

УДК 622.276

РОЗРОБКА СПОСОБУ ОЧИСТКИ ШЛЕЙФІВ СВЕРДЛОВИН

Горін П. В., Поляруш К. А., Тимків Д.Ф., Романова В.В., Добрунов Д.Є.

FLOWLINES CLEANING METHOD DEVELOPMENT

Gorin P., Polyaruch K., Tymkiv D., Romanova V., Dobrunov D.

Розроблено метод очистки шлейфу завдяки формуванню фізичної моделі поршня із полімерного матеріалу з густиною, необхідною для його руху як пробки, що виштовхуватиме рідину із порожнини. Композицію створено із полімерних матеріалів та води із зшиванням боритом, а для надання більшої стійкості розміщено у нецільному синтетичному матеріалі, що слугував оболонкою. Стійкість, ефективність очищення та рух пружно-полімерної композиції змодельовано на лабораторній установці. Розробку покладено для вирішення технологічної проблеми очищення промислових трубопроводів та шлейфів свердловин зрілих родовищ. Такі родовища характеризуються певними технічними та технологічними ознаками експлуатації, які лімітують можливість застосування традиційних поршнів-скребків. Аналіз даних, щодо впровадження традиційних засобів очищення на таких родовищах показав, що ефективність їх малою і базується лише на точковому відводі рідини або її раптовому перерозподілі. Встановлено, що пружно-полімерна рідина пробка із 99% ефективністю очищує внутрішню порожнину трубопроводів, незалежно від структурної форми газорідного потоку. Змодельовано рух пружно-полімерного поршня через модельний трубопровід і адаптовано дані експериментальних досліджень в промислових умовах експлуатації, що дало змогу встановити час проходження композиції через порожнину шлейфів свердловин та інших газопроводів. Адаптація часу проходження композиції через порожнину шлейфу дає змогу контролювати процес очищення на будь-яких трубопроводах. Крім того, розроблено технологію промислового впровадження запропонованого способу на діючих шлейфах свердловин із поетапним виконанням всіх видів робіт. Визначено, що забруднення в порожнині шлейфів свердловин і діючих промислових газопроводів до входу в центральний газозбірний пункт створюють надлишкові втрати тиску, які чинять додатковий опір на робочий гирловий тиск свердловин. Збільшення робочого тиску для таких родовищ призводить до падіння видобутку газу особливо для родовищ, що працюють на виснаження в газовому режимі. Впровадження моделі на промислах автоматизує очистку шлейфів, зменшить витрати на продування шлейфів, збільшить обсяги видобутку.

Ключові слова: *очистка шлейфів свердловин, промислові газопроводи, пружно-полімерна композиція*

Вступ. Найчастіше стабілізація видобутку природного газу, передусім, пов'язана з пошуком резервів робочого тиску свердловин, варіації зменшення величини якого дозволять збільшити різницю між пластовим тиском та тиском на гирлі свердловини, викликаючи додатковий приплив газу. З цією метою вводяться в експлуатацію дотискувальні компресорні станції, знаходяться та залучаються до низьконапірної мережі газопостачання нові потужні споживачі природного газу. Крім того, удосконалюється сам процес збору і підготовки газу шляхом очищення газопроводів та шлейфів свердловин, заміни обладнання установок збору і підготовки газу, тощо [1].

Будь-який із перелічених заходів спрямовано на зниження величини робочого тиску свердловин. Але, слід зауважити, що постійна зміна втрат тиску та перерозподіл мас рідини в системі «свердловина–шлейф – установка збору і підготовки газу – промисловий газопровід» негативно позначається на величині робочого тиску свердловин родовища [2]. На даний момент операції по звільненню від накопичених стовпів рідини в порожнині ліфтових труб та шлейфах проводяться [3]:

- 1) продуванням трубного простору свердловини;
- 2) продуванням затрубного простору свердловини;
- 3) закачуванням піноутворювача різних типів з подальшим продуванням;
- 4) продуванням шлейфу на геологічний сепаратор на установку збору і підготовки газу;
- 5) очистка шлейфів за допомогою пін (поодинокі випадки);
- 6) розріз труби із стравлюванням газу в атмосферу;
- 7) закачуванням метанолу (в умовах гідратуотворення).

Переважає більшість із цих заходів призводить до простого перерозподілу мас рідини, оскільки зменшує об'єм рідинної пробки лише до значень, що відповідають стану її спокою. Причому, чим

довше експлуатується свердловина, чим менший тиск на гирлі свердловини, чим менша її потужність, тим менше можливості впливати на її локацію за допомогою високошвидкісного потоку газу.

Застосування піноутворювачів для створення та подальшого проштовхування під дією робочого тиску вимагає стабільної швидкості руху пінної пробки в межах 2-4 м/с для збереження її цілісності.

Отже, на даний момент, в галузі немає результативного методу підвищення ефективності роботи шлейфів та зниження негативного впливу забруднень на величину робочого тиску свердловин на завершальній стадії експлуатації. Оптимальним технічним рішенням може стати розробка пружного рідинного поршня та технології очистки шлейфів свердловин за його допомогою. Розробка базується на представленні результатів експериментальних досліджень процесу очищення шлейфу свердловини за допомогою еластичних полімерних поршнів з саморуйнуючою оболонкою. Наступним етапом розраховано і апроксимовано до реальних умов експлуатації час проходження пружно-полімерної композиції через порожнину трубопроводу і обсяг забруднень, що видаляються з шлейфу в процесі очищення.

Актуальність розробки полягатиме в можливості її застосування на усіх трубопроводах незалежно від форми руху газорідинних потоків, конфігурації трубної арматури і технологічних параметрів роботи.

Фактично, ми акцентуємо увагу на очистці шлейфів свердловин, які є частиною газозбірної мережі, що представлена газопроводами різної протяжності та діаметру.

Періодична очистка внутрішньої порожнини газопроводів дозволяє підвищити гідравлічну ефективність та надійність транспортування газу. Залежно від виду та кількості забруднень застосовуються відповідні засоби очистки внутрішньої порожнини газопроводу [5]. З метою проведення періодичної очистки газопроводи обладнуються стаціонарними камерами прийому та запуску очисних поршнів, як частиною очисних операцій по забезпеченню потоку газу [6] або етап будівельно-монтажних робіт [7].

