

УДК 624.132.3

Кузьмінець М.П., канд. техн. наук, Баланін В.Х.

ПЕРЕВАГИ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОНАННЯ ЗЕМЛЯНИХ РОБІТ ПРИ КАПІТАЛЬНОМУ РЕМОНТІ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ

Анотація. В роботі наведено особливості ведення земляних робіт машинами в умовах близько розташованого діючого трубопроводу та проаналізовано переваги технічних рішень та технологій виконання робіт.

Аннотация. В работе приведены особенности ведения земляных работ машинами в условиях близко расположенного действующего трубопровода и проанализированы преимущества технических решений и технологий производства работ.

Annotation. The paper presents the characteristics of earthmoving machines in terms of proximity of the existing pipeline and analyzed the benefits of technical solutions and technologies for production work.

Вступ

Динаміку розвитку трубопровідного транспорту (ТТ) у всьому світі можна прослідкувати, аналізуючи зміну протяжності побудованих трубопроводів з часом з кінця ХХ – до початку ХХІ століть.

В промислово розвинених і тих що розвиваються країнах в 1998р. функціонувало магістральних трубопроводів в тис. км – 36462, у т.ч. газопроводів магістральних – 7503; продуктопроводів (усього) – 5102; морських трубопроводів (усього) – 1639, у т.ч. газопроводів – 1033, нафтопроводів – 606.

У США в 1987 р. магістральних трубопроводів (МТ) – 716,7 у т.ч. газопроводів – 448,1, нафто- і продуктопроводів – 268,6.

В Україні на початку XXI століття нафто- та газопроводів працювало понад 40 тис. км, у т.ч. магістральних нафтопроводів ~ 4,5 тис. км; магістральних газопроводів ~ 36 тис. км.

Аналіз досліджень. Відомо, [1, 2, 5], що зі схем укладання магістральних газопроводів (виключаючи морські, підземні, напівпідземні, наземні), які використовуються при їх прокладанні, 98% належить підземній схемі.

Вартість лінійної частини магістрального газопроводу в середньому складає 50% його загальної вартості, а з урахуванням витрат на матеріали – до 85%. Вартість 1 км магістрального газопроводу діаметром 1020 мм складає близько 1 млн. 200 тис. дол. США. Абсолютно переважна частина нафто- та газопроводів змонтована з труб діаметрами 530...1420 мм.

Проблема. Саме тому технологіям виконання земляних робіт при капітальному ремонті (КР) лінійної частини МТ та технологічному обладнанню для їх здійснення приділяється значна увага в різних країнах. Це можна відслідкувати за патентною активністю різних країн у вирішенні цих проблем, наприклад: Європа – [6]; Німеччина - [7]; РФ – [8-13]; ССРСР – [14-16]; США – [17-20]; Україна [21-23]; Японія – [26-24].

Мета дослідження розглянути технічні рішення та технологію виконання земляних робіт при капітальному ремонті лінійної частини магістральних трубопроводів.

Задачі дослідження: встановити переваги технічних рішень та технологій виконання земляних робіт при капітальному ремонті лінійної частини магістральних трубопроводів

Основна частина. Нижче наведені технічні рішення, що доведені до практичного використання, їх аналіз, а також нові рішення окремо по технологіях виконання земляних робіт при КР лінійної частини МТ і технологічному обладнанню для їх здійснення.

Найбільш широко використовувана технологія виконання КР лінійної частини магістральних газопроводів [27] передбачає наступні дії: уточнюють положення газопроводу перед його відкриттям; позначають положення його осі; бульдозерами проводять планування траси для стійкої і надійної роботи машин і механізмів на ділянці трубопроводу, яку ремонтують; одноківшовими екскаваторами проводять розробку двох траншей обабіч труби, при цьому загальний переріз виїмки має форму трапеції з розміром по дну не менше $(D+2+0,8)$ м, де D – діаметр трубопроводу, що дозволяє вільно переміщуватися по

трубі, покладеній на підпірки (лежки) в траншеї очисної і ізоляційної машин; очисною машиною знімають старе ізоляційне покриття; очищують поверхню трубопроводу; ізоляційною машиною наносять нове ізоляційне покриття; трубоукладацькими укладають трубопровід на дно траншеї і засипають його з допомогою бульдозерів.

