

**ПОРІВНЯЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕЛЕМЕТРИЧНИХ СИСТЕМ З  
КАБЕЛЬНИМ ТА ГІДРАВЛІЧНИМ КАНАЛАМИ ЗВ'ЯЗКУ, ЩО  
ВИКОРИСТОВУЮТЬСЯ  
В БУ «УКРБУРГАЗ»**

*<sup>1</sup>Чудик І.І., <sup>2</sup>Хівренко Є.В., <sup>1</sup>Марцинків О.Б.*

*<sup>1</sup>Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15*

*<sup>2</sup>Полтавське відділення бурових робіт БУ «Укрбургаз»,  
36000, м.Полтава, вул.Ковалівська, 5*

В рамках реалізації амбітної програми 2020 Укргазвидобування — найбільша газовидобувна компанія України планує збільшення видобутку природного газу з 14,5 млрд. м<sup>3</sup> до 20 млрд. м<sup>3</sup>. Похило-спрямована свердловина дозволяє досягнути таких продуктивних горизонтів які неможливо розкрити при бурінні вертикальної свердловини. Іноді місце розташування подібних горизонтів вимагає установки бурової установки в неможливих для цього місцях (болота, озера, міста, тощо), в цьому випадку доводиться бурити свердловини з великим відходом від вертикалі. Одним з найбільш економічно вигідних способів збільшення видобутку та об'єму добутого флюїду – є перетинання продуктивних горизонтів водним стволом. В деяких випадках буріння похило-спрямованої свердловини вимагає кут падіння продуктивних горизонтів. Ця технологія також може бути використана для розробки кількох продуктивних горизонтів прилеглих до площини розлому або під соляним куполом. Буріння похило-спрямованої свердловини також використовують коли виникає необхідність «обійти» перешкоду у вигляді залишеної компоновки або з геологічних причин коли самовільне викривлення ствола свердловини ставить під загрозу можливість досягнення заданої початкової цілі.

Системи вибійної телеметрії відіграють важливу роль при будівництві похило-спрямованих свердловин. Вони забезпечують значне зменшення часу простоїв, пов'язаних з необхідністю проведення інклінометрії свердловини, сприяючи підвищенню ефективності процесу спорудження свердловини. Система MWD може бути налаштована для конкретних умов застосування. Результати вимірювань збираються, обробляються і передаються в режимі реального часу. Телеметрична система використовується для визначення геометрії ствола свердловини, властивостей пласта, а також напрямку долота. Параметри геометрії стовбура свердловини включають зенітний кут і азимут.

Маючи дані про положення, дійсне навантаження на долото, з'являється можливість підтримувати режим буріння таким чином, щоб забезпечити максимальну механічну швидкість проходки, досягнути заданої геометрії ствола та слідкувати за спрацюванням долота та ГВД. В останні роки для буріння похило-спрямованих ділянок свердловини та ліквідацій ускладнень в БУ «Укрбургаз» використовувались наступні телеметричні системи:

- ГУОБИТ, з кабельним каналом зв'язку, виробництво Україна;
- Compass, з гідравлічним каналом зв'язку, виробництво Канада.

Процедура роботи з використанням даних телеметричних систем потребує виконання практично протилежних операцій, як під час збирання та випробування, так і під час буріння та проведення контрольних замірів, це обумовлено особливостями передачі даних на поверхню.

Так для роботи з т/с ГУОБИТ спуск ПУ на каторжному кабелі, відбувається вже після допуску долота на вибій та перевірки роботи вибійного двигуна. Під час стикування КНБК знаходиться у відкритому стволі. Для попередження прихоплення якої необхідно зупиняти спуск кабелю та провертати бурильну колону кожні 5-7 хв. Відповідно до наданих рекомендацій каротажний кабель опускають не швидше ніж 1 м/с, отже спуск на глибину 2300-3000 м займає ≈38-50 хв. (не враховуючи час на стикування та провертання колони). Після навертання верхньої частини ПЛС, каротажний кабель виводиться з трубного простору в затрубний. Таким чином передача інформації на поверхню виконується за допомогою електричних імпульсів що передаються по каротажному кабелю на поверхню до ППУ(приймально-передавального пристрою) та ПК. Необхідно

