Бобылев, Э.Н.Шехтман, И.Г. Мальяков, В.Д. Печерский (СССР). - № 4691836/03; Заявлено 15.05.89; Опубл. 30.04.91, Бюл. № 16.
66. Устройство для отбора многократноориентированного керна: А.с. 1087652 СССР, Кл Е 21 В 25/16. / Ф.А. Бобылев, Э.Н.Шехтман, И.Г. Мальяков, А.Я. Анищенко (СССР). - № 3578535/22-03; Заявлено 16.04.83; Опубл. 23.04.84, Бюл. № 15.

67. Устройство для отбора ориентированного керна: А.с. 883321 СССР, Кл Е 21 В 25/16. / Л.Г. Шолохов, О.В.Ошкордин, А.А. Бодрых (СССР). - № 2894584/22-03; Заявлено 13.03.80; Опубл. 23.11.81, Бюл. № 43.
68. Устройство для отбора ориентированного керна: А.с. 1088426 СССР, М Е 21 В 25/16./ Ф.А. Бобылев, И.Г. Мальяков, Э.Н.Шехтман (СССР). - № 3211659/22-03; Заявлено 04.12.80; Неопубл. Калинин А.Г. Искривление скважин. - М.: Недра, 1974.- 304 с.
69. Бронзов А.С., Смирнов А.П. Бурение наклонных скважин. - М.: Гостоп-техиздат, 1958. - 171 с.
70. Яремийчук Р.С., Семак Г.Г. Обеспечение надежности и качества стволов глубоких скважин. - М.: Недра, 1982. - 259 с.
71. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин. - М.: Недра, - 1990, - 345 с.
72. Разработка нефтяных месторождений с применением горизонтальных скважин / Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И., Рамазанов Р.Г., Фазлыев Р.Т., Нуреева Н.С. / НТЖ бурение. - 1998. - № 3-4. - С. 3-7.
73. Эффективность бурения горизонтальных скважин на месторождениях ОАО "Татнефть" / Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Гилязетдинов З.Ф., Юсупов И.Г., Абдрахманов Г.С. / Нефтяное хозяйство.- 1998, - №7. - С. 8-9.
74. Некоторые аспекты технологии бурения горизонтальных скважин на месторождениях Татарстана / Фаткуллин Р.Х., Вакула Я.В., Поваляев А.И., Юсупов И.Г. Нефтяное хозяйство. - 1998, - № 4. - С. 63-65.
75. Повышение эффективности доразработки многопластовых месторождений, сложенных терригенными коллекторами с применением горизонтального бурения / Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И., Рамазанов Р.Г., Хисамов Р.Б., Хамидулана А.Н. НТЖ бурение. - 1998, - № 3-4. - С. 7-11.
76. Опыт строительства горизонтальных скважин на месторождениях АНК "Башнефть" / Гибадуллин Н.З., Юхламов Р.Х., Гилязов Р.М., Самигуллин В.Х. - НТЖ бурение. - 1998, - № 3-4. - С. 11.

77. Наумов В.И. Опыт и проблемы строительства горизонтальных скважин в ОАО "Сургутнефтегаз". - НТЖ бурение. - 1998, - № 3-4. - С. 12-15.
78. Афанасьев С.В. Бурение горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов в ОАО "Удмуртнефть" // НТЖ бурение. - 1998. № 3-4. - С. 16-18.
79. Головащенко А.В. Строительство горизонтальных скважин на месторождениях о-ва Сахалин в ОАО "Роснефть-Сахалинморнефтегаз" // НТЖ бурение.- 1998. - № 3-4. - С. 22-25.
80. Оберкигер Джим. Будущее многоствольного бурения. // Нефтегазовые технологии. - 2001. - № 6. - С. 58-59.
81. Строительство глубокой горизонтальной скважины в Казахстане / Пронин Н.Ф., Морозов С.А., Несмеянов Г.Н., Козлов В.Г., Перевезенцев А.Н. - Нефтяное хозяйство. - 1998, - № 5. - С. 22-24.
82. Бурение горизонтальных скважин из эксплуатационных колонн диаметром 146 мм / Шайхутдинов Р.Т., Бирюков В.Е., Тимошин В.Г., Спиваковский Ю.И. Курнеев Е.М. / Нефтяное хозяйство. -1999. - № 6.- С.19-20.
83. Бронзов А.С., Васильев Ю.С., Шнелтер Г.А. Турбинное бурение наклонных скважин. - М.: Недра, 1998, -248 с.
84. Мессер А.Г., Повалихин А.С. Бурение горизонтальных стволов малого диаметра// НТЖ бурение. - 1999, - № 11-12. - С. 3-6.
85. Никитин Б.А., Мнацаканов А.В., Оганов Г.С. Особенности проектирования наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большим отклонением от вертикали при разработке морских нефтяных и газовых месторождений // НТЖ бурение.- 1998, - № 7. - С. 2-9.
86. Григулецкий В.Г. Зарезка и бурение дополнительных стволов из эксплуатационных колонн // НТЖ бурение. - 1998. - № 3-4. - С. 29-35.
87. Бурение горизонтального ствола из эксплуатационной колонны на шельфе Черного моря. / Мессер А.Г., Повалихин А.С., Рогачев О.К., Райхерт С.Л., Ильницкий Н.К., Козлов А.В., Глушич В.Г., Витрик В.Г. / Нефтяное хозяйство-1999. - №6 - С.9-10.

88. Досвід буріння бокового горизонтального стовбура в експлуатаційній колоні на Штормовому ГКР / Козлов А.В., Глушич В.Г., Вітрик В.Г., Ільницький М.К., Петунін О.Г., Мессер О.Г. / Нафтова і газова промисловість - 1999. - № 5. - С. 26-28.
89. Підвищуємо ефективність використання сировинної бази нафти і газу України / Довжок Е.М., Рубаха М.Г., Вітрик В.Г., Гушул В.В., Мрозек Є.Р., Мессер О.Г./ Нафтова і газова промисловість. - 2000. - № 5.- С. 23-25.
90. Буріння бокового горизонтального стовбура за вітчизняною технологією / Кунцяк Я.В., Новіков В.Д, Булатов К.В., Пилипець А.І., Бражина Г.Й, Лилак М.М., Мрозек Є.Р. / Нафтова і газова промисловість. - 2002.- №1. - С. 26-28.
91. Султанов Б.З., Ишемгужин Н.Х., Сорокин В.Н. Работа бурильной колонны в скважине. - М.: Недра, 1973. - 216с.
92. Лев О.М., Мрозек Р.Є. Визначення місця встановлення центратора при бурінні горизонтальних свердловин з відбором керна// Науковий висник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. - 2003. - №1. - С.18-21.
93. Мартинюк Д.М., Мрозек Р.Є. Вдосконалення важількових кернорвачів для відбору керну в похило-спрямованих та горизонтальних свердловинах // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2002.- №2. - С. 80-82.
94. Мрозек Р.Є. Експериментальні дослідження конструкції важількових кернорвачів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2002. - №4. - С.92-94.
95. Кернорвач. А.с. 51017А, Україна, Кл. Е 21В25/14 / Р.Н. Сейфи, Д.М. Мартинюк, Я.В. Кунцяк, Я.С. Гаврилов, Р.Є. Мрозек (UA) - 2001118172; Заявлено 29.11.01; Опубл. 16.09.02 Бюл. № 11.
96. Керноприймальний пристрій. А.с. 49398А. Україна, Кл. Е21 В 25/00. Р.Н. Сейфи, Д.М. Мартинюк, Я.В. Кунцяк, Я.С. Гаврилов, Р.Є. Мрозек (UA) - 2001118173; Заявлено 29.11.01; Опубл. 16.09.02 Бюл. № 9.