Недоліки використання технології наступні:

- порушується напружено-деформований стан (НДС) тіла труби, що пов'язано з впливом її підняття трубоукладацькими на підпірки (лежки) в траншеї, або на бровку траншеї, в результаті чого НДС труби стає неконтрольованим;

- неможливість проведення КР єдиним комплексом машин поточним методом;

- складність установки та подальшого демонтажу в траншеї з під труби додаткових підпірок (лежок).

- рівень безпеки виконання робіт низький. Безаварійна робота визначається тільки кваліфікацією машиністів, задіяних у виконанні капітального ремонту;

- темпи виконання ремонтних робіт вкрай низькі – 20...50 м.пог/зміну.

Технологія КР магістральних нафтопроводів діаметром 530-1220 мм з заміною ізоляції без підйому трубопроводу з використанням комплексу машин підвищеної продуктивності [28] передбачає наступні дії: уточнюють положення трубопроводу; позначають вішками його подовжню вісь та глибину залягання труби від денної поверхні ґрунту до верхньої твірної труби; знімають родючий шар ґрунту та переміщують його в відвал на сторону від трубопроводу; тією ж машиною за другий прохід знімають шар мінерального ґрунту на глибину, необхідну для стійкої та надійної роботи наступних технологічних машин та механізмів на ділянці трубопроводу, що ремонтується; переміщують розроблений мінеральний ґрунт у відвал на іншу від трубопроводу сторону і спеціальною машиною розроблюють обабіч труби дві траншеї з розмірами, які залежать від діаметра трубопроводу та глибини його залягання, з відкосами траншей з кутом не менше 15° та приямками на дні кожної траншеї; переміщують розроблений при цьому ґрунт в попередній відвал мінерального ґрунту; розроблюють ґрунт під трубопроводом на глибину 0,75-0,82 м нижче нижньої твірної труби, який переміщують в приямки; знімають з трубопроводу старе ізоляційне покриття; виконують, за необхідністю, ремонт труби та доочищують трубопровід; наносять нове ізоляційне покриття; підсипають ґрунт під трубопровід; ущільнюють його; остаточно засипають відремонтовану ділянку трубопроводу; проводять технічну рекультивацию родючого шару ґрунту.

Недоліки даної технології полягають в наступному:

- НДС трубопроводу під час виконання земляних робіт є змінним, неконтрольованим, мають місце чинники, дія яких може призвести до миттєвої (критичної) зміни НДС труби і можливого її руйнування з подальшими катастрофічними наслідками;
- машини та обладнання, задіяні в процесі виконання КР, розміщені вздовж ділянки труби, що ремонтується, або безпосередньо на ній, без урахування впливу їх маси, силових факторів робочих процесів на зміну НДС трубопроводу;
- спорудження напрямків для розміщення розробленого під трубопроводом ґрунту призводить до завищеної глибини виїмок з обох боків трубопроводу, можливого підтоплення їх ґрунтовими водами;
- необхідність спорудження напрямків збільшує на 40-45% об'єм ґрунту, який необхідно розробити для розкриття трубопроводу, зменшує продуктивність виконання земляних робіт та КР в цілому, приводить до збільшення на 15-25% ширини смуги відводу родючої землі під КР ділянки трубопроводу для розміщення на ній збільшеного на 40-45% об'єму ґрунту (в залежності від діаметра трубопроводу), збільшує загальні енерговитрати на виконання земляних робіт при КР трубопроводу;
- робить менш стійкою та більш схильною до руйнування призму ґрунту між відкопаними траншеями під трубопроводом, на якій утримується трубопровід та розміщені на ньому машини та обладнання (МІР, очисна та ізоляційна машини). Це може призвести до миттєвого руйнування призми та подальшого неконтрольованого збільшення НДС трубопроводу.

Відомі технології [27-28] вдосконалені шляхом реалізації нових технічних рішень [29 пп. 1-4].

Згідно з ним технологічний процес виконання земляних робіт при КР лінійної частини МТ реалізується в наступній послідовності (див. технологічну схему виконання робіт, приведену на рис. 1):

- уточнюють положення трубопроводу;
- позначають його вісь та глибину залягання труби від денної поверхні ґрунту до її верхньої твірної;

