

Для прогріву НКТ застосовано метод, який потребує малих витрат електроенергії: підвищення температури нафти за рахунок прогріву поверхні труб за допомогою спеціально розроблених для цього керамічних нагрівників, які розташовані на певних, науково обґрунтованих глибинах. Ці глибини та теплова потужність є унікальними для кожної свердловини. Результати проведених досліджень свідчать про високу ефективність застосування поствбурних керамічних нагрівників для прогріву поверхні труб з метою підвищення температури нафти. Визначено оптимальну локалізацію нагрівника на НКТ для кожної вибраної глибини місцезнаходження нагрівника та визначеної різниці температур на вході в ділянку, що обігривається, і на виході з нього, а також допустиму потужність електричного нагрівника і температуру на його поверхні.

Наведені результати досліджень свідчать про можливість інтенсифікації розробки покладів високов'язкої нафти, зокрема з використанням розроблених методик.

ПІДВИЩЕННЯ БЕЗПЕКИ ВИКОРИСТАННЯ СВЕРДЛОВИННОЇ ПРОСТРІЛЮВАЛЬНО-ВИБУХОВОЇ АПАРАТУРИ, ЩО СПУСКАЄТЬСЯ НА КАБЕЛІ

О.Г. Драчук

*Дочірнє підприємство «Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості» Національної
акціонерної компанії «Нафтогаз України»
08132, Київська обл., Києво-Святошинський р-н, м.Вишневе, вул. Київська, 8
drachuk@naukanaftogaz.kiev.ua*

Використання свердловинної прострілювально-вибухової апаратури (ПВА) – кумулятивних перфораторів, торпед, перфораторів-генераторів та інших пов'язане з підвищеною небезпекою, тому потребує дотримання нормативних вимог із техніки безпеки.

Найпоширенішим способом ініціювання у свердловинній ПВА, що спускається на кабелі, є електричний спосіб з використанням відповідних засобів ініціювання – вибухових патронів, електродетонаторів тощо. З метою запобігання її несанкціонованому ініціюванню під час спорядження та спускання до свердловини внаслідок дії блукаючих струмів, електромагнітних наводок тощо регламентується перевіряти цілісність (електричний опір або провідність) змонтованого вибухового ланцюга тільки після спуску на глибину не менше, ніж 50 м від устя свердловини. Встановлювати засоби ініціювання у ПВА – лише безпосередньо біля устя свердловини перед її спуском, а в разі спорядження в лабораторії перфораторної станції (пересувний зарядний майстерні) – за наявності блокувального пристрою, який унеможливує випадкове спрацьовування, або ж засобів ініціювання, захищених від нештатного ініціювання.

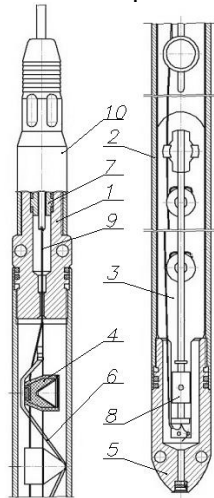
Наразі розроблено значну номенклатуру вибухових засобів ініціювання з підвищеними вимогами до нештатного спрацьовування, наприклад, високовольтний електродетонатор типу ЕД-ПН, вибуховий патрон ПГН-150, вибуховий патрон типу ПВПД-Н та інші. Проте продовжується і використання чутливих до нештатного спрацьовування засобів ініціювання, наприклад, вітчизняних вибухових патронів ПВГ-170, ПВЗД та інших. Це робить актуальним питання підвищення безпеки використання спорядженої ними ПВА та регламентної перевірки цілісності вибухового ланцюга.

Типовим прикладом конструкції промислової свердловинної ПВА, що спускається на кабелі, є корпусний кумулятивний перфоратор, наведений на рис. 1.

Пропонується вдосконалення типової конструкції свердловинної ПВА за рахунок використання електровводу нової конструкції без зміни посадкових поверхонь під нього та без зміни решти конструктивних елементів ПВА, що забезпечує розімкнення вибухового ланцюга (блокувальну функцію) під час спорядження та спускання ПВА у свердловину до регламентованої глибини. Електроввід нової конструкції, розміщений у головці перфоратора (в положенні «вибуховий ланцюг розімкнено»), наведено на рис. 2.