Для очистки трубопроводів, зазвичай, використовують скрепки або поршні різних конструкцій. Існують конструкції поршнів, що оснащені різноманітними приладами, наділені широкими інформаційно-логічними можливостями. Однак, жодна з конструкцій, на теперішній час, не може бути успішно використана на трубопроводах змінного діаметру та з нерівнопрохідною запірною арматурою. Основною причиною обмеження використання цієї групи технічних пристроїв є трапецеподібна форма встановлених кранів.

Для очистки таких ділянок газопроводів необхідно застосувати спеціальну технологію, яка б врахувала аспекти як сумісної роботи родовищ, газопроводів, найближчих КС та споживачів, так і

наявність на них технологічних переминок, відводів на великі промислові вузли, підключення від родовищ, на яких не передбачено встановлення стаціонарних вузлів запуску та прийому пристроїв, а також змінну геометрію труб.

Технічні пристрої для очистки газопроводів та відводів з нерівнопрохідною арматурою поділяються на дві основні групи:

- пристрої періодичної дії для видалення конденсату з газопроводу зі змінною геометрією манжет, які самоущільнюються;
- стаціонарні пристрої для збору та відводу конденсату безперервної дії.

До пристроїв періодичної дії відносять скрепкові конструкції, застосування яких стало можливим завдяки використанню розроблених УкрНДІгазом мобільних (з'ємних) камер запуску та прийому [8] очисних пристроїв. Подібні мобільні камери отримали розповсюдження і в світовій практиці експлуатації газопроводів і шлейфів, але мали помірний економічний ефект від впровадження [9].

Стаціонарне відведення рідини періодичної дії передбачає застосування конденсатовловлювачів різних типів з метою підвищення ефективності та пропускної здатності газопроводу на ділянках, що розміщені після місця встановлення, за рахунок локалізації просування забруднень. Внаслідок досить високого коефіцієнту вловлювання забруднень уловлювачі типу УЗГ-0,5, УЗГМ [10] та розширювальні камери (РК) забезпечують зростання гідравлічної ефективності розміщених за ними ділянок газопроводу на 10-15 %. Але жоден з раніш розроблених конденсатозбірників не придатний для вловлювання великих мас рідини, що поступає у процесі очистки газопроводів різними газодинамічними способами, включаючи методи створення швидкісного потоку газу, що транспортується. Це пояснюється тим, що існуючі конденсатозбірники не забезпечують ефективне вловлювання та видалення великих об'ємів рідини, що рухається у вигляді пробки, тому що значна частина рідини при цьому по інерції проходить та виноситься в газопровід. Крім того, металоємність конструкції суттєво обмежила застосування.

Періодичну дію виконують і технічні засоби для очистки внутрішньої порожнини труби від гідратів, які включають в себе такі реагенти як метанол, діетиленгліколь, поверхнево активні речовини та гелі [4]. Фактично, такий метод в світовій практиці розглядається як метод контролю вологовмісту природного газу [11]. Але як показали дослідження [12], метанол не виноситься потоком газу, а накопичується, змішуючись з водою, в понижених місцях траси та утворює водно-метанольну підложку. Поверхня вкривається вуглеводневим шаром газоконденсату та мінерального масла, що ізолює та знижує високу ефективність метанолу, як інгібітору гідратуутворення [13].

Розроблена схема і конструкція піногенератору [14] дозволяє створювати високократну піну в потоці газу, що транспортується під високим тиском, і очищення газопроводу. Конструкція парогенератору високого тиску дозволяє вибирати оптимальний режим піноутворення при постійній витраті розчину ПАР зміною швидкості потоку газу. Однак, як показує світова практика, піни не є стійкими при зіткненні із будь-якими механічними перешкодами (тобто місцевими опорами в газопроводах) [15].

Для підвищення гідравлічної ефективності газопроводів застосовують спосіб створення прискорених потоків газу. Він застосовується для виносу забруднень з понижених місць в газопроводах з невисокою швидкістю газу. Розрахунки та експериментальні дослідження на діючих газопроводах показали, що комплекс заходів для створення швидкісного потоку газу дозволяє на ділянках створити швидкості, достатні для ефективного виносу конденсату з понижених місць. Фактично, впровадження таких способів базується лише на досвіді експлуатації родовищ і суттєво впливає на технологічний процес видобутку.

На даний час, в Україні застосовуються комбіновані способи очистки внутрішньої порожнини газопроводів безперервної та періодичної дії з нерівнопрохідною арматурою із залученням обладнання закордонних фірм [16]. Застосування комбінованих методів очистки та проведення технічної діагностики трубопроводів з тривалим терміном експлуатації дають значну економію коштів, що може добре зарекомендувати себе для газозбірних систем України, де третина газопроводів мають тривалий термін експлуатації. Принципи реалізації детально викладено в [17], де і зазначено, що такі методи є точковими для понижених ділянок газопроводів, а отже впровадження вимагає суттєвої кількості таких пристроїв.

Застосування будь-якого методу для підвищення гідравлічної ефективності промислових газопроводів вимагає вирішення певного кола задач від оцінки капіталовкладень до надійності роботи системи. Вищенаведені методи укрупнено можна поділити на точкові, ефект впровадження яких можливо відчутти одноразово, та постійно діючі, застосування яких обмежено внаслідок моральної застарілості і обладнання родовищ нерівнопрохідною запірною арматурою. Це, фактично, виключає можливість проведення періодичної очистки традиційними поршнями-скребками, оскільки загальна протяжність газозбірних систем зрілих родовищ України перевищує 15 тис. км і заміна лінійної частини потребуватиме значних капіталовкладень. Приведеного грошового потоку від реалізації проекту не вистачить на покриття витрат. Одним із аспектів підтримання таких систем у безаварійному стані і забезпечення ефективного видобутку

вуглеводнів є вилучення забруднень з понижених місць системи газопроводів і шлейфів свердловин.

Отже, питання очищення такого типу трубопроводів і забезпечення тривалого ефекту від застосування стоїть доволі гостро, що обґрунтовує необхідність розробки новітнього, ефективного і економічного методу очистки внутрішньої порожнини газопроводів системи збору і транспортування газу.

Мета та задачі дослідження. Метою роботи є розробка способу очистки внутрішньої порожнини газопроводів системи збору і транспортування газу, незалежно від конфігурації трубної арматури і типу газорідного потоку.