- знімають родючий шар ґрунту машиною МПРГ та переміщують його у відвал на сторону від трубопроводу;
- цією ж машиною за другий прохід знімають шар мінерального ґрунту на глибину, необхідну для стійкої і надійної роботи наступних технологічних машин і переміщують його у відвал на другу сторону від трубопроводу;
- розроблюють обабіч труби дві траншеї з розмірами, які залежать від діаметру трубопроводу і глибини його залягання, і переміщують розроблений ґрунт у попередній відвал мінерального ґрунту;
- розроблюють ґрунт під трубопроводом на глибину нижче його нижньої твірної, достатню для роботи ремонтних машин;
- після виконання необхідних ремонтних робіт підсипають ґрунт на обидві боки від нього та ущільнюють його;
- іншими машинами, які не входять до технологічної колони, остаточно засипають відремонтовану ділянку трубопроводу та проводять технічну рекультивацію родючого шару ґрунту;
- періодично вимірюють відстані між працюючими у технологічній колоні двома або більше машинами;
- технічними засобами, встановленими на машинах вимірюють та порівнюють фактичні відстані між машинами технологічної колони з забезпеченням граничних допустимих відхилень від потрібних значень цих відстаней;
- за результатами порівняння формують керуючі сигнали на збереження або зміну швидкості руху однієї чи декількох машин технологічної колони і реалізують зазначені керуючі сигнали, що забезпечують синхронність роботи всіх машин технологічної колони;

Додатково до вказаної послідовності передбачені граничні значення відстаней між працюючими в технологічній колоні машинами.

Комплекс машин підвищеної продуктивності для виконання КР магістральних нафтопроводів діаметром 530-1220 мм із заміною ізоляції без підйому трубопроводу [28] складається з послідовно працюючих модернізованих та дооснащених машин МПРГ, МВТ, МПР, МП.

В цьому комплексі відстані між працюючими машинами з допомогою відповідних пристроїв електронного контролю підтримуються фіксованими та незмінними, за винятком максимальної довжини підкопаної ділянки

трубопроводу, величина якої залежить від параметрів труби (діаметра і товщини стінки).

Комплекс землерийних машин для КР МТ [30] складається з машин МПРГ, МРТ, МПР та МП, які працюють послідовно одна за одною. При цьому МПРГ та МРТ оснащені автоматичними пристроями, що забезпечують проходження цих машин по осі трубопроводу, всі машини оснащені автоматичними пристроями, що контролюють розміри заглиблення робочих органів і відстані їх до трубопроводу, що виключає можливість механічного пошкодження труби.

Землерийні машини вдосконалені шляхом реалізації на них нових технічних рішень (29, пп. 5-22; 31).

Згідно з ними комплекс технологічного обладнання для реалізації технології виконання земляних робіт при КР лінійної частини МТ включає в себе машини МПРГ та МВТ та пристосовані для роботи у технологічній колоні одночасно та синхронно між собою машини МПР та МП, причому щонайменше машини технологічної колоні оснащені системами керування, які включають в себе бортові ЕОМ;

- комплекс машин оснащений системою узгодженого керування окремими машинами комплексу, яка включає в себе центральну ЕОМ, засоби передачі даних між центральною ЕОМ та бортовими ЕОМ, систему контролю дистанцій, яка пристосована для періодичного вимірювання відстані між двома або більше працюючими у технологічній колоні машинами, причому центральна ЕОМ запрограмована для того, щоб порівнювати фактичні відстані між машинами із гранично допустимими значеннями цих відстаней і за результатами порівняння формувати у режимі реального часу керуючі сигнали на збереження або зміну швидкості руху однієї чи декількох машин технологічної колоні, а бортові ЕОМ запрограмовані для реалізації зазначених керуючих сигналів.

Додатково до цього:

- центральна ЕОМ запрограмована для визначення гранично допустимих значень відстаней між працюючими у технологічній колоні машинами згідно з залежностями (1), (2);

- система керування МПРГ включає в себе бортову ЕОМ, а система контролю дистанцій пристосована для періодичного вимірювання відстані між МВТ, яка є головною машиною технологічної колоні, та МПРГ;

- центральна ЕОМ запрограмована для визначення мінімально допустимої відстані між машинами МПРГ і МРТ згідно з залежністю (3);