97. Кунцяк Я.В., Гаврилов Я.С., Дубленич Ю.В., Мартинюк Д.М., Мрозек Р.Е., Зубарев В.И., Куринов А.И. Технические средства для отбора керна из горизонтальных скважин. // Бурение и нефть. - 2003.- №3. - С. 40-42.
98. Дубленич Ю.В., Мрозек Р.Є. Пристрій для орієнтованого відбору керна в горизонтальних свердловинах // Розробка і розвідка нафтових і газових родовищ. Івано-Франківськ. - 1999. - № 36. - С. 44-49.
99. Кунцяк Я.В., Гаврилов Я.С., Мрозек Р.Є., Муслімов Р.Х., Назіпов А.К., Хісамов Р.С., Нафіков А.З. Буріння з відбором керна в в горизонтальних стовбурах свердловин ВАТ „Татнефть” // Нафтова і газова промисловість. -2003.- №3. – С. 37-38.
100. Кунцяк Я.В., Мрозек Р.Є., Мартинюк Д.М. Особливості відбору керна в похило-спрямованих і горизонтальних свердловинах на родовищах ВАТ „Укрнафта” // Мінеральні ресурси України. -2002. - №3.- С.30-31.
101. Кунцяк Я.В., Гаврилов Я.С., Дубленич Ю.В., Мартинюк Д.М., Мрозек Р.Є., Зубарев В.І., Куринов А.І. Технічні засоби буріння нафтових і газових свердловин // Нафтова і газова промисловість. -2003. - № 3. - С. 42-44.
102. Кунцяк Я.В., Мартинюк Д.М., Мрозек Р.Є. Промислові випробування технічних засобів для відбору керну в похило-спрямованих та горизонтальних свердловинах. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2001. - № 1. - С. 84-85.
103. Кунцяк Я.В., Мартинюк Д.М., Мрозек Р.Є. Відбір керна в горизонтальній свердловині малого діаметра // Нафтова і газова промисловість. - 2002.- №4. - С. 22-23.
104. Відбір керна в свердловинах малого діаметра / Я.В.Кунцяк, Р.Є. Мрозек, Д.М. Мартинюк // Матеріали 7-ої Міжнародної науково-практичної конференції „Нафта і газ України- 2002”. Тези- м. Київ, 2002. –С.351-352.
105. Кунцяк Я.В., Мрозек Р.Є, Новіков В.Д. Коригування траєкторії свердловини за результатами відбору керна // Збірник наукових праць ВАТ “УкрНГІ”. К.: - - № 1 , - С. 16-20.

ДОДАТКИ

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный директор
АО «НИИКБ бурового инструмента»



Я.В. Кунцяк

2002 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Додаток А

Главный инженер
Лениногорского



Момот

«03» декабря 2002 г.

А К Т

о результатах проведения работ по бурению с отбором керна в горизонтальном участке скважины № 3201^Г Бавлинского месторождения

Настоящий акт составлен о том, что согласно «Программы проведения работ по бурению с отбором керна в горизонтальном участке ствола скважины № 3201^Г Бавлинского месторождения» специалистами АО «НИИКБ бурового инструмента» совместно с Лениногорским УБР проводился отбор ориентированного в пространстве керна Ø100 мм в горизонтальном участке скважины № 3201^Г Бавлинского месторождения.

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ РАБОТ

- 1.1. Отбор керна производили с целью определения направления трещиноватости коллектора, уточнения литологии и параметров пласта в соответствии с «Мероприятиями по выполнению геологического задания в области керна, образцов СКМ, испытания пластов КИИ – 146 для обеспечения прироста запасов нефти и доразведки перспективных участков и горизонтов на разрабатываемых площадях и прилегающих к ним зонах», а также согласно договора № 06/96 (научно-технического обеспечения работ по отбору керна увеличенного диаметра, устройством «КЕМБРИЙ» на бурящихся скважинах АО «ТАТНЕФТЬ» с целью повышения эффективности подсчета запасов).
- 1.2. В основные задачи работы входило: создание и усовершенствование керноотборной техники; отработка технологии отбора керна в горизонтальных участках ствола скважины; исследование процесса образования сохранности керна с целью эффективной проводки горизонтальных участков скважины; апробация методики первичной ориентации кернового материала в пространстве и надежной его маркировки для последующего изучения.

2. ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ

- 2.1. Для решения поставленных задач специалистами АО «НИИКБ бурового инструмента» совместно с Лениногорским УБР был разработан комплекс технико-технологических мероприятий, который включал:

- 2.1.1. Выбор и научное обоснование КНБК, соответствующей условиям свободного перемещение по искривленным участкам скважины и обеспечивающей надежную стабилизацию зенитного угла в процессе углубления с отбором керна.
- 2.1.2. Разработку, изготовление и поставку:
- керноприемных устройств УКГ-172/100;
 - бурильных головок ИСМ АП 212,7/100 МС с усиленной калибрующей частью вооружения;
 - кернорвателей, обеспечивающих равномерную нагрузку при отрыве и удержании керна.

3. МЕСТО И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

- 3.1. Работы проводились на скважине № 3201^Г Бавлинского месторождения в интервале турнейского горизонта при глубине по стволу 1593,0-1909,0 м.
- 3.2. Параметры ствола скважины в интервале отбора керна:
- азимут $250 - 251^{\circ}$.
 - зенитный угол $77 - 89^{\circ}$.
- 3.3. КНБК при отборе керна:
- бурголовка ИСМ АП 212,7/100 МС;
 - керноприемное устройство УКГ-172/100;
 - винтовой забойный двигатель Д5-172.
- 3.4. Режим бурения:
- осевая нагрузка $G = 30 - 60$ кН;
 - частота вращения $n = 2$ с⁻¹;
 - расход промывочной жидкости $Q = 0,036$ м³/с.
- 3.5. Параметры промывочной жидкости:
- плотность $\gamma = 1140 - 1160$ кг/м³;
 - условная вязкость $T = 32 - 40$ сек.;
 - водоотдача $V = 6 - 8$ см³ за 30 мин.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

- 4.1. Всего с отбором керна в разбуриваемом интервале пройдено 15,1 м при средней механической скорости бурения 3,0 м/ч.
- 4.2. Вынос керна составил 14,8 м или 98,0%. Произведено 7 рейсов, причем в 6 из них вынос керна составил 100% .
- 4.3. Поднятый керн был ориентирован в пространстве.
- 4.4. Исследованием ресурса керноотборного инструмента и его основных узлов установлена их высокая эффективность и работоспособность. Весь интервал пройден одной бурильной головкой ИСМ АП 212,7/100 МС, которая осталась пригодной для дальнейшего использования. Радиальные и осевые люфты шаровой опоры за 13 часов работы практически не были обнаружены. Ресурс кернорвателей составил 2÷3 рейса. Износ роликов, центрирующих керноприемник в корпусе керноприемного устройства, не превысил 1,0 мм.
- 4.5. Результаты работ по каждому рейсу приведены в табл. № 1.

Таблица 1.

Результаты отбора керна на скважине № 3201^Г Бавлинского месторождения

№	Интервал, м		Керноприемное устройство	Показатели углубления				
	от	до		Проходка, м	Время мех. бурения, ч	Мех. ск-ть, м/ч	Вынос керна, м, %	
1	1593,0	1594,0	УКГ172\100-2	1,0	0,25	4,0	1,0	100
	1594,0	1755,0	Интервал бурения сплошным забоем					
2	1755,0	1757,5	УКГ172\100-3	2,5	0,42	6,0	2,5	100
3	1757,5	1760,0	УКГ172\100-3	2,5	0,42	6,0	2,5	100
4	1760,0	1762,5	УКГ172\100-3	2,5	0,83	3,0	2,2	80
	1762,5	1902,0	Интервал бурения сплошным забоем					
5	1902,0	1904,7	УКГ172\100-3	2,5	1,19	2,1	2,5	100
6	1904,7	1907,4	УКГ172\100-3	2,5	1,25	2,0	2,5	100
7	1907,4	1909,0	УКГ172\100-3	1,6	0,74	2,15	1,6	100
Всего				15,1	5,1	3,0	14,8	98,0

5. ВЫВОДЫ

- 5.1. Применение разработанных технико-технологических мероприятий позволило решить на высоком уровне поставленную задачу отбора керна в горизонтальном участке скважины протяженностью 15,1 м.
- 5.2. Отмечена высокая работоспособность узлов и в целом керноприемных устройств УКГ-172/100, что позволяет решать подобные задачи в аналогичных горно-геологических условиях.
- 5.3. Конструкция керноприемного устройства позволила извлечь из горизонтального участка скважины минимально разрушенный керн.
- 5.4. Проводимые в процессе отбора керна преднамеренные изменения режима бурения позволили отобранный керн с высокой достоверностью ориентировать в пространстве.
- 5.5. Экспериментальная бурильная головка ИСМ АП 212,7/100 МС обеспечила проходку с отбором керна в объеме 15,1 м при выносе 98%, средней механической скорости бурения по интервалах 3,0 м/ч, что превышает показатели серийных буроловок ИСМ.