Для досягнення заданої мети були поставлені такі задачі:

- провести експериментальні дослідження по створенню пружно-полімерної композиції в еластичній оболонці, що використовуватиметься як поршень, здатний проходити місця змінного діаметру, опори шлейфів та газопроводів;

- розробити регресійну модель часу проходження еластичного поршня через порожнину газопроводу системи збору і міжпромислового транспортування газу з її адаптацією до фактичних умов експлуатації з метою визначення часу руйнування пружно-полімерної композиції і моменту приймання забруднень в сепараційному обладнанні на установках;

- адаптувати регресійну модель до фактичних умов експлуатації газопроводів із розробкою технології дослідного випробування.

Викладення основного матеріалу статті. Процес досліджень поділено на два основних етапи:

- 1) формування моделі поршня із полімерного матеріалу з густиною, необхідною для його руху у вигляді пробки, що виштовхуватиме накопичену рідину з внутрішньої порожнини трубопроводу різного призначення;

- 2) фізичне моделювання процесу руху пружно-полімерної композиції з 1,5 % вмістом полімеру, яку, для надання їй форми, розміщено в нещільному синтетичному матеріалі, через порожнину моделі шлейфу.

Для практичної реалізації поставлених цілей виготовлено пружно-полімерні композиції наступного складу, характер поведінки яких в порожнині моделі шлейфу представлено в табл. 1.

За характером поведінки для подальших досліджень обрано зразок №3. Оскільки під дією потенціальної енергії газу композиція може втратити форму, прийнято рішення використати допоміжні засоби для забезпечення її стійкості.

Характер поведінки допоміжних засобів досліджено на найбільш екстремальних режимах з точки зору розробки родовищ на завершальній стадії. Це зроблено в умовах низького робочого тиску, величина якого прямує до атмосферного, та низького дебіту, що відповідає швидкості руху газу до 0,5 м/с.

Таблиця 1

Характеристика полімерів, що використано для пружно-полімерної композиції

№ зразка	Полімерна композиція, мас. %	Густина, кг/м ³	В'язкість за Брук-фіeldo м, СПз	Характер поведінки композиції
1	0,5	1025	86	Руйнується під дією газового потоку, поводитья як рідина
2	1,0	1030	92	Руйнується під дією газового потоку, розпадається на частини, що переміщуються через порожнину труби
3	1,5	1030	99	Частково зберігає форму, поводитья як пробка
4	2,0	1035	104	Поводиться як неньютонівська рідина, розпадається на окремі желеподібні частини
5	2,5	1040	116	Розпадається на окремі желеподібні частини, погано переміщується у порожнині

В якості допоміжних засобів використано такі речовини і об'єкти (табл. 2).

Таблиця 2

Допоміжні засоби для пружно-полімерної композиції

Назва	Характер застосування	Характер поведіння під час руху	Забезпечення надання композиції форми
Самоущільнювальна манжета	Розміщується перед композицією і діє в якості поршня під впливом тиску газу	Застрягає в запірній (нерівнопрохідній) арматурі та в місцях переходів	Частково забезпечує
Поршень губкового або поролонового типу	Те саме	Застрягає в місцях ущільнень та місцевих звужень	Частково забезпечує
Оболонка із нещільного синтетичного матеріалу	Пружно-полімерна композиція розміщується в оболонку, після чого запасовується в шлейф	Рухається без зупинок, не застрягає, стінка труби змащується частками композиції	Забезпечує

Отже, під час планування експериментальних досліджень використано об'єкт досліджень: пружно-полімерна композиція з 1,5 % вмістом полімеру в нещільному синтетичному матеріалі, що руйнується через шлейф. Завданням проведення експериментальних досліджень математичного моделювання передбачає оцінку:

– часу проходження пружно-полімерної композиції через шлейф, с;

– коефіцієнту очистки порожнини труби від накопичених забруднень.

За результатами проведення експерименту необхідно знайти математичну модель об'єкту дослідження, під якою розуміють рівняння, що зв'яже показники процесу з чинниками, що діють на нього $y=(x_1, x_2, \dots, x_3)$, причому чинники мають бути незалежними і керованими, тобто має існувати можливість їх зміни в певному діапазоні без впливу на інші чинники.

Для випадку, що розглядається, обрано три основних чинники, незалежні між собою і величина яких може змінюватись в рамках планування експерименту при сталому тиску і температурі на вході в трубопровід:

$$t = f(V_{забр}, \omega(q), \rho_{забр}), \quad (1)$$

де t – час проходження пружно-полімерної композиції, с;

$V_{забр}$ – об'єм забруднень різного типу в порожнині трубопроводу, дм³;

$\omega(q)$ – лінійна швидкість газу, що регулюється продуктивністю свердловини, м/с;

ρ – густина забруднень, кг/дм³.

Дослідження спрямовано на обрання такої кількості неповторюваних дослідів і на стількох рівнях, щоб у підсумку отримати рівняння регресії. Це рівняння має адекватно описувати вплив усіх значимих чинників на функцію відгуку із найменшою похибкою, аналогічною до використаної в роботі [18].

Час проходження пружно-полімерної композиції через внутрішню порожнину трубопроводу із гладкою поверхнею за результатами експериментальних досліджень можна описати регресійною моделлю.

Вихідні дані:

– кількість рівнів – 3 (нижній, середній, верхній);

– загальна кількість дослідів – 27;

– режим роботи – ізотермічний, умовно-стаціонарний ізобаричний.

На основі обробки робочої матриці планування експерименту та результатів розрахунку коефіцієнтів регресії і робочих дисперсій в матриці визначено, що розсіювання експериментальних даних змінної стану відносно рівняння регресії має такий самий порядок, як і розсіювання, спричинене випадковими змінами в об'ємі дослідження (помилка досліду), а рівняння регресії матиме наступний вигляд із числовими значеннями коефіцієнтів, що враховують нелінійність, тобто ефект взаємодії чинників і критерій, який оцінює границі дослідження (відношення часу проходження композиції по трубі):

$$\frac{t}{l} = 16,24 - 0,81\omega(q) + 0,84V_{забр} + 0,85\rho_{забр}, \quad (2)$$

де l – довжина досліджуваного трубопроводу, дм.

Час проходження пружно-полімерної композиції через внутрішню порожнину трубопроводу із гладкою поверхнею внутрішньої стінки труби в секундах на дециметр за результатами експериментальних досліджень можна описати регресійною моделлю, що має вигляд формули (2).