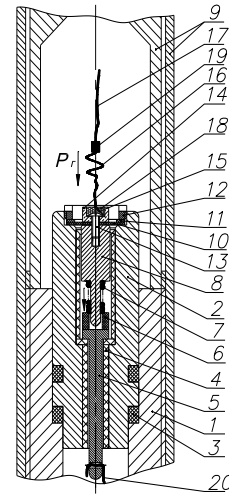
Особливістю такого електровводу є те, що його центральний контакт складається з розділених опорною втулкою і пружиною нерухомого контакту та металевого поршня, здатного до зворотно-

поступального переміщення вздовж власної осі під дією зовнішнього свердловинного тиску P_r до утворення між ними електричного контакту.



- 1- головка перфоратора
- 2- корпус перфоратора
- 3- каркас
- 4- кумулятивний заряд
- 5- наконечник
- 6- детонувальний шнур
- 7- електроввід
- 8- вибуховий патрон
- 9- запальний провід
- 10- кабельний наконечник

Рис. 1. Корпусний кумулятивний перфоратор



- 1- головка перфоратора
- 2- корпус електроввода
- 3- ущільнювальні кільця
- 4- ізолююча втулка
- 5- нижній контактний стержень
- 6- опорна втулка
- 7- пружина
- 8- верхній контактний стержень
- 9- кабельний наконечник
- 10- еластична діафрагма
- 11- шайба
- 12- гайка із зовнішньою різьбою M24
- 13- гвинт M3
- 14- ізолюючий стакан
- 15- контактний «пелюсток»
- 16- гнучкий провід
- 17- центральна жила кабелю
- 18- компаунд
- 19- ізоляційна стрічка
- 20- запальний провід

Рис. 2. Електроввід нової конструкції

В корпусі 2 електровводу розміщено ізолюючу втулку 4, в нижній частині якої розташовано нерухомий металевий нижній контактний стержень 5. На ньому встановлено опорну втулку 6, виготовлену з електроізоляційного матеріалу, наприклад, з термостійкої пластмаси, на яку одним кінцем опирається пружина 7, інший кінець якої підпружинює металевий верхній контактний стержень 8.

Відстань між кінцем верхнього контактного стержню 8 та нижнім контактним стержнем 5 (розрив вибухового ланцюгу) становить 2-3 мм. Верхній контактний стержень 8 герметично відділений від порожнини кабельного наконечника 9 еластичною діафрагмою 10, наприклад, з термостійкої гуми, закріпленої на корпусі 2 електровводу за допомогою шайби 11 та гайки 12 із зовнішньою різьбою M24.

Через отвір у діафрагмі 10 до верхнього контактного стержню 8 через з'єднувальні елементи (гвинт 13 з різьбою M3, який притискає до діафрагми ізолюючий стакан 14, контактний «пелюсток» 15 та прикріплений до нього гнучкий провід 16) приєднано центральну жилу кабелю (ЦЖК) 17. Порожнина ізолюючого стакана 14 герметизується компаундом (термостійким герметиком) 18, а місце з'єднання гнучкого проводу 16 з ЦЖК 17 – термостійкою ізоляційною стрічкою 19.

До нижньої частини нижній контактний стержень 5 приєднано запальний провід 20, з'єднаний з вибуховим патроном (на рис. 2. не показано). Решта конструктивних елементів перфоратора, їх кріплення та з'єднання відповідає наведеним на рис. 1.

Після спорядження відповідно до регламенту безпечного проведення свердловинних прострілювально-вибухових робіт перфоратор спускають у свердловину на глибину не менше ніж 50 м від устя свердловини для проведення цілісності вибухового ланцюга.

Під дією свердловинного тиску P_r відбувається прогинання еластичної діафрагми 10 та стиснення пружини 7 (розрахованих на визначений P_r), верхній контактний стержень 8 разом зі з'єднувальними елементами (гвинтом 13, ізолюючим стаканом 14 та залитими компаундом контактний «пелюстком» 15, з частиною гнучкого проводу 16) переміщується до нижнього контактного стержня 5 (на рис. 2 показано стрілкою) та замикає таким чином вибуховий ланцюг. Далі за регламентом перевіряють електричний опір вибухового ланцюга і, у випадку його наявності, спускають ПВА до робочого інтервалу.