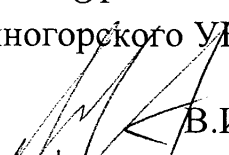
От

АО «НИИКБ бурового инструмента»

Гл. конструктор  Д.М. МартынюкЗав. отделом  Р.Е. Мрозек

От

Лениногорского УБР

Гл. технолог  В.И. ЗубаревГл. геолог  Н.Н. Хабибуллин

Затверджую

Додаток Б Затверджую

Генеральний директор
ЗАТ "НДІКБ бурового

інструменту" Я.В. Кунцяк

"07" БЕРЕЗНЯ 2001 р.

Головний інженер
Прилуцького УБР

 С.М. Шапаняк
"07" БЕРЕЗНЯ 2001 р.


А К Т

По результатах робіт відбору керна в похило-спрямованій
та горизонтальній ділянках свердловини
№ 155 Качанівського родовища.

Даний акт складений про те, що згідно з "Програмою проведення робіт по відбору керна в похило-спрямованій та горизонтальній ділянці свердловини № 155 Качанівського родовища" спеціалістами ЗАТ "НДІКБ бурового інструменту" в співпраці з Прилуцьким УБР в період з 15.01.2001 р. по 01.03.2001 р. проводився відбір орієнтованого керна Ø 52 мм в похило-спрямованій та горизонтальній ділянці свердловини № 155 Качанівського родовища.

1. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ РОБІТ.

1.1. Відбір орієнтованого в просторі керна проводили з метою визначення колекторських властивостей пласта, в напрямку простирання пласта в 8 м від його покрівлі, уточнення літології та параметрів пласта.

1.2. В основні задачі входило також промислове випробування техніко-технологічного комплексу по відборі керна в похило-спрямованих та горизонтальних свердловинах, дослідження працездатності та надійності основних вузлів керноприймального пристрою, апробація методу орієнтування керна в просторі.

2. ПІДГОТОВКА ДО РОБОТИ.

2.1. Для вирішення поставленої задачі спеціалістами ЗАТ "НДІКБ бурового інструменту" разом з спеціалістами Прилуцького УБР був розроблений комплекс робіт, що включав:

2.1.1. Вибір та наукове обґрунтування КНБК, яке б дозволяло вільно переміщуватись в інтервалах набору кривизни, та забезпечення стабілізації зенітного кута в процесі поглиблення з відбором керна.

2.1.2. Розробку, виготовлення, та поставку:

- керноприймального пристрою ПКГ 106/52;
- бурильної головки ИСМ АП 118/52 МС з посиленою калібруючою частиною озброєння;
- кернорвачів КР-52, які забезпечують рівнонавантаженість при відриві та підйомі керна.

3. МІСЦЕ ТА УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ.

3.1. Роботи проводились в свердловині № 155 Качанівського родовища в інтервалі кам'яновугільного горизонту, на глибині 2117-2198 м.

3.2. Параметри стовбура свердловини в інтервалі відбору керна були наступні:

- азимут 150° ;
- зенітний кут $44-91^{\circ}$;
- інтервал нафтонасичених пісковиків.

3.3. КНБК при відборі керна:

- бурголовка ИСМ 118/52 МС ($L=0,3$ м);
- керноприймальний пристрій ПКГ 106/52 ($L=1,38 - 2.4$ м);
- гвинтовий вибійний двигун Д1-105 ($L=3.75$ м).

3.4. Режим буріння:

- осьове навантаження $G=2-3$ кН;
- частота обертів $n=2$ с⁻¹;
- розхід промивної рідини $Q = 0,008$ м³/с.

3.5. Параметри промивної рідини:

- густина $\gamma= 1160$ кг/м³;
- умовна в'язкість $T= 45$ с;
- водовіддача $V= 4$ см³ за 30 хв.

4. РЕЗУЛЬТАТИ РОБІТ.

4.1 Загальна проходка склала 24,6 м а вихід керна 22,25 (91%). Зроблено 18 довбань, причому в 12 з них вихід керна склав 100%.

4.2 Піднятий керн був орієнтований в просторі, що підтвердтло на практиці методичні розробки НДКБ Бі по відбору орієнтованого керна в похило-спрямованих та горизонтальних свердловинах.

4.3. Дослідженням ресурсу керновідбірного інструменту та його основних вузлів встановлена їх висока надійність та довговічність. Так після проходки 24,6 м люфти підвіски керноприймального пристрою не були відмічені, ресурс кернорвачі склав 3-5 рейсів.

4.4. Результати робіт по кожному рейсу приведені в таблиці.

РЕЗУЛЬТАТИ ВІДБОРУ КЕРНА НА СВЕРДЛОВИНІ № 155
КАЧАНВСЬКОГО РОДОВИЩА.

№	Інтервал відбору керна, м		Проходка	Вихід керна		Характеристика порід
	від	до		м	%	
1	2117,0	2117,9	0,9			0,9 пісковик
2	2123,0	2124,0	1,0	1,0	100	0,5 пісковик 0,5 глина
3	2124,0	2125,0	1,0	0,5	50	зелена глина
4	2125,0	2126,0	1,0	1,0	100	0,5 глина 0,5 пісковик
5	2126,0	2127,0	1,0	0,6	60	зелена глина
6	2127,0	2151,0	1,0	1,0	100	пісковик
	2151,0	2152	1,0	1,0	100	пісковик
7	2152,0	2153	1,0	0,5	50	пісковик
8	2153,0	2154,0	1,0	0,95	95	вапняк
9	2154,0	2155,0	1,0	1,0	100	пісковик
10	2155,0	2157,0	2,0	2,0	100	пісковик
11	2157,0	2159,0	2,0	2,0	100	пісковик
	2159,0	2161,0	2,0	2,0	100	пісковик
12	2161,0	2163,0	2,0	1,6	80	пісковик
13	2163,0	2165,0	2,0	1,5	75	пісковик
14	2165,0	2167,0	2,0	2,0	100	1,0 пісковик 1,0 аргеліт
15	2167,0	2169,0	2,0	2,0	100	аргеліт
16	2197,3	2198,0	0,7	0,7	100	пісковик
ВСЬОГО:			24,6	22,25	91	

5. ВИСНОВКИ

5.1. Розроблений техніко-технологічний комплекс дозволив вирішити на поточному рівні унікальну задачу відбору керна в похило-спрямованій та горизонтальній свердловині малого діаметра.

5.2. Відмічена висока працездатність керноприймального пристрою ПКГ 106/52, що дозволяє вирішувати задачі в подібних гірко-геологічних умовах.

5.3. Конструкція керноприймального пристрою ПКГ 106/52 дозволила підняти мінімально зруйнований керн.

5.4. Заходи, що проведені в процесі відбору дозволили провести орієнтацію керна в просторі.

5.5. Експериментальна бурильна головка ИСМ АП 118/52 МС забезпечила проходку з відбором керна в об'ємі 24,6 м при виносі керна 91%.