В цьому рівнянні швидкість руху газового потоку в трубопроводі регулювалась за допомогою крану в кінцевій точці шляхом його відкриття-закриття.

В реальних умовах експлуатації, зокрема шлейфів свердловин, лінійна швидкість газу залежить від режиму роботи свердловини (робочого тиску, температури і дебіту), а також від технічної характеристики труби [19]:

$$\omega = \frac{q \cdot z \cdot T \cdot P_0}{F \cdot P \cdot z_0 \cdot T_0} = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{1,033 \cdot q \cdot z \cdot T}{1,273,15 \cdot P \cdot d^2} = 5,575 \cdot 10^{-4} \frac{q \cdot z \cdot T}{P \cdot d^2} \quad (\text{дм/с}), \quad (3)$$

де P_0 , T_0 , z_0 – тиск, температура і z-фактор в нормальних умовах;

P , T , z – фактичний тиск (бар), температура (К) і коефіцієнт стиснення;

q – дебіт свердловини, тис. м³/добу.

Виходячи з аналізу, в попередньому підрозділі об'єм забруднень, що накопичено в трубопроводі, запишемо, як в [20]:

$$V_{забр} = a \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot L, \quad (\text{дм}^3), \quad (4)$$

де D , L – внутрішній діаметр і довжина шлейфа, відповідно, дм

a – прийемо як коефіцієнт, що характеризує ступінь заповнення геометричного об'єму газопроводу рідиною, і визначається за формулою [20]:

$$a = 0,2513 - 0,2099E - 0,09083i + 0,641875(1-E)(1-i), \quad (5)$$

де E – коефіцієнт гідравлічної ефективності шлейфу, долі одиниці;

i – гідравлічний ухил висхідних ділянок шлейфу свердловини, рад.

Реальний час проходження 1 дм через порожнину обраного для досліджень трубопроводу з гладкою внутрішньою поверхнею:

$$t = \frac{16,24 - 0,81\omega(q) + 0,84V_{забр} + 0,85\rho_{забр}}{60,30}, \quad (\text{с}). \quad (6)$$

Повторні дослідження для труб зі збільшеною шорсткістю проводились аналогічно до чистих труб, результати якого представлено вище. Під час проведення експериментальних досліджень часу проходження через внутрішню порожнину трубопроводу із жорсткою стінкою, опір якої

моделювався шляхом розміщення певного об'єму бориту в трубі, виявлено збільшення його величини вчетверо. Враховуючи це, та підставляючи формули (3) і (4) в формулу (6), отримаємо час необхідний для подолання одного погонного дециметра шлейфу:

$$t = \frac{4}{60,30} (16,24 - 0,81 \cdot 5,575 \cdot 10^{-4} \frac{q \cdot z \cdot T}{P \cdot d^2} + 0,84 \cdot 10^3 \cdot a \frac{\pi d^2}{4} L + 0,85 \cdot 10^{-3} \rho_{забр}) = \frac{4}{60,30} (16,24 - 4,5 \cdot 10^{-4} \frac{q \cdot z \cdot T}{P \cdot d^2} + 210 \cdot a \cdot \pi \cdot d^2 \cdot L + 0,85 \cdot 10^{-3} \rho_{забр})$$

Відносно шлейфу певної довжини час проходження пружно-полімерної композиції через його порожнину можна оцінити за наступною формулою, дотримуючись критеріїв подібності [3]:

$$t = \frac{40 \cdot L}{60,30} (16,24 - 4,5 \cdot 10^{-4} \frac{q \cdot z \cdot T}{P \cdot d^2} + 210 \cdot a \cdot \pi \cdot d^2 \cdot L + 0,85 \cdot 10^{-3} \rho_{забр})$$

або, спростивши:

$$t = \frac{2}{3} \cdot L \cdot (16,24 - 4,5 \cdot 10^{-4} \frac{q \cdot z \cdot T}{P \cdot d^2} + 210 \cdot a \cdot \pi \cdot d^2 \cdot L + 0,85 \cdot 10^{-3} \rho_{забр}), \quad \text{с} \quad (7)$$

де L – довжина шлейфу свердловини, м;

q – дебіт свердловини, тис.м³/добу;

z – коефіцієнт стиснення газу;

T – температура газового потоку, К;

P – тиск в досліджуваному перерізі шлейфу, (бар) кгс/см²;

d – внутрішній діаметр шлейфу свердловини, м;

$\rho_{забр}$ – густина основної складової забруднень в трубопроводі [21].

Формула (7) дає змогу оцінити час проходження полімерно-пружної композиції в якості очисного поршня від гирла свердловини до блоку входних ниток на УКПГ. За цим часом оператор контролює процес переключення засув на видобувних і факельних лініях на УКПГ при прийманні забруднень. Час саморуйнування оболонки для пружно-полімерної композиції має бути не меншим за розрахований час за рівняннями регресії.

Ефективність заходів з очистки внутрішньої порожнини шлейфу свердловини за допомогою пружно-полімерної композиції оцінюють за коефіцієнтом очистки шляхом порівняння даних про гідравлічну ефективність шлейфу до і після проведення очисних операцій [3]:

$$k_{оч} = \frac{V_{забр}^{до} - V_{забр}^{після}}{V_{забр}^{до}} \quad (8)$$

де $V_{забр}^{до}$, $V_{забр}^{після}$ – розрахунковий об'єм забруднень до і після проведення операцій по очистці шлейфу свердловини, що визначається за формулою (4).

Розробка технології дослідного випробування. Технологічні вимірювання проводяться відповідно до правил і методології проведення таких видів робіт в три етапи. Передпроектний етап включає: вимірювання РVT-параметрів на свердловині і УКПГ; збір даних щодо типу родовища, компонентного складу газу, оцінки типу забруднень та орієнтовної густини. Далі слід дослідити рельєф місцевості, визначити кути нахилу висхідних ділянок, кількість понижених місць трасою шлейфу.

Останнім кроком є оцінка об'єму забруднень в порожнині шлейфу за формулою (4) та часу проходження композиції через порожнину шлейфу за формулою (7).

