

Наука — виробництву

УДК 622.692.4.07

МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ НАПРУЖЕНОГО СТАНУ ТРУБОПРОВОДУ ПРИ РЕМОНТІ В ТРАНШЕЇ

Б.С.Білобран, Л.С.Шлапак

Національний університет "Львівська політехніка", 79012, м. Львів, вул. С.Бандери, 13,
тел. (0322) 398521

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422)
e-mail: public@ifdtung.if.ua

Предложена методика расчета с использованием ПЭОМ напряженного состояния магистрального трубопровода при капитальном ремонте без подъема. При разработке математической модели учтены податливость грунта на примыкающих к подкопанной части участках и эффект продольно-поперечного изгиба. Методика прошла апробацию при ремонте нефтепроводов диаметром 1020 мм и 1220 мм.

There have been offered the methods of calculating stress condition of main pipelines by using computers when doing overhaul without lifting. At the development of mathematical model there have been taken into consideration soil compliance on the adjoining sections to the dug part and the effect of longitudinal – lateral bending. The method has been examined at the process of repairing of oil pipelines with the diameter 1020 mm or 1220 mm.

Капітальний ремонт лінійної частини магістральних трубопроводів з метою заміни антикорозійного покриття належить до важливих планово-попереджувальних заходів щодо підвищення надійності їх експлуатації. При виконанні ремонтних робіт в поперечних перерізах трубопроводу виникають додаткові поздовжні напруження, зумовлені згином підкопаної ділянки. Ці напруження значною мірою залежать від основних параметрів технологічного процесу ремонту і при несприятливому їх поєднанні можуть набувати небезпечних значень. Невдалий добір таких параметрів як внутрішній тиск, довжина підкопаної ділянки, розташування підтримуючих засобів може не тільки спричинити появу пластичних деформацій чи втрату стійкості, але також і аварійний розрив труби. Все це потребує розробки науково обґрунтованих методик оперативного контролю напруженого стану та оцінки міцності ремонтованих ділянок трубопроводів, визначення раціональних технологічних параметрів процесу капремонту.

Згідно з методикою [1] розрахунок на міцність відкритої ділянки магістрального нафтопроводу при ремонті без підняття виконують як для нерозрізної балки, що обпирається на жорстку основу. Проте, як показали вимірювання прогинів труби під час виконання ремонтних робіт нафтопроводів "Дружба" діаметром 1020 мм і 1220 мм, така розрахункова схема дуже

наближено відповідає дійсному характеру взаємодії труби з ґрунтом. В першу чергу це стосується ремонту без підтримки провисаючої частини відкритої ділянки трубопроводу [2, 3].

Крім того, методика не враховує дії поздовжньої сили, що істотно може вплинути на рівень поздовжніх напружень для так званих "гарячих" трубопроводів, які експлуатуються при значних додатних температурних перепадах.

З огляду на сказане вище значний інтерес для практики мають дослідження, пов'язані із створенням методик діагностики напружень та оцінки міцності при ремонті трубопроводів великих діаметрів, що враховували б піддатливість ґрунту на прилеглих до підкопаної частини ділянках та ефект поздовжньо-поперечного згину.

Капітальний ремонт підземних нафтопроводів великих діаметрів виконують механізованою колоною в траншеї без підняття труби та зупинки перекачування продукту при пониженому робочому тиску ($p \leq 2,5$ МПа). На практиці найбільшого поширення набули два способи розміщення машин та механізмів при капітальному ремонті: без використання опорних пристроїв та з підтримкою в одній або в двох проміжних точках. Для зменшення механічних навантажень ремонтні операції з підкопу, очистки та ізоляції здійснюють почергово.