Від

ЗАТ "НДІКБ бурового інструменту"

Гол. конструктор  Д.М. Мартинюк

Гол. технолог  К.В. Булатов

Інж.-технолог  Р.С. Мрозек

Від

Прилуцького УБР

Нач. ЦІТС  Ю.П. Альчібаєв

Нач. вир. Відділу  Ю.П. Кравценюк

Гол. геолог  М.П. Дрофа

Додаток В

Затверджую

Генеральний директор
ЗАТ "НДКБ бурового
інструменту"

Я.В. Кунцяк
Я.В. Кунцяк
"15" січня 2002 р.

Затверджую



Начальник
ДОЛІНСЬКЕ
УПРАВЛІННЯ
БУРОВИХ
РОБІТ
Св. № 90142823

Б.Й. Вовків
Б.Й. Вовків

"15" січня 2002 р.

А К Т

По результатах робіт відбору керна в похило-спрямованій
ділянці свердловини
№ 172 Південно-Панасівського родовища.

Даний акт складений про те, що згідно з "Програмою проведення робіт по відборі керна в похило-спрямованій ділянці свердловини № 172 Південно-Панасівського родовища" спеціалістами ЗАТ "НДКБ бурового інструменту" в співпраці з Долинським УБР в період з 12.11.2001 р. по 22.11.2001 р. проводився відбір керна Ø 100 мм в похило-спрямованій ділянці свердловини № 172 Південно-Панасівського родовища .

1. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ РОБІТ.

- 1.1. Відбір керна в похило-спрямованій ділянці свердловини проводили з метою визначення колекторських властивостей пласта, уточнення літології та параметрів пласта.
- 1.2. В основні задачі входило також промислове випробування техніко-технологічного комплексу по відборі керна в похило-спрямованих свердловинах, дослідження працездатності та надійності основних вузлів (кулькової підвіски, керновідривачів) керноприймального пристрою ПКГ 172\100.

2. ПІДГОТОВКА ДО РОБОТИ.

- 2.1. Для вирішення поставленої задачі спеціалістами ЗАТ "НДКБ бурового інструменту" разом з спеціалістами Долинського УБР був розроблений комплекс робіт, що включав:
 - 2.1.1. Вибір та наукове обґрунтування КНБК, яке б дозволяло вільно переміщуватись в інтервалах набору кривизни, та забезпечення стабілізації зенітного кута в процесі поглиблення з відбором керна.
 - 2.1.2. Розробку, виготовлення, та поставку:

- керноприймального пристрою ПКГ 172/100;
- бурильних головок К 212,7\100 ТКЗ;
- кулькових підвісок, вдосконаленої конструкції, що враховують умови роботи в похило-спрямованій ділянці свердловини;
- кернорвідривачів, які забезпечують рівнонавантаженість при відриві та підйомі керна.

3. МІСЦЕ ТА УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ.

- 3.1. Роботи проводились на свердловині № 172 Південно-Панасівського родовища в інтервалі серпуховського горизонту, на глибині 2684,0- - 2712,8 м.
- 3.2. В інтервалі відбору керна зенітний кут стовбура свердловини склав 50° .
- 3.3. Гірські породи в інтервалі відбору керну були представлені перешаруванням аргилітів різної пористості, кавернозності, та пісковиків.
- 3.4. КНБК при відборі керна:
- бурильна головка К212,7\100 ТКЗ;
 - керноприймальний пристрій ПКГ 172/100;
 - гвинтовий вибійний двигун Д5-172.
- 3.1. Режим буріння:
- осьове навантаження $G=50-60$ кН;
 - частота обертань $n=2$ с⁻¹;
 - розхід промивної рідини $Q = 0,040-0,042$ м³/с.
- 3.2. Параметри промивної рідини:
- густина $\gamma= 1.15$ кг/м³;
 - умовна в'язкість $T= 55-58$ с;
 - водовіддача $V= 4-4,5$ см³ за 30 хв.

4. РЕЗУЛЬТАТИ РОБІТ.

- 4.1. Всього з відбором керна пройдено в похило-спрямованій ділянці стовбура 28,8 м, пичому вихід керну у всіх довбаннях склав 100%.
- 4.3. Дослідженням ресурсу керновідбірною інструменту та його основних вузлів встановлена їх висока надійність та довговічність. Так, після проходки 28,8 м, і загального часу буріння 64,35 год підвіска керноприймального пристрою залишилась придатною до використання, ресурс роботи кернорвачів склав 25-30 год.
- 4.2. Результати робіт по кожному рейсу приведені в таблиці .

РЕЗУЛЬТАТИ ВІДБОРУ КЕРНА НА СВЕРДЛОВИНІ № 172 ПІВДЕННО-
ПАНАСІВСЬКОГО РОДОВИЩА

№	Інтервал відбору керна, м		Проходка	Вихід керна		Характеристика порід
	від	до		м	%	
1	2684,0	2688,0	4,0	4,0	100	аргиліти
2	2688,0	2692,0	4,0	4,0	100	аргиліти
3	2692,0	2696,6	4,6	4,6	100	аргиліти
4	2696,6	2703,2	6,6	6,6	100	аргиліти
5	2703,2	2706,8	3,6	3,6	100	аргиліти
6	2706,8	2712,8	6,0	6,0	100	пісковик
ВСЬОГО:			28,8	28,8	100	

5. ВИСНОВКИ

5.1. Розроблений техніко-технологічний комплекс дозволив вирішити задачу відбору керна в похило-спрямованій свердловині з 100%-ю ефективністю.


5.2. Відмічена висока працездатність керноприймального пристрою ПКГ 72/100 в цілому, та окремих його окремих вузлів: кернорвачів, підвіски що дозволяє вирішувати задачі в подібних гірничо-геологічних, та технічних умовах.

5.3. Конструкція керноприймального пристрою ПКГ 172/100 дозволила підняти мінімально зруйнований керн.

Від

АТ "НДКБ бурового інструменту"

гол. конструктор  Д.М. Мартинюк

ав. Відділом  Р.Є. Мрозек

Від

Долинського УБР

Гол. Інженер  І.О. Новак

Гол. Геолог  М.Л. Яслер

«ТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор
АО «НИИКБ бурового инструмента»
Я.В. Кунцяк
2001 г.


«УТВЕРЖДАЮ»
Додаток Д

Главный инженер Лениногорского
УБР ООО «Татнефть-Вурган»
В.И. Момот
2001 г.



А К Т

о результатах проведения работ по бурению с отбором керна в наклонно-направленном участке скважины № 38275г Куакбашской площади.

Настоящий акт составлен о том, что согласно «Программы проведения работ по бурению с отбором керна в наклонно-направленном участке ствола скважины № 38275г Куакбашской площади» специалистами АО «НИИКБ бурового инструмента» совместно с Лениногорским УБР в период с 20 июня по 3 августа 2001 года проводился отбор ориентированного керна Ø 100 мм в наклонно-направленном участке ствола скважины № 38275г Куакбашской площади.

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ РАБОТ

- 1.1. Отбор ориентированного в пространстве керна производили с целью определения направления трещиноватости коллектора, уточнения литологии и параметров пласта в соответствии с договором А 1.4\01 «Научно-техническое обеспечение работ по отбору керна увеличенного диаметра устройством «Кембрий» на бурящихся скважинах с целью повышения эффективности подсчетом запасов нефти», утвержденного АО «Татнефть» 09.04.2001 г.
- 1.2. В основные задачи работы входило исследование технологии и керно-отборной техники и способности их к эффективной проводке протяженных наклонно-направленных участков с одновременной стабилизацией зенитного угла, апробацией методики первичной ориентации кернового материала в пространстве и надежной его маркировки для последующего изучения.

2. ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ

- 2.1. Для решения поставленных задач специалистами АО «НИИКБ бурового инструмента» совместно с Лениногорским УБР был разработан комплекс технико-технологических мероприятий, который включал:
 - 2.1.1 Выбор и научное обоснование КНБК, соответствующей условиям свободного перемещение по искривленным участкам скважины и обеспечивающей надежную стабилизацию зенитного угла в процессе углубления с отбором керна.
 - 2.1.1.1. Разработку, изготовление и поставку:

- керноприемных устройств УКГ-172/100;
- бурильных головок ИСМ АП 212,7/100 МС с усиленной калибрующей частью вооружения;
- кернорвателей, обеспечивающих равнонагруженность при отрыве и удержании керна.