Підготовчий етап вимагає формування двох бригад дослідників, одну з яких розміщують на площадці свердловини, другу - на блоці вхідних ниток УКПГ. Обидві бригади оснащуються контрольно-вимірювальними приладами. Бригада на гирлі свердловини використовуватиме також обладнання, необхідне для закачування пружно-полімерної композиції до порожнини шлейфу (високошвидкісним міксером, реагентами, основною речовиною, водою тощо) та допоміжним обладнанням (компресором, перехідниками, інструментами). Контроль руху поршня через порожнину шлейфу повинен проводитись шляхом візуального спостереження за тиском на початку та в кінці шлейфу та за секундоміром. Крім того, обидві бригади повинні оснащуватись засобами

протипожежної безпеки та індивідуального захисту.

Основний етап проводиться в декілька стадій відповідно до руху поршня і регулюється засувами на фонтанній арматурі свердловини (рис.).

1. Закривається надкоренева засува №6 та робоча засува на початку шлейфу №1, що дозволить стравити тиск в фонтанній арматурі свердловини шляхом продувки газу на амбар через відкриті засуви №4 і №5. При закритих засувах №4, 5, відкритій аварійній засуві №3, під'єднується гнучка трубка високого тиску за допомогою фланцевого з'єднання до фланцевого з'єднання над засувою №3. За допомогою насоса і забірних трубок подається технічна рідина із розчиненими ПАР та інгібіторами в порожнину між засувами №4 і №1, відкривається засува №1 та засува №6 для передавлювання технічної води в шлейф.

2. При закритій надкореневій засуві №6 та робочій засуві на початку шлейфу №1, стравлюється тиск в фонтанній арматурі свердловини шляхом продувки газу на амбар через відкриті засуви №4 і №5. Для введення поршня в клин засуви №1 демонтується засува №4, причому довжина поршня має забезпечити вільний переріз між засувами №6 і №1. Після цього проводиться демонтаж засуви №4 з її наступним закриттям. При відкритті засуви №6 та №1 поршень почне рухатись через порожнину шлейфу, штовхаючи перед собою технічну воду.

3. Якщо необхідно ввести поршень, довжину якого неможливо зробити таким, щоб не перекривати вільний переріз труби між засувами №6 та №3, то після повтору операцій із стравлюванням газу повторно закривають засуви №1 і №6.

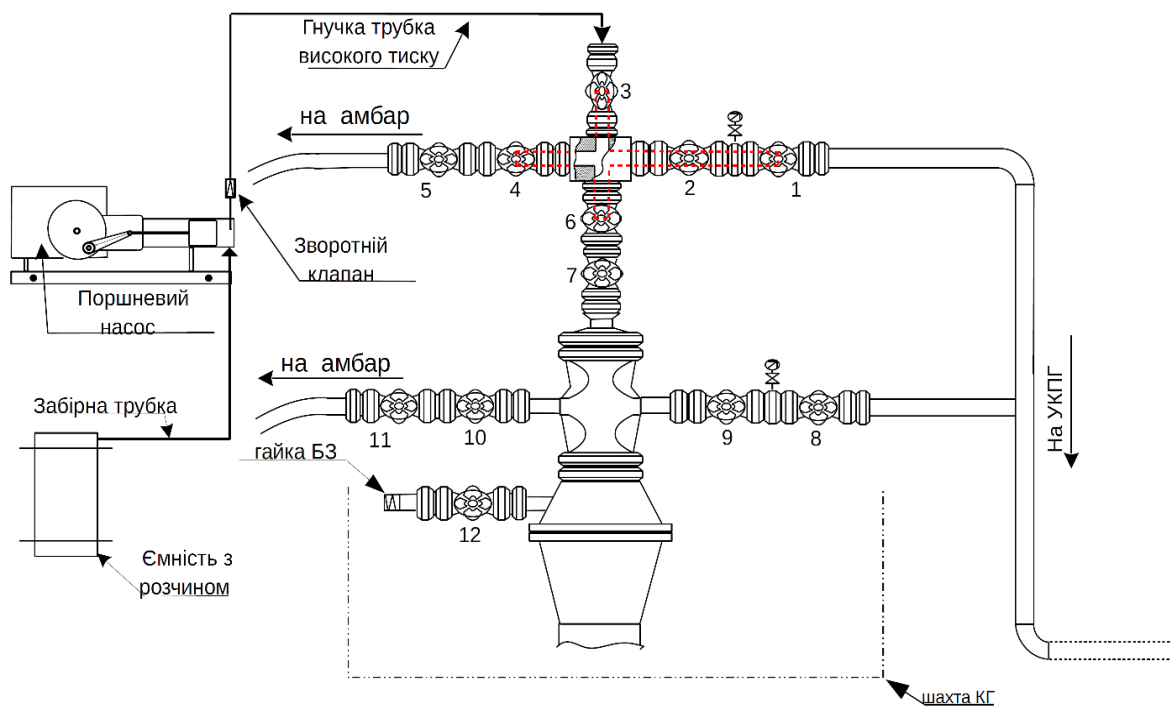


Рис. Схема вводу пружно-полімерної композиції в порожнину шлейфу

Після демонтажу фланцевого з'єднання з засувою №5 та засувою № 11, закривають аварійну засуву № 10 та вводять поршень потрібної довжини через засуви №5 до засуви №1, а після повторного встановлення на фланцеве з'єднання гнучкого перехідника на засуви №5 та №11, відкривають засуви №10 і №1 і затрубним тиском продавлюють поршень в порожнину шлейфу, при цьому в подальшому гнучкий перехідник демонтується.

4. Приймання забруднень і поршня проводять в сепараторах на УКПГ після проходження блоку вхідних ниток. Приймання початкової маси забруднень відбувається в сепараторах першої ступені. Після проходження певного часу, залежно від швидкості поршня, готуються до переключення свердловини для продувки на амбар.

5. Після сигналізування проходження поршня в блок вхідних ниток (контроль має проводитись відповідальним фахівцем на УКПГ) закривається засува на УКПГ на вхідній нитці очищеної свердловини. Відкривається засува на амбар і приймання останньої маси забруднень і поршня відбувається або в амбарі, або в факельному сепараторі. Після вистрілювання поршня в амбар або надходження його до сепараційного простору факельного сепаратора закривають засуву на продування свердловини на амбар і відкривають робочу засуву на УКПГ.