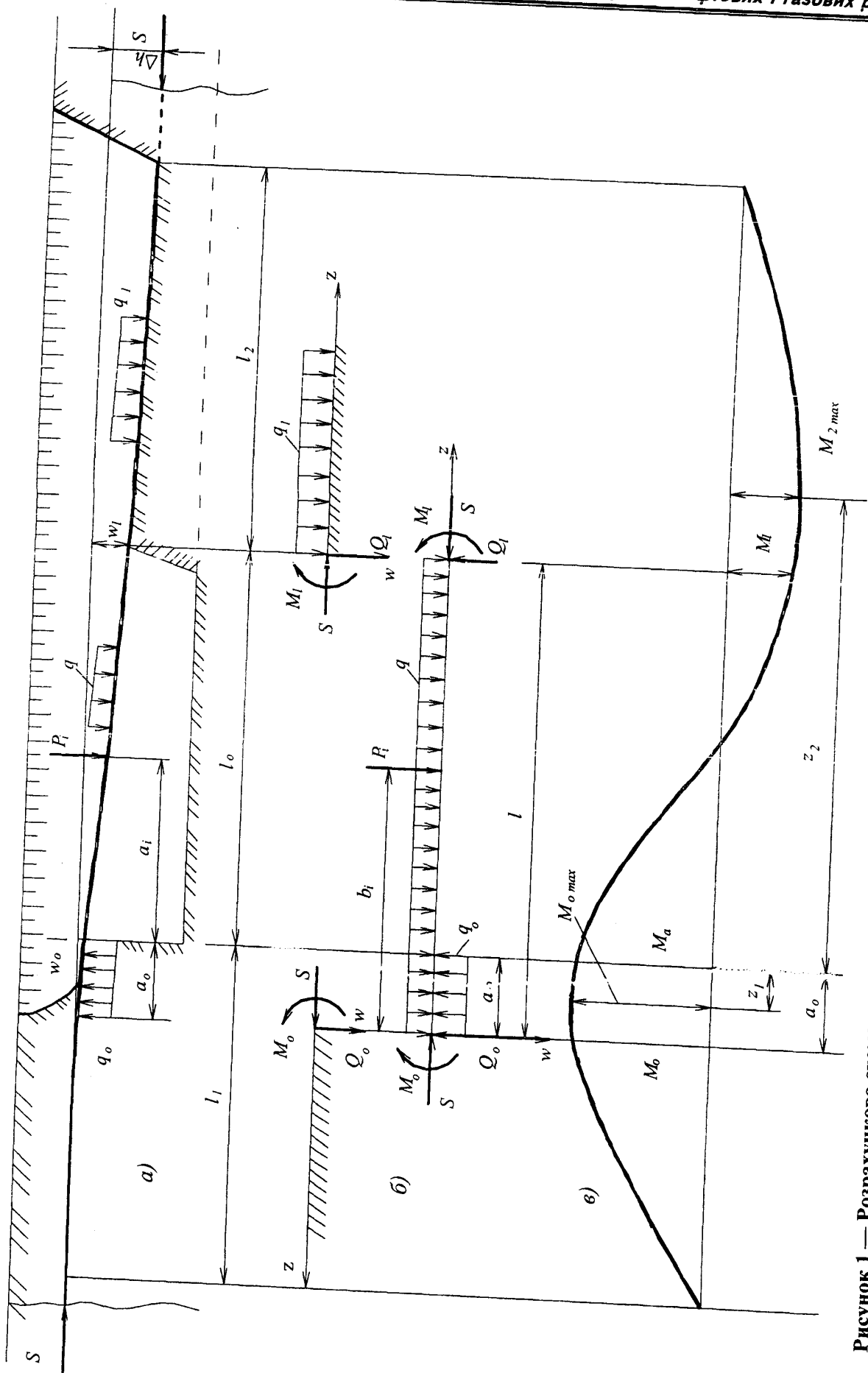


Рисунок 1 — Розрахункова схема та спора згинальних моментів при капітальному ремонті підземного трубопроводу в границі

Під час виконання ремонтних робіт на трубопроводі діють такі навантаження та впливи: внутрішній тиск продукту, його вага, власна вага труби, вага ізоляції та прилиплої ґрунту, вага ґрунту присипки, вага підкопувальної, очисної та ізоляційної машин і опорних пристроїв, температурний перепад, реакції опорних пристроїв, ґрунтової призми та підсипаної основи.

Крім того, під час розкопування трубопроводу екскаватором виникають короточасні імпульсні навантаження, що досягають найбільших значень в перерізах трубопроводу під екскаватором. Експериментальні дослідження [4] свідчать, що