3. МЕСТО И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

- 3.1. Работы проводились в скважине №38275г Куакбашской площади в интервале башкирского горизонта на глубине 939-1030 м.
- 3.2. Параметры ствола скважины в интервале отбора керна составляли:
 - азимут 190^0 .
 - зенитный угол $71 - 72^0$.
 - в интервале нефтенасыщенного карбонатного коллектора.
- 3.3. КНБК при отборе керна:
 - бурголовка ИСМ АП 212,7/100 МС (L – 0,3м);
 - керноприемное устройство УКГ-172/100 (L – 4,5 м);
 - винтовой забойный двигатель Дв-172 (L – 7,5 м);
 - колонна бурильных труб.
- 3.4. Режим бурения:
 - осевая нагрузка $G = 50 - 60$ кН;
 - частота вращения $n = 2$ с⁻¹;
 - расход промывочной жидкости $Q = 0,012$ м³/с.
- 3.5. Параметры промывочной жидкости:
 - плотность $\gamma = 1100 - 1200$ кг/м³;
 - условная вязкость $T = 25 - 26$ сек.;
 - водоотдача $V = 5 - 6$ см³ за 30 мин.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

- 4.1. Всего с отбором керна в разбуриваемом интервале пройдено 87,0 м средней скорости 1,22 м/ч
- 4.1 Вынос керна составил 87 м или 100%. Всего сделано 25 рейсов, причем во всех вынос керна составил 100%.
- 4.2 Поднятый керн был ориентирован в пространстве.
- 4.3 Применяемая КНБК обеспечила стабилизацию зенитного угла в заданном коридоре допуска. В интервале протяженностью 91 м падение угла не было отмечено и угол оставался в пределах $71-72^0$.
- 4.4 Исследованием ресурса керноотборного инструмента и его основных узлов установлена высокая эффективность и работоспособность. Так интервал 71 м пройден одной бурильной головкой ИСМ АП 212,7/100 МС № 3491, а последующие 16 м были пройдены бурильной головкой ИСМ АП 212,7/100 МС № 3495 оставшейся пригодной для дальнейшего использования, радиальные и осевые люфты шаровой опоры за 72.9 часа работы практически не были обнаружены, ресурс кернорвателей составил 5-7 рейса. Износ ОЦЭ, расположенных на корпусе керноприемного устройства (плавающий центратор) и на забойном двигателе составил 2 –

2.5 мм, а роликов, центрирующих керноприемник в корпусе керноприемного устройства, не превысил 1,0 мм

4.5 Результаты работ по каждому рейсу приведены в табл. № 1.


5 ВЫВОДЫ

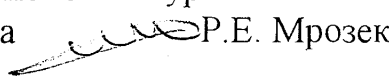
- 5.1 Применение разработанных технико-технологических мероприятий позволило решить на достаточно высоком уровне уникальную задачу отбора керна в наклонно-направленном участке скважины протяженностью 87 м.
- 5.2 Отмечена высокая работоспособность узлов и в целом керноприемного устройства УКГ-172/100, позволяющего решать подобные задачи в аналогичных горно-геологических условиях.
- 5.3 Использование рекомендованной КНБК, включающей плавающий центратор керноприемного устройства, достигнута заданная стабилизация зенитного угла и направления участка скважины.
- 5.4 Конструкция керноприемного устройства позволила извлечь из горизонтального участка скважины минимально разрушенный керн.
- 5.5 Проводимые в процессе отбора керна преднамеренные изменения режима бурения позволили отобранный керн с высокой достоверностью ориентировать в пространстве.
- 5.6 Бурильные головки ИСМ АП 212,7/100 МС обеспечили проходку с отбором керна в объеме 87 м при выносе 100 %, средней механической скорости бурения по интервалу 1,22 м/ч, что превышает показатели серийных буроловок ИСМ.

От

НИИКБ бурового инструмента

Директор  Я.В. Гаврилов

Гл. конструктор  Д.М. Мартынюк

Нач. отдела технологии бурения
с отбором керна  Р.Е. Мрозек

От

Лениногорского УБР

Гл. технолог  В.И. Зубарев

Гл. геолог  Н.Н. Хабибуллин

Зам. нач. ПТО  А.И. Куринов

Нач. ПТО  И.И. Кагарманов

Таблица 1.

Интервал бурения		Номер бур. головки, ИСМ-АП 212,7/100 МС	Показатели углубления				
от	до		проходка, м	время мех. бурения, ч	мех. ск-ть, м/ч	Вынос керна, м, %	
939	943	№3491	4.0	2,5	1.6	4.0	100
943	947	№3491	4.0	1,5	2.66	4.0	100
947	951	№3491	4.0	3,1	1.29	4.0	100
951	955	№3491	4.0	2,1	1.9	4.0	100
955	959	№3491	4.0	2,0	2.0	4.0	100
959	962.7	№3491	3.7	2,5	1.48	3.7	100
962.7	964	№3491	1.3	0,8	1.63	1.3	100
964	967	№3491	3.0	4,4	0.68	3.0	100
967	968	Интервал бурения сплошным забоем					
968	970.5	№3491	2.5	4,1	0.61	2.5	100
970.5	974.5	№3491	4.0	3,5	1.14	4.0	100
974.5	978.5	№3491	4.0	3,0	1.33	4.0	100
978.5	982.5	№3491	4.0	2,8	1.43	4.0	100
982.5	986.8	№3491	4.3	2,1	2.05	4.3	100
986.8	991	№3491	4.2	2,1	2.1	4.2	100
991	995	№3491	4.0	2,0	2.0	4.0	100
995	999	№3491	4.0	3,9	1.03	4.0	100
999	1003	№3491	4.0	3,5	1.14	4.0	100
1003	1007	№3491	4.0	5,5	0.73	4.0	100
1007	1011	№3491	4.0	4,4	0.9	4.0	100
1011	1015	№3495	4.0	2,9	1.38	4.0	100
1015	1018	Интервал бурения сплошным забоем					
1018	1020.5	№3495	2.5	3,0	0.83	2.5	100
1020.5	1022.5	№3495	2.5	3,2	0.78	2.5	100
1022.5	1024.8	№3495	2.3	2,3	1.0	2.3	100
1024.8	1027.3	№3495	2.5	2,1	1.19	2.5	100
1027.3	1030	№3495	2.7	2,0	1.35	2.7	100
Всего			87	71,3	1.22	87	100

Главный геолог Лениногорского УБР



Н.Н. Хабибуллин

Главный технолог Лениногорского УБР



В.И. Зубарев

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор
АО «НИИКБ бурового инструмента»

И. В. Кунцяк
21 » августа 2001 г.

«УТВЕРЖДАЮ»
Додаток Е

Главный инженер Лениногорского
УБР ООО «Татнефть-Бурение»

В. И. Момот
«08» августа 2001 г.

**А К Т**

**о результатах проведения работ по бурению с отбором керна в
горизонтальном участке скважины
№ 1073г Чагодайского месторождения**

Настоящий акт составлен о том, что согласно «Программы проведения работ по бурению с отбором керна в горизонтальном участке ствола скважины № 1073г Чагодайского месторождения» специалистами АО «НИИКБ бурового инструмента» совместно с Лениногорским УБР в период с 15 по 30 августа 1997 года проводился отбор ориентированного керна Ø 100 мм в горизонтальном участке скважины № 1073г Чагодайского месторождения.