На заключному етапі оцінюють ефективність очищення шлейфу свердловини. Повторно вимірюють дебіт свердловини протягом визначеного часу, записують покази тиску на гирлі свердловини і на вході в УКПГ і відповідну зміну температури.

Оцінюють зміну коефіцієнту гідравлічної ефективності та відповідну зміну об'єму забруднень в порожнині шлейфу після проведення очищення за формулою (4). Оцінюють коефіцієнт очищення порожнини шлейфу свердловини за формулою (8).

Рішення щодо ефективності проведення операцій по очистці приймають за отриманими результатами аналізу: зміни дебіту свердловини; зміни робочого тиску на гирлі свердловини. Також, слід прийняти до уваги зміну коефіцієнту очищення свердловини і кількість утилізованої рідини та її вартість.

Висновки. В результаті проведення стендових досліджень, встановлено що:

1) для очистки внутрішньої порожнини в якості пробкового рідинного поршня рекомендовано застосувати пружно-полімерну композицію на основі 1,5% полімеру (гуарова камідь, загущена боратовим зшивачем), яка ефективно очищає гладкостінний трубопровід (еквівалентною шорсткістю 0,015 мм). Для забезпечення стійкості композиції, її потрібно розміщувати в нещільній міцній оболонці, що формуватиме циліндричну форму та уникнути розривів під час проходження через порожнину діючого шлейфу свердловин. Оболонка повинна мати органічне походження і руйнуватись після певного часу, оскільки приймання композиції на УКПГ буде проводитись

після проходження блоку вхідних ниток в геологічному сепараторі або в одному з сепараторів I ступені. В промислових умовах, особливо при проходженні висхідних «сухих» ділянок шлейфів свердловин, можливо застрягання пружно-полімерної композиції в порожнині шлейфу. Тому, технологія очистки діючого шлейфу має передбачити використання поршня, що складатиметься із двох частин:

– пружно-полімерна композиція в оболонці (штовхаючий пристрій);

– технічна вода із додаванням поверхнево-активних (миючих або слизьких) речовин та інгібітору корозії (речовина, яку штовхають);

2) розроблено регресійну модель руху пружно-полімерної композиції через порожнину шлейфу та адаптовано до промислового використання шляхом зв'язку її з основними параметрами роботи шлейфу свердловини або міжпромислового газопроводу (фактично з технологічним режимом його роботи). Модель показує наскільки щільною необхідно створити композицію до моменту руйнування її зовнішньої еластичної оболонки, а також визначає час початку приймання забруднень в сепараційному обладнанні установок;

3) розроблено дослідну технологію реалізації процесу очищення діючих шлейфів свердловин для типових родовищ за допомогою керування процесу на запірній арматурі свердловини і установки збору та підготовки продукції відповідно до часу, розрахованого за регресійною моделлю руху пробки.

Практичною цінністю цієї роботи є подолання проблеми надлишкового протитиску в системі трубопроводів, обладнаних нерівнопрохідною арматурою, та шлейфів свердловин, що в підсумку призводить до падіння робочого тиску на гирлі свердловин родовищ, що працюють на виснаження в газовому режимі, та можливості нарощування видобутку природного газу.

Представлена методика захищена патентом України на корисну модель в поточному році [22].

Література

1. Гиматудинов Ш.К. Разработки и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений / Ш.К. Гиматудинов, И.И. Дунюшкин, В.М. Зайцев, Ю.П. Коротаев, Е.В. Левыкин, В.А. Сахаров // Учеб. для вузов - М.: Недра, 1988. - 302 с.
2. Капцов І. І. Зниження втрат тиску в системі газопроводів як один із чинників збільшення обсягів видобутку газу на родовищах / І. І. Капцов, С. О. Саприкін, М. І. Братах, В. Є. Співак // Нафтова і газова промисловість. - 2009. - № 2. - С. 58-59.
3. Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи / В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук // Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу. Київ - Львів, 1996. - С. 620.
4. Капцов И. И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах / И. И. Капцов // Москва : Изд-во Недра, 1988. - С.160.

5. Девичев В.В. Анализ эффективности и периодичности очистки полости магистральных газопроводов/ В.В.Девичев, Д.А. Ионин // Транспорт природного газа. - Москва: ВНИИГАЗ, 1986. - С.64-70.
6. Gupta A., Need of Flow Assurance for Crude Oil Pipelines A Review. / A. Gupta, A. Sircar// International Journal of Multidisciplinary Sciences and Engineering, 2015. - No. 2. - Vol. 6. P. 1-7.
7. Anand G. Introduction to Pigging & a Case Study on Pigging of an Onshore Crude Oil Trunkline / G. Anand & S. Anirbid // International Journal of Latest Technology in Engineering, 2016. - Vol. V, Issue II, 18-25. Retrieved from [http://www.ijltemas.in/DigitalLibrary/ Vol.5Issue2/18-25.pdf](http://www.ijltemas.in/DigitalLibrary/Vol.5Issue2/18-25.pdf)
8. Шеїна З.В. Аналіз технологічних заходів для запобігання ускладнень експлуатації об'єктів лінійної частини газопроводів, що транспортують газ родовищ, які працюють на виснаження / З.В. Шеїна, А.В. Соболева, І.М. Рузіна // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. Праць. Вип. XXXIX. - Харків: УкрНДІгаз, 2011. - С. 258-265.
9. Quarini J. A review of fluid-driven pipeline pigs and their applications / J. Quarini, S. Shire // Journal of Process Mechanical Engineering, 2007. - Vol. 221. No. 1. - P. 1-10.
10. Пристрій для очистки трубопроводу: пат. 57127, Україна. №2000084938, заявл.15.03.02; опубл. 16.06.2003, Бюл. №3/2002. 7 с.
11. Abdel-Aal H. K. Fahim Petroleum and Gas Field Processing / H. K. Abdel-Aal, M. A. Mohamed Aggour // Marcel Dekker Inc, New York: Basel, 2003. - P. 358.
12. Капцов И.И. Оценка объема отложений (загрязнений) для их утилизации при очистке газопроводов / И.И. Капцов, В.В. Розгонюк // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць. № 25. - Харків: УкрНДІгаз, 1998. - С.280-286.
13. Joseph M. Powers Lecture notes on Thermodynamics / M. Joseph // University of Notre Dame - Indiana USA, 2014. - 362 p.
14. Редько А.Ф. Исследование возможности очистки газопроводов с помощью пен поверхностно-активных веществ на моделирующем стенде / А.Ф.Редько, И.И. Капцов // Коммунальное хозяйство городов: Науч. техн. сборник. № 79. - Київ: Техніка, 2007. - С. 265-270.
15. Guo Boyun Natural gas engineering handbook / Boyun Guo, Ali Ghalambor // Gulf Publishing Company. - Houston: Texas, 2005. - P. 448.
16. Terry R. Shamblin Intelligent pigging inspection of uncoated seamless pipelines / R. Terry // Pipelines and gas journal. March, 2000.
17. Братах М.І. Динаміка рідинних формувань в порожнині міжпромислового газопроводу / М.І. Братах, І.М. Рузіна, А.В. Соболева // Питання розвитку газової промисловості України: УкрНДІгаз, 2009. - № 37. - С. 287-293.
18. Дорошенко В.М. Основи наукових досліджень / В.М. Дорошенко // Навч. посібник. - Київ: ІСДО, 1998. - 128 с.
19. Розгонюк В.В. Довідник працівника нафтогазового підприємства / В.В. Розгонюк // Київ: вид-во Росток, 2001. - С. 1092.
20. Братах М.І. Спосіб визначення об'єму забруднень в порожнині газопроводів, що транспортують газ власного видобутку / М.І. Братах // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. - Київ: ДП Науканафтогаз, 2007. - № 5. - С. 628 - 634.
21. Дячук В.В. Проектування розробки і облаштування газових (газоконденсатних) родовищ / В.В. Дячук, Є.С. Бікман, С.О. Кисельова // Навч. посіб. Харків: БУРУНіК, 2009. - 304 с.
22. Горін В.П. Спосіб очищення внутрішньої порожнини трубопроводу / В.П. Горін, Д.Ф. Тимків, В.Я. Грудз // Патент Україна. №201803083, заявл.26.03.18; опубл. 06.08.2003, № 21412/3У/18. 7 с.