заздалегідь подбати щоб мінімальний внутрішній діаметр бурильної колони був більшим ніж діаметр СУ(Ø36 або 42 мм). Існує також ряд обмежень робочого середовища при роботі з т/с ГУОБИТ:

- вміст нафти в буровому розчині < 5 %;
- рН бурового розчину 8-10;
- в буровому розчині не повинні бути присутніми присадки, що містять залізо та тверді частинки умовним діаметром більше 5 мм;
- температура бурового розчину < 100°С.

Основним недоліком даної телесистеми є відсутність можливості буріння з проворотом ротора, для зменшення інтенсивності набору зенітного кута. Згідно робочих програм, що розробляють УкрНДІгаз, середня інтенсивність викривлення ствола свердловини в інтервалі інтенсивного набору зенітного кута повинна складати  $\approx 6,7^\circ/100$  м. Цей параметр задають виходячи із показника допустимої інтенсивності викривлення необхідної для подальшої експлуатації бурильних колон, обсадних колон, вибійних двигунів, а також пластових випробувачів. Наступним серйозним недоліком є необхідність використовувати каротажний кабель:

- після кожного наросування під'язувати вільний каротажний кабель, який опускається в свердловину;
- забезпечити постійний контроль за посуванням кабелю в свердловину, не допускаючи утворення "жучків";
- при роботі з каротажним кабелем приділяти максимум уваги для попередження механічних пошкоджень(перетирання, перебиття, тощо).

При збиранні компоновки з використанням т/с Compass більше часу приділяється на підготовку та перевірку працездатності приладів на усті. Сама телеметрична система складається з окремих модулів-приладів, що з'єднані спеціальними інтерконекторами між собою. В нагнітальну лінію під кутом 45° градусів включають прилад для розшифровки даних. Компоненти що використовуються в процесі буріння за допомогою даних Т/С:

- Вибійні датчики (використовують для отримання необхідної вибійної інформації);
- вибійні датчики живлення (літій-тіонілхлоридні акумулятори);
- вибійні процеси (використовують для обробки інформації);
- датчик на усті (датчик тиску);
- комп'ютер на усті (для розкодування сигналів і виведення інформації на дисплей).

Процесор на вибої вмикає датчики, які реєструють інформацію для передачі на устя. Пульсація тиску фіксується відповідним датчиком на усті, який передає сигнал на приймач де і відбувається декодування даних.

Обмеження параметрів робочого середовища необхідні для використанні даної телесистеми:

- Температура бурового розчину < 150° С;
- максимально допустимий вміст наповнювача в буровому розчині 4793 кг/м3;
- вміст піску < 1-2%;
- густина бурового розчину < 1,8 кг/м3.

При бурінні в деяких інтервалах можливість вилучення телесистеми без підйому бурового інструменту є дуже суттєвою перевагою, дана Т/С може бути вилучена зі свердловини за допомогою каротажного кабелю, яка, враховуючи вартість даного обладнання, є вкрай важливою.

**Таблиця 1. Технічні характеристики телеметричних систем**

Найменування параметру	ГУОБИТ, Україна	Compass, Канада
Зенітний кут	$\pm 0,5^\circ$	$\pm 0,1^\circ$
Азимут	$\pm 3^\circ$	$\pm 0,2^\circ (< 150^\circ \text{C})$ та $\pm 0,35^\circ (> 150^\circ \text{C})$
Кут установки відхилювача	$\pm 1^\circ$	$\pm 0,1^\circ$
Азимут відхилювача	$\pm 3^\circ$	$\pm 0,1^\circ$
Час проведення заміру	миттєво	50-100 сек
Час оновлення відхилювача	миттєво	від 15 сек
Допустимий гідростатичний тиск	120 Мпа	$\sim 137,9$ Мпа
Температура бурового розчину	100°С	150°С