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ РАБОТ

- 1.1. Отбор ориентированного в пространстве керна производили с целью определения направления трещиноватости коллектора, уточнения литологии и параметров пласта в соответствии с «Мероприятиями по выполнению геологического задания в области керна, образцов СКМ, испытания пластов КИИ – 146 для обеспечения прироста запасов нефти и доразведки перспективных участков и горизонтов на разрабатываемых площадях и прилегающих к ним зонах, а также контроля за разработкой на 1997 г», утвержденными АО «Татнефть» от 23.01.1997 г.
- 1.2. В основные задачи работы также входило создание и исследование технологии и керноотборной техники и способности их к эффективной проводке протяженных горизонтальных участков с одновременной стабилизацией зенитного угла, со сплошным отбором керна, апробацией методики первичной ориентации кернового материала в пространстве и надежной его маркировки для последующего изучения.

2. ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ

- 2.1. Для решения поставленных задач специалистами АО «НИИКБ бурового инструмента» совместно с Лениногорским УБР был разработан комплекс технико-технологических мероприятий, который включал:
 - 2.1.1 Выбор и научное обоснование КНБК, соответствующей условиям свободного перемещение по искривленным участкам скважины и обеспечивающей надежную стабилизацию зенитного угла в процессе углубления с отбором керна.

2.1.1. Разработку, изготовление и поставку:

- кернаприемных устройств УКГ-172/100;
- бурильных головок ИСМ АП 212,7/100 МС с усиленной калибрующей частью вооружения;
- кернарвателей, обеспечивающих равнонагруженность при отрыве и удержании керна.

3. МЕСТО И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

- 3.1. Работы проводились в скважине № 1073г Чагодайского месторождения в интервале турнейского горизонта на глубине 1361-1461 м.
- 3.2. Параметры ствола скважины в интервале отбора керна составляли:
- азимут $250 - 251^0$.
 - зенитный угол $89 - 85^0$.
 - в интервале нефтенасыщенного карбонатного коллектора.
- 3.3. КНБК при отборе керна:
- бурголовка ИСМ АП 212,7/100 МС (L – 0,3м);
 - кернаприемное устройство УКГ-172/100 (L – 6,1 м);
 - винтовой забойный двигатель Д5-172 (L – 5,8 м);
 - бурильная колонна.
- 3.4. Режим бурения:
- осевая нагрузка $G = 30 - 60$ кН;
 - частота вращения $n = 2$ с⁻¹;
 - Расход промывочной жидкости $Q = 0,036$ м³/с.
- 3.5. Параметры промывочной жидкости:
- плотность $\gamma = 1140 - 1160$ кг/м³;
 - условная вязкость $T = 32 - 40$ сек.;
 - водоотдача $V = 6 - 8$ см³ за 30 мин.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

- 4.1. Всего со сплошным отбором керна в разбуриваемом интервале пройдено 100,0 м средней скорости 1,9 м/ч
- 4.1 Вынос керна составил 99 м или 99%. Сделан 21 рейс, причем в 20 из них вынос керна составил 100%.
- 4.2 Поднятый керн был ориентирован в пространстве.
- 4.3 Применяемая КНБК обеспечила стабилизацию зенитного угла в заданном коридоре допуска. На интервале протяженностью 100 м падение угла составило 4^0 .
- 4.4 Исследованием ресурса кернаотборного инструмента и его основных узлов установлена высокая эффективность и работоспособность. Так весь интервал пройден одной бурильной головкой ИСМ АП 212,7/100 МС № 32783, которая осталась пригодной для дальнейшего использования, радиальные и осевые люфты шаровой опоры за 53 часа работы практически не были обнаружены, ресурс кернарвателей составил 1-3 рейса. Износ ОЦЭ, расположенных на корпусе кернаприемного устройства (плавающий центратор) и на забойном двигателе составил 1,5

– 2 мм, а роликов, центрирующих керноприемник в корпусе керноприемного устройства, не превысил 1,5 мм

4.5 Результаты работ по каждому рейсу приведены в табл. № 1.

5 ВЫВОДЫ


- 5.1 Применение разработанных технико-технологических мероприятий позволило решить на достаточно высоком уровне уникальную задачу отбора керна в горизонтальном участке скважины протяженностью 100 м.
- 5.2 Отмечена высокая работоспособность узлов и в целом керноприемного устройства УКГ-172/100, позволяющего решать подобные задачи в аналогичных горно-геологических условиях.
- 5.3 Использование рекомендованной КНБК, включающей плавающий центратор керноприемного устройства, достигнута заданная стабилизация зенитного угла и направления горизонтального участка скважины.
- 5.4 Конструкция керноприемного устройства позволила извлечь из горизонтального участка скважины минимально разрушенный керн.
- 5.5 Проводимые в процессе отбора керна преднамеренные изменения режима бурения позволили отобранный керн с высокой достоверностью ориентировать в пространстве.
- 5.6 Экспериментальная бурильная головка ИСМ АП 212,7/100 МС обеспечила проходку с отбором керна в объеме 100 м при выносе 99 %, средней механической скорости бурения по интервалу 1,9 м/ч, что превышает показатели серийных буроловок ИСМ.

От

АО «НИИКБ бурового инструмента»

Гл. конструктор  Д.М. Мартынюк

Гл. технолог  В.Д. Новиков

Нач. отдела технологи бурения с отбором керна  Р.Е. Мрозек

От

Лениногорског УБР
ООО «Татнефть-Бурение»

Гл. технолог  В.И. Зубарев

Гл. геолог  Н.Н. Хабибуллин

Зам. нач. ПТО  А.И. Куринов

Нач. ПТО  И.И. Кагарманов

Состояние отбора керна на скважине № 1073г Чегодаевского месторождения
в горизонтальном участке ствола скважины.

Таблица 1.

№ п/п	Интервал бурения		Шифр бур. головки	Показатели углубления					Режимные параметры						
	от	до		проходка, м	время мех бур.	мех. скорость м/ч	Вынос керна, М	Вынос керна, %	Р, ос, кН	Qx10 ³ м ³ сек.	п об/мин	Р, Мпа	кг/м,	Т, сек	В, см ³ 30 мин
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1361	1366	ИСМ-АП 212,7/100 МС	5,0	2,0	25	5,0	100	3-4	36	120	60	1160	40	7
2	1366	1368	“-	2,0	0,5	4,0	2,0	100	3-4	36	120	55	1160	38	7
3	1368	1371	“-	3,0	1,0	3,0	3,0	100	3-4		120	55	1140	32	7
4	1371	1376	“-	5,0	1,0	2,0	5,0	100	3	36	120	60	1140	34	7
5	1376	1381	“-	5,0	3,5	1,4	5,0	100	4-5	36	120	50	1140	34	7
6	1381	1386	“-	5,0	2,5	2,0	5,0	100	4	36	120	50	160	30	8
7	1386	1391	“-	5,0	2,5	2,0	5,0	100	4	36	120	50	170	30	8
8	1391	1396	“-	5,0	3,0	1,7	5,0	100	4	36	120	50	1150	38	8
9	1396	1401	“-	5,0	2,5	2,0	5,0	100	4	36	120	50	1150	32	6
10	1401	1406	“-	5,0	2,5	2,0	5,0	100	4	36	120	50	1150	34	7
11	1406	1411	“-	5,0	3,5	1,4	5,0	100	4	36	120	50	1150	36	7
12	1411	1416	“-	5,0	2,5	2,0	5,0	100	4	36	120	50	1150	32	6
13	1416	1421	“-	5,0	3,0	1,7	5,0	100	4	36	120	45	1150	36	6
14	1421	1426	“-	5,0	2,0	2,5	5,0	100	4	36	120	40	1160	35	6
15	1426	1431	“-	5,0	2,0	2,5	5,0	100	4	36	120	40	1150	32	8

16	1431	1436	-"	5,0	3,0	1,7	5,0	100	4-3	36	120	40	1150	32	8
17	1436	1441	-"	5,0	2,5	2,0	5,0	100	4-5	36	120	45	1150	38	7
18	1441	1446	-"	5,0	3,5	1,4	5,0	100	4-5	36	120	45	1150	35	8
19	1446	1451	-"	5,0	2,5	2,0	5,0	100	4-5	36	120	45	1150	35	7,5
20	1451	1456	-"	5,0	3,5	1,4	5,0	100	4-6	36	120	45	1150	37	8
21	1456	1461	-"	5,0	4,0	1,25	4,0	80	4-6	36	120	40	1150	30	8
	1361	1461		100	53	1,9	99	99							