References

1. Gimatudinov, Sh.K., Dunyushkin, I.I., Zaytsev, V.M., Korotaev, Yu.P., Levykin, Ye.V., & Sakharov, V.A. (1988). Razrabotki i ekspluatatsiya neftyanykh, gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy [Development and Life of Oil, Gas and Gas-Condensate Fields]. Moscow: Nedra. (in Russian)
2. Kaptsov, I. I., Saprykin, S. O., Bratakh, M. I., & Spivak, V. Ye. (2009). Znyzhennia vtrat tysku v systemi hazoprovodiv yak odyn iz chynnykh zbilshennia obsiahiv vydobutku hazu na rodovyshchakh [Pressure Loss Reduction in the Gas Flowline System as One of the Factors for Gas Recovery Enhancement]. *Naftova i hazova promyslovist – Oil and Gas Industry*, Vol. 2, 58-59. (in Ukrainian)
3. Boiko, V. S., Kondrat, R. M., & Yaremiichuk, R. S. (1996). *Dovidnyk z naftohazovoi spravy [Guidebook for Oil and Gas Engineering]*. Lviv: Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas. (in Ukrainian)
4. Kaptsov, I. I. (1988). *Sokrashchenie poter gaza na magistralnykh gazoprovodakh [Gas Loss Reduction in Main Pipelines]*. Moscow: Nedra. (in Russian)
5. Devichev, V.V., & Ionin, D.A. (1986). Analiz effektivnosti i periodichnosti ochistki polosti magistralnykh gazoprovodov [Analysis of Effectiveness and Frequency of Main Pipelines Cleaning]. *VNIIGAZ – Ukr. Inst. of Nat. Gas*, 64-70. (in Russian)
6. Gupta, A., & Sircar, A., (2015). Need of Flow Assurance for Crude Oil Pipelines: A Review. *International Journal of Multidisciplinary Sciences and Engineering*, Vol. 6, No. 2, 1-7.
7. Anand, G., & Anirbid, S. (2016). Introduction to Pigging & a Case Study on Pigging of an Onshore Crude Oil Trunkline. *International Journal of Latest Technology in Engineering*, Vol. V, Issue II, 18-25. Retrieved from <http://www.ijltemas.in/DigitalLibrary/Vol.5Issue2/18-25.pdf>
8. Sheina, Z.V., Sobolieva, A.V., & Ruzina, I.M. (2011). Analiz tekhnolohichnykh zakhodiv dlia zapobihannia uskladnen ekspluatatsii ob'ektiv liniinoi chastyny hazoprovodiv, shcho transportuiut haz rodovyshch, yaki pratsiuiut na vysnazhennia [Analysis of Technological Measures for Troubleshooting of Operation of Linear Part of Gas Pipelines During Gas Transferring at Gas Fields Operating under Gas Drive Mode]. *Pytannia rozvytku hazovoi promyslovosti Ukrainy – Issues of Ukrainian Gas Industry Development*, Vol. XXXIX, 258-265. (in Ukrainian)
9. Quarini, J., & Shire, S. (2007). A Review Of Fluid-Driven Pipeline Pigs And Their Applications. *Journal of Process Mechanical Engineering*, Vol. 221, No. 1, 1-10.
10. Bohuslavskyi, V.A., & Kaptsov, I. I. *Prystrii dlia ochystky truboprovodu [Apparatus for Pipeline Cleaning]*. Patent UKR, no 2000084938, 2002.
11. Abdel-Aal, H. K., & Fahim, M. A. (2003). *Petroleum and Gas Field Processing*. New York: Marcel Dekker Inc.
12. Kaptsov, I.I., & Rozgonyuk, V.V. (1998). Otsenka obema otlozheniy (zagryazneniy) dlya ikh utilizatsii pri ochistke