Запропоноване технічне рішення дасть змогу забезпечити безпечне спорядження типової свердловинної ПВА, що спускається на кабелі, із засобами ініціювання, чутливими до нештатного спрацьовування, та успішне проведення робіт відповідно до діючих нормативів із техніки безпеки

без суттєвої зміни конструкції промислових зразків ПВА.
УДК 622.276.5

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ВНУТРІШНЬОПЛАСТОВОГО ГОРІННЯ З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

Л.Б.Мороз, А.І. Павлів

ІФНТУНГ, вул.Карпатська, 15, м.Івано-Франківськ, Україна

У зв'язку з виснаженням активно розроблюваних в даний час родовищ нафти, нафтогазовидобувні компанії приділяють все більшу увагу розвитку методів розробки родовищ важких нафт, їх вдосконалення та пошуку нових.

Вдосконалення технологій видобутку високов'язкої нафти набуває все більшої актуальності, оскільки запаси цих ресурсів вже перевищують запаси звичайної (легкої) нафти, а в міру триваючого зростання видобутку легкої нафти частка важкої в структурі запасів вуглеводнів буде тільки зростати.

Одним з таких методів розробки важких нафт і підвищення нафтовилучення є внутрішньопластове горіння, стійкий процес якого вперше був здійснений в Росії в 1967 р. на родовищі Павлова Гора в Краснодарському краї. В Україні вперше – на Східницькому родовищі.

При застосуванні внутрішньопластового горіння значно зростає коефіцієнт нафтовіддачі родовища, оскільки під впливом високої температури (в зоні горіння вона досягає 500-700 °С) зменшується в'язкість нафти. Значно знижуються виробничі витрати, мінімальним є витрата природного газу і прісної води, а також скорочуються витрати на розчинники для транспортування нафти. Можливість застосування цього методу не залежить від глибини залягання нафти. Даний метод забезпечує повне вилучення нафти з пласта.

До недоліків застосування можна віднести: важко контрольований процес (прорив газів у видобувну свердловину); відсутність надійних технічних засобів контролю за поширенням фронту горіння; при малих глибинах можуть виникати поверхневі витоки газу (азот, вуглекислий газ, кисень); утворюються стійкі нафтоводогазові емульсії, що ускладнюють промислову підготовку нафти; корозія обладнання; екологічні проблеми; частина нафти згорає в пласті; складність математичного моделювання. Це пояснюється тим, що метод внутрішньопластового горіння - один з найбільш складних за своїм механізмом, умовами реалізації, моделюванням і прогнозом можливої ефективності [1].

Масштаби застосування в майбутньому будуть стримуватися в основному складністю його технічної реалізації, а також технічними труднощами забезпечення безпеки та управління охоплення пласта процесом. Важливим напрямом вдосконалення технології внутрішньопластового горіння представляється також його поєднання з іншими методами збільшення нафтовіддачі пластів. Тому в майбутньому метод внутрішньопластового горіння буде розвиватися в цих напрямках.

Геологічні умови нафтогазоносних регіонів України сприятливі для формування значних зон нагромадження важких нафт і природних бітумів. На заході України це стосується зокрема Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину і Волино-Подільської нафтогазоносної області. У межах Азово-Чорноморського регіону до основних зон (ареалів) нагромадження високов'язкої нафти відносяться Білоліський тектонічний блок Переддобрудзької нафтогазоносної області та Керченський півострів). У ДДЗ та Донбасі основні перспективи пошуків високов'язкої нафти пов'язані з нижньокам'яновугільними теригенними та карбонатними відкладами схилів Воронезького масиву та Українського щиту з суміжними частинами прибортових зон.

Оскільки, основні запаси вуглеводнів родовища зосереджені в покладах, складених карбонатними відкладами кавернозного типу, свердловини характеризуються наявністю карбонатного колектора, високою в'язкістю та аномальністю поведінки пластової рідини (нафти). Зростання в'язкості нафти при її русі із продуктивного пласта на поверхню різко погіршує процес експлуатації свердловин та призводить до зростання енергетичних витрат на її видобуток. А охолодження нафти на поверхні до навколишньої температури взагалі ускладнює процес її транспортування та підготовки (обезводнення). Це, в свою чергу, вимагає додаткових витрат на її розбавлення іншими вуглеводнями [2, 3].