Главный геолог Лениногорского УБР ООО «Татнефть-Бурение»

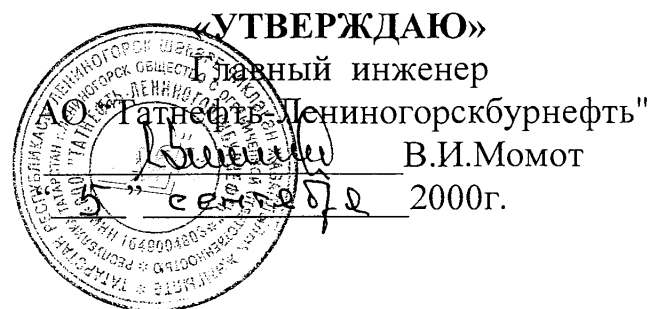
Н.Н.Хабидуллин

Главный технолог Лениногорского УБР ООО «Татнефть-Бурение»

В.И. Зубарев



Додаток Ж

**АКТ**

о результатах проведения работ по бурению с отбором керна
в горизонтальном участке ствола скважины № 4583г
Бавлинской площади, НГДУ "Бавлынефть"

Настоящий акт составлен о том что, согласно " Программы проведения работ по бурению с отбором керна в горизонтальном участке ствола скважины № 4583г Бавлинской площади" специалистами АО "НИИКБ бурового инструмента" совместно с ООО "Татнефть-Ленинбургбурнефть" в период с 10 по 19 августа 2000 года проводился отбор керна Ø 52 мм в горизонтальном участке ствола скважины № 4583г Бавлинской площади.

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ РАБОТ.

1.1. Работы по отбору керна проводились с целью уточнения литологии и параметров пласта в соответствии с договором А.7.1. –169\00 «Разработка техники и технологии для отбора керна в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах малого диаметра при восстановлении старого фонда скважин», утвержденный АО "Татнефть" 17.04.2000 г.

1.2. В основные задачи работы также входило исследование технологии сплошного отбора керна Ø 52 мм в горизонтальном участке ствола скважины и апробации методики первичной ориентации керна в пространстве.

2. ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ.

2.1. Для решения поставленных задач специалистами АО "НИИКБ бурового инструмента" совместно с ООО "Татнефть-Ленинбургбурнефть" был разработан комплекс технико-технологических мероприятий, который включал:

2.1.1. Выбор и научное обоснование КНБК, которое обеспечивало бы свободное перемещение по искривленным участкам скважины.

2.1.2. Разработку, изготовление и поставку:

- Бурильных головок ИСМ АП 123/52МС с усиленной калибрующей частью вооружения;
- Керноприемных устройств УКГ-106/52;
- Кернорвателей КР-52, обеспечивающих равномерность при отрыве и удержании керна.

3. МЕСТО И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ.

- 3.1. Работы проводились в скважине № 4583г Бавлинской площади в интервале турнейского горизонта на глубине 1531-1541м и 1547-1557м.
- 3.2. Параметры ствола скважины в интервале отбора керна составляли:
- Зенитный угол 89.5-90.5°
 - Азимут 92-93.2°
- 3.3. КНБК при отборе керна:
- Бурильная головка ИСМ АП 123/52МС (L=0.3м);
 - Керноприемное устройство УКГ-106/52 (L=1.7м);
 - Винтовой забойный двигатель Д1-105 (L=5.5м);
 - Бурильная колонна.
- 3.4. Режим бурения.
- Осевая нагрузка $G = 10-40$ кН;
 - Подача бурового раствора $Q=0.008-0.010$ м³/с.
 - Частота вращения $n=2c^{-1}$
- 3.5. Промывочная жидкость: техническая вода + 0.2% ПАВ.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ.

- 4.1. Всего с отбором керна пройдено 20 м со средней скоростью 4.2 м/ч.
- 4.2. Сделано 20 рейсов. Вынос керна составил 100 %.
- 4.3. Часть поднятого керна была ориентирована в пространстве.
- 4.4. Исследованием ресурса керноотборного инструмента и его основных узлов установлена их высокая эффективность и надежность. Так весь интервал был пройден одной бурильной головкой ИСМ АП 123/52МС №33167, при этом ее условный износ составил 20%. Радиальные и осевые люфты подвески не были практически отмечены. Следует отметить, что кернорватель КР-52 совершил 20 отрывов керна при эффективности 100 % и остался, после чего пригодным для дальнейшей эксплуатации.
- 4.5. Результаты работ по каждому рейсу приведены в таблице 1.

5. ВЫВОДЫ.

- 5.1. Предложенный комплекс технико-технологических мероприятий позволил решить задачу отбора керна в горизонтальном участке ствола скважины Ø123мм протяженностью 20 м при эффективности выноса керна 100%.
- 5.2. Отмечена высокая работоспособность узлов и керноприемного устройства УКГ-106/52. Это позволяет решать подобные задачи в аналогичных горно-геологических условиях горизонтальных участков скважин.
- 5.3. Конструкция керноприемного устройства УКГ-106/52 позволила извлечь из горизонтального участка ствола скважины минимально разрушенный керн (дробимость керна колебалась от 3 до 7 штук на 1м).
- 5.4. Проводимые в процессе отбора керна технологические мероприятия позволили произвести ориентацию керна в пространстве.

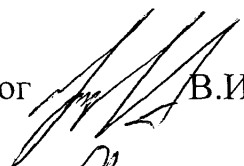
5.5. Бурильная головка ИСМ АП 123/52МС обеспечила проходку с отбором керна в объеме 20 м при износе 20%. Средняя скорость по интервалу составила 4.2 м\ч.

5.6. На основе опыта керноотбора на скважине № 4583г Бавлинской площади рекомендовано провести работы по отбору керна в различных горно-геологических условиях.

5.7. По результатам работы телесистемы «ГЕОЛИНК» зафиксировано, что падение зенитного угла после отбора керна в интервале 1531-1541м (10-ть долблений) составило 1°. Данное падение было исправлено бурением с набором угла в интервале 1541-1547м. При дальнейшем бурении с отбором керна в интервале 1547-1557м падение зенитного угла также составило 1°.

От АО "НИИКБ Бурового инструмента": От ООО "Татнефть-Лениногорскбурнефть"

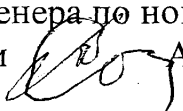
Гл. конструктор  Д.М. Мартынюк

Гл. технолог  В.И. Зубарев

Гл. технолог  В.Д. Новиков

Гл. геолог  А.К. Тинчурин

Инж.-технолог  Р.Е. Мрозек

Зам.гл. инженера по новым технологиям  А.И. Куринов

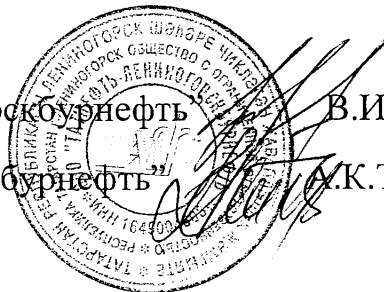
**Результаты отбора керна \varnothing 52мм в горизонтальном участке
ствола скважины 4583г Бавлинской площади.**

Таблица 1

№	Интервал отбора, м	Время бурения, ч	Механическая скорость, м\ч	Вынос керна		Режим бурения		
				м	%	Q, л\с	G, тс	P, атм.
1	1531-1532	0.42	2.4	1.0	100	8-10	1-2	50
2	1532-1533	0.33	3.1	1.0	100	8-10	2-3	50
3	1533-1534	0.33	3.1	1.0	100	8-10	2-3	50
4	1534-1535	0.25	4.0	1.0	100	8-10	3-4	50
5	1535-1536	0.25	4.0	1.0	100	8-10	3-4	50
6	1536-1537	0.2	5.0	1.0	100	8-10	3-4	50
7	1537-1538	0.25	4.0	1.0	100	8-10	3-4	50
8	1538-1539	0.2	5.0	1.0	100	8-10	3-4	50
9	1539-1540	0.25	4.0	1.0	100	8-10	3-4	50
10	1540-1541	0.2	5.0	1.0	100	8-10	3-4	50
	1541-1547	Интервал бурения сплошным забоем						
11	1547-1548	0.2	5.0	1.0	100	8-10	3-4	60
12	1548-1549	0.18	5.56	1.0	100	8-10	3-4	60
13	1549-1550	0.25	4.0	1.0	100	8-10	3-4	60
14	1550-1551	0.2	5.0	1.0	100	8-10	3-4	60
15	1551-1552	0.25	4.0	1.0	100	8-10	3-4	60
16	1552-1553	0.2	5.0	1.0	100	8-10	3-4	60
17	1553-1554	0.2	5.0	1.0	100	8-10	3-4	60
18	1554-1555	0.25	4.0	1.0	100	8-10	3-4	60
19	1555-1556	0.2	4.0	1.0	100	8-10	3-4	60
20	1556-1557	0.2	4.0	1.0	100	8-10	3-4	60
Всего			4.20	20	100			

Гл. технолог ООО "Татнефть-Лениногорскбурнефть" В.И. Зубарев

Гл. геолог ООО "Татнефть-Лениногорскбурнефть" А.К. Тинчурин



«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор
АО «НИИКБ бурового инструмента»

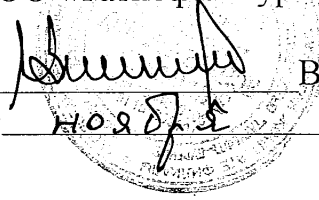


Я.В. Кунцяк
2001 г.

« 22 »

«УТВЕРЖДАЮ»
Додаток 3

Главный инженер Лениногорского
УБР ООО «Татнефть-Бурение»



В.И. Момот
2001 г.

« 22 »

А К Т

о результатах проведения работ по бурению с отбором керна в горизонтальном участке скважины № 38288г Куакбашской площади.

Настоящий акт составлен о том, что согласно «Программы проведения работ по бурению с отбором керна в горизонтальном участке ствола скважины № 38288г Куакбашской площади» специалистами АО «НИИКБ бурового инструмента» совместно с Лениногорским УБР в период с 06 по 07 октября 2001 года проводился отбор керна Ø 67 мм в горизонтальном участке ствола скважины малого диаметра № 38288г Куакбашской площади.

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ РАБОТ

- 1.1. Отбор керна производился с целью определения направления трещиноватости коллектора, уточнения литологии и параметров пласта в соответствии с договором А 6.1-170\01 «Разработка и внедрение технико-технологических средств по обеспечению отбора керна из кристаллического фундамента при доуглублении скважин с целью изучения геологического строения и поиска углеводородов»; утвержденного АО «Татнефть» 09.04.2001 г.
- 1.2. В основные задачи работы входило исследование технологии и керноотборной техники при бурении с отбором керна в скважинах малого диаметра.

2. ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ

- 2.1. Для решения поставленных задач специалистами АО «НИИКБ бурового инструмента» совместно с Лениногорским УБР был разработан комплекс технико-технологических мероприятий, который включал:
 - 2.1.1 Выбор и научное обоснование КНБК, которая соответствует условиям свободного перемещение по искривленным участкам скважины и обеспечивающей надежную стабилизацию зенитного угла в процессе углубления с отбором керна.
 - 2.1.1.1. Разработку, изготовление и поставку:
 - керноприемных устройств УКР-122/67
 - бурильных головок ИСМ АП 144,6/67 МС с усиленной калибрующей частью вооружения;

- кернорвателей КР-67 и КР-52, обеспечивающих равнонагруженность при отрыве и удержании керна.

3. МЕСТО И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

1. Работы проводились в скважине №38288г Куакбашской площади в интервале 924,8-931,8 м, башкирский горизонт, который представлен нефтенасыщенными карбонатными коллекторами.
2. Параметры ствола скважины в интервале отбора керна составляли:
 - азимут 180^0 ;
 - зенитный угол 90^0 .
3. КНБК при отборе керна:
 - бурильная головка ИСМ АП 144,6/67 МС (L – 0,3м);
 - керноприемное устройство УКР-122/67 (L – 3,2 м);
 - винтовой забойный двигатель Д1-105 (L – 4,5 м);
 - колонна бурильных труб.
4. Режим бурения:
 - осевая нагрузка $G = 20 - 30$ кН;
 - частота вращения $n = 2$ с⁻¹;
 - расход промывочной жидкости $Q = 0,012$ м³/с.
5. Параметры промывочной жидкости:
 - плотность $\gamma = 1090$ кг/м³;
 - условная вязкость $T = 22 - 25$ сек.;
 - водоотдача $V = 5 - 7$ см³ за 30 мин.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

1. Всего с отбором керна в разбуриваемом интервале пройдено 7,0 м, при средней механической скорости 5,18 м/ч
- 1 Произведено 3 рейса, во всех вынос керна составил 100%.
- 2 Исследование ресурса керноотборного инструмента и его основных узлов показало его высокую эффективность и работоспособность. Так, интервал 7,0 м пройден одной бурильной головкой ИСМ АП 144.6/67 МС № 33165, ее условный износ составил 10 %. Радиальные и осевые люфты шаровой опоры за 1,35 часа работы не были обнаружены. Кернорватель КР-67 совершил три рейса, после чего остался пригодным для эксплуатации. Результаты работ приведены в табл. № 1.

5 ВЫВОДЫ

- 1 Применение разработанных технико-технологических мероприятий позволило решить на высоком уровне уникальную задачу отбора керна малого диаметра при доуглублении скважины горизонтальным стволом.
- 2 Отмечена высокая работоспособность керноприемного устройства УКР-122/67 и его узлов, что позволит решать задачи отбора керна в аналогичных горно-геологических и технологических условиях.

- 5.3 Конструкция керноприемного устройства позволила извлечь из горизонтального участка скважины минимально разрушенный керн.
- 5.4 Бурильная головка ИСМ АП 144,6/67 МС обеспечила проходку с отбором керна в объеме 7,0 м, при этом ее условный износ составил 10 %. Средняя механическая скорость бурения по интервалу составила 5,18 м/ч, что значительно превышает показатели работы серийных бурильных головок.

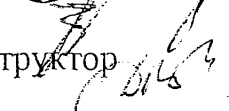
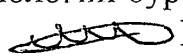
Результаты отбора керна в скважине № 38288г Куакбашской площади.

Таблица 1.

№ п/п	Интервал бурения		Номер бур. головки, ИСМ-АП 144,6/67 МС	Показатели углубления			
	от	до		проходка, м	время мех. бурения, ч	мех. ск-ть, м/ч	Вынос керна, м, %
1	924,8	927,3	№33165	2,5	0,4	6,25	2,5 100
2	925,8	929,8	№33165	2,5	0,45	5,55	2,5 100
3	929,8	931,8	№33165	2,0	0,5	4,0	2,0 100
Всего				7,0	1,35	5,18	7,0 100

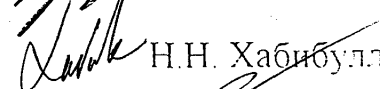
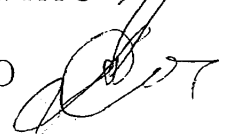
От

НИИКБ бурового инструмента

Директор  Я.С. ГавриловН.п. конструктор  Д.М. МартынюкНач. отдела технологии бурения
отбором керна  Р.Е. Мрозек

От

Лениногорского УБР

Гл. технолог  В.И. ЗубаревГл. геолог  Н.Н. ХабибуллинЗам. нач. ПТО  А.И. КуриновНач. ПТО  И.И. Кагарманов