- gazoprovodov [Estimation of Deposits Volume for Their Removal During Pipeline Cleaning]. *Pytannia rozvytku hazovoi promyslovosti Ukrainy - Issues of Ukrainian Gas Industry Development*, Vol. 25, 280-286. (in Russian)
13. Joseph, M. (2014). *Powers Lecture notes on Thermodynamics*. Indiana, USA: University of Notre Dame.
 14. Redko, A.F., & Kaptsov I.I. (2007). Issledovanie vozmozhnosti ochistki gazoprovodov s pomoshchyu pen poverykhnostno-aktivnykh veshchestv na modeliruyushchem stende [Study on Possibility of Pipelines Cleaning by Surfactant Foams Carried Out at Simulation Stand]. *Kommunalnoe khozyaystvo gorodov - Municipal Infrastructure of Cities*, Vol. 79, 265-270. (in Russian)
 15. Guo, B., & Ghalambor, A. (2005). *Natural gas engineering handbook*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
 16. Shamblin, Terry, R. S. (2000). Intelligent pigging inspection of uncoated seamless pipelines. *Pipelines and gas journal*, Vol. 227, Issue 3, 40.
 17. Bratakh, M.I., Ruzina, I.M., & Sobolieva, A.V. (2009). Dynamika ridynnykh formuvan v porozhnykh mizhpromyslovoho hazoprovodu [Dynamics for Liquid Deposits Formation in the Main Pipelines]. *Pytannia rozvytku hazovoi promyslovosti Ukrainy - Issues of Ukrainian Gas Industry Development*, Vol. 37, 287-293. (in Ukrainian)
 18. Doroshenko, V.M. (1998). *Osnovy naukovykh doslidzen [Basics for Scientific Research]*. Kiev: ISDO. (in Ukrainian)
 19. Rozghoniuk, V.V., Rudnik, A.A., & Kolomiciev, V.M. et al. (2001). *Dovidnyk pratsivnyka hazotransportnoho pidpryemstva [Guidebook for Engineers of Gas Transmission Provider]*. Kiev: Rostok. (in Ukrainian)
 20. Bratakh, M.I. (2007). Sposib vyznachennia ob'emu zabrudnen v porozhnykh hazoprovodiv, shcho transportuiut haz vlasnoho vydobutku [Method for Deposits Volume Estimation in Gas Pipelines Which Transfer Gas of Equity Production]. *Problemy naftohazovoi promyslovosti - Issues of Oil and Gas Industry*, Vol. 5, 328-634. (in Ukrainian)
 21. Diachuk, V.V., Bikman, Ye.S., Kyselova, S.O. (2009). *Proektuvannia rozrobky i oblashtuvannia hazovykh (hazokondensatnykh) rodovyshch [Basics for Development and Construction of Natural Gas Fields]*. Kharkiv: BURUNiK. (in Ukrainian)
 22. Gorin V.P., Tymkiv D.F., Grudz V.Y. Sposib ochyschennia vnytrishnyoi porozhnyy truboprovodu: patent Ukraine. №201803083, zayav. 26.03.18, opubl. 06.08.2003, №21412/3У/18. 7s.

П. В. Горин, К. А. Поляруш, Д.Ф. Тымкив, В.В. Романова, Д.Е. Добрунов Разработка способа очистки шлейфов скважин.

Разработан метод очистки шлейфа скважины путем формирования физической модели поршня из полимерного материала плотностью, необходимой для обеспечения его движения в виде пробки, выталкивающей жидкость. Композицию создано из полимерных материалов на основе водного раствора, сшитых боритом, а для придания большей стойкости помещено в

неплотном синтетическом материале, который служит оболочкой. Стойкость, эффективность и движение полимерной композиции смоделировано на лабораторной установке. Разработку сделано для решения технологической проблемы очистки промышленных трубопроводов и шлейфов скважин зрелых месторождений. Такие месторождения характеризуются определенными техническими и технологическими особенностями эксплуатации, лимитирующими возможность применения традиционных поршней-скребков. Анализ данных по внедрению традиционных способов очистки на таких месторождениях показал, что эффективность их является малой и базируется лишь на точечном отводе жидкости или ее мгновенном перераспределении. Установлено, что полимерная жидкостная пробка с 99% эффективностью очищает внутреннюю полость трубопроводов, независимо от структурной формы газожидкостного потока. Смоделировано движение поршня через модельный трубопровод и адаптировано данные экспериментальных исследований в промышленных условиях эксплуатации, что дало возможность установить время прохождения композиции через полость шлейфов скважин и других газопроводов. Адаптация времени прохождения через полость шлейфа дает возможность контролировать процесс очистки на любых трубопроводах. Кроме того, разработано технологию опытного внедрения предложенного способа на промыслах с поэтапным проведением всех видов работ. Определено, что загрязнения в газопроводах до входа в центральный газосборный пункт создают надмерный перепад давления и сопротивление на рабочее давление на устье скважин. Возрастание рабочего давления для таких месторождений приводит к падению добычи газа, особенно для месторождений, работающих в газовом режиме на истощение. Внедрение модели на промыслах автоматизирует очистку шлейфов скважин, уменьшит расходы на продувку шлейфов, увеличит объемы добычи газа

Ключевые слова: очистка шлейфов скважин, промышленные газопроводы, упруго-полимерная композиция

P. Gorin, K. Polyaruch, D. Tymkiv, V. Romanova, D. Dobrunov Flowlines cleaning method development.

A method for flowlines cleaning was developed. The method is based on formation of a physical model of a polymeric "piston" with density which transforms it into a plug that would push the fluid out from the pipeline. In order to provide the "piston's" greater stability it was wrapped in a shell made of a non-dense synthetic material. This kind of "piston" allows cleaning the pipelines and flowlines at mature fields with the efficiency of 99%, despite the gas flow structure. Modeling of the "piston's" propagation time through the flowline allows controlling the cleaning process in any kind of pipelines. After modeling the abovementioned method was implemented in the existing flowlines and all work stages were developed. Implementation of the model at the fields will automate the flowlines cleaning, reduce the costs, and increase the production.

Keywords: cleaning of well flowlines, gas field pipelines, elastic-polymeric composition

Горін Петро Вікторович – аспірант, кафедра спорудження нафтогазопроводів та газонафтосховищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, e-mail: petrogorin@gmail.com

Поляруш Костянтин Анатолійович – аспірант, кафедра спорудження нафтогазопроводів та газонафтосховищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, e-mail: djfoog@gmail.com

Тимків Дмитро Федорович – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри інформатики Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, e-mail: informatik@nung.edu.ua

Романова Вікторія Володимирівна – аспірант, кафедра видобування нафти, газу і конденсату Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут», e-mail: viktoriyabains@gmail.com

Добрунов Дмитро Євгенович – старший викладач, кафедра видобування нафти, газу і конденсату Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут», e-mail: dmitriydobrunov@gmail.com

Рецензент: д.т.н., проф. **Соколов В.І.**

Стаття подана 28.09.2018