- центральна ЕОМ виконана у вигляді окремої фізичної ЕОМ;
- як апаратну частину центральної ЕОМ використано ЕОМ однієї з машин;
- засоби передачі даних між ЕОМ, які не встановлені на борту однієї з машини, виконані у вигляді радіоканалу;
- система контролю дистанцій включає в себе щонайменше один пристрій, який пристосований для вимірювання відстані між щонайменше двома машинами технологічної колони та встановлений на борту однієї із цих машин і підключений до відповідної бортової ЕОМ;
- зазначений пристрій пристосований для вимірювання відстаней між усіма машинами технологічної колони;
- система контролю дистанцій включає два пристрої, кожен з яких встановлений на борту однієї із машин, підключений до відповідної бортової ЕОМ та пристосований для вимірювання відстані до машини, яка є ближньою до машини на борту якої встановлений пристрій;
- зазначений пристрій виконаний на базі активного радіодалекоміра;
- система дистанційного контролю пристосована для фіксації часу кожного вимірювання щонайменше однієї відстані, а центральна ЕОМ запрограмована для визначення темпу зміни цієї відстані та для формування керуючого сигналу із використанням результату аналізу величини та напрямку темпу зміни цієї відстані;
- центральна ЕОМ запрограмована для аналізу робочих параметрів машин та формування керуючого сигналу із використанням результату цього аналізу;
- центральна ЕОМ запрограмована для формування керуючого сигналу на зміну швидкості руху однієї чи декількох машин у вигляді, який дозволяє бортовій ЕОМ відповідної машини перетворити його у текстове чи графічне повідомлення, яке відтворюється на дисплей системи керування цієї машини;
- центральна ЕОМ запрограмована для формування керуючого сигналу на зміну швидкості руху однієї чи декількох машини у вигляді, який дозволяє бортовій ЕОМ відповідної машини перетворити його у сигнали автоматичного керування механізмами цих машин без участі операторів.
- машина МПР підкопує ґрунт під трубою роторними робочими органами та за допомогою кожухів-зачисників, кожухів-закрилків та інтенсифікаторів переміщує розроблений ґрунт на робочі органи машин відкриття трубопроводів, а не в напрямки, які в даному випадку не потрібні.

Література

1. Панов Ю.Е. Тенденции развития трубопроводного транспорта и защита окружающей среды при ее эксплуатации. – М. :ИНТВИНИТИ / Серия «Трубопроводный транспорт», 1990. – Т.13 Трубопроводный транспорт за рубежом. –с. 3-62.
2. Мусійко В.Д., Кузьмінець М.П., Баланін В.Х. Безпека і ресурсозбереження при виконанні капітального ремонту магістрального трубопроводного транспорту // Сучасні інформаційні та інноваційні технології на транспорті: матеріали другої міжнародної науково-практичної конференції – Херсон: Вид-во ХАДІ, 2010. – Т.1 – 280 с. С.175-179.
3. Трубопровідний транспорт газу/Ковалко М.П., Грудз В.Я., Михалків В.Б. та ін. За ред. М.П. Ковалка. – К.: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. -600 с.
4. Діак І.В., Осінчук З.П. Газова промисловість України на зламі століть /Л.М, Карп (відп. ред.). – Івано-Франківськ: Лілея НВ, 2000. – 231 с.
5. Ремонт магистральных и промышленных газопроводов. Справочное пособие / Груднистый В.Н., Зорин Е.Е., Егурцов С.А. и др. Под ред. Степаненко А.И. – К: Интерграфик, 1996. – 192 с.
6. EP 2216197 A1, 10.08.2010.
7. DE 102007056592, 19.06.2008.
8. RU 2018579 C1, 30.08.1994.
9. RU 2089708 C1, 10.09.1997.
10. RU 2090707 C1, 20.09.1997.
11. RU 2158952, C2, 10.11.2000.
12. RU 2309223 C2, 27.05.2004.
13. RU 2320915 C2, 10.12.2003.
14. SU 1073387 A, 15.02.1984
15. SU 1135859 A, 12.01.1985
16. SU 1263765 A1, 15.10.1986
17. US 5521579, 28.05.1996.
18. US 5601383, 11.02.1997.
19. US 6154988, 05.12.2000.
20. US 2010/0070151 A1, 18.03.2010.
21. UA 20377 C1, 25.12.1998.
22. UA 42389 U, 10.07.2009.
23. UA 84709C2, 25.11.2008.
24. JP 2000 291048 A, 17.10.2000.
25. JP 2008106431 A, 08.05.2008.
26. JP 2008144378 A, 26.06.2008.
27. Правила производства капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ВСН 2-112-79. – М: Миннефтегазстрой, 1979. – 136 с.
28. Технология капитального ремонта магистральных нефтепроводов диаметром 530-1220 мм с заменой изоляции без подъема трубопровода с применением комплекса машин повышенной производительности ВБН В.3.1-320.20077720.01 – 2001. – 188 с.
29. UA 94563 C2, 10.05.2011.
30. UA 94374C226.04.20H.