Проаналізувавши телесистеми двох типів можемо виділити їх переваги та недоліки:

Телеметрична система ГУОБИТ, Україна:

- + Низька вартість телесистеми;
- + швидкість передачі даних;

- відсутня можливість буріння з проворотом ротора для зменшення інтенсивності просторового викривлення;
  - низька точність проведення замірів;
  - під час проведення стиковки КНБК знаходиться у відкритому стволі.
- Телеметрична система COMPASS, Канада:
- + Природний канал зв'язку, не потребує порушень технологічних операцій бурової бригади;
  - + велика відстань передачі даних;
  - + дозволяє вимірювати гравітаційні характеристики, кут нахилу еліпсу поляризації магнітного поля, а також напруженість магнітного поля;
  - + можливість вилучання Т/С на каротажному кабелі;
  - + більша точність вимірювання;
  - + повна автономність телесистеми (не потребує ніякого допоміжного обладнання);
  - погіршення сигналу через несправність бурового насоса та загазованості бурового розчину;
  - низька швидкість передачі даних;
  - неможливість роботи з продувкою свердловини повітрям, а також аерованими буровими розчинами;

## **РОЛЬ НДПІ ПАТ «УКРНАФТА» В СУЧАСНІЙ СТРАТЕГІЇ РОЗВИТКУ КОМПАНІЇ: ЦІЛІ ТА ПЕРСПЕКТИВИ**

**А. О. Пошивак**

НДПІ ПАТ «Укрнафта», [aposhyvak@ukrnapfta.com](mailto:aposhyvak@ukrnapfta.com)

ПАТ «Укрнафта» – найбільша нафтовидобувна компанія України. Частка товариства у загальному видобутку нафти з газовим конденсатом в Україні становить понад 60 %.

Ефективна робота потужного нафтогазовидобувного комплексу компанії значною мірою залежить від наукового та технологічного супроводу робіт, що виконуються Науково-дослідним і проектним інститутом. Історія створення та становлення підрозділу сягає 1945 року, і змінилась від центру-науково дослідних робіт до науково-дослідного і проектного інституту. За час свого існування лабораторія стала провідним науково-дослідним закладом нафтогазовидобувної галузі України, відомим за її межами. Діяльність НДПІ включає повний комплекс робіт: від пошуку і розвідки нафтових, газових і газоконденсатних родовищ, проектування розробки родовищ, будівництва свердловин та облаштування родовищ, технологічного забезпечення процесів нафтогазовидобування, розроблення та реалізації інноваційних технологій буріння, кріплення свердловин, видобування вуглеводнів до здійснення авторського нагляду за їх впровадженням у виробництво та екологічного моніторингу. Для забезпечення ефективної роботи підрозділу в сучасних умовах необхідна реорганізація та вдосконалення структури НДПІ. В цих умовах ключовим є інвестування у підготовку фахівців, перехід до надання сервісних послуг та підвищення конкурентоспроможності кінцевого продукту.

## **ЗАВОДНЕННЯ ЯК ОДНА З СТРАТЕГІЧНИХ ЦІЛЕЙ В РАМКАХ РОЗВИТКУ ПАТ "УКРНАФТА"**

**Р. О. Захарко**

ПАТ «Укрнафта», м. Київ, пров. Несторівський 3-5, Україна, [rzakharko@ukrnapfta.com](mailto:rzakharko@ukrnapfta.com)

Основна частина бізнесу будь-якої видобувної компанії, не залежно від сфери її діяльності це ресурси. "Укрнафта" – найбільша нафтовидобувна компанія України не є виключенням. Але загальні запаси покладу це незмінна річ, і все що можна збільшити у випадку сталої кількості самих родовищ – це ефективність вилучення запасів, яка представлена коефіцієнтом вилучення нафти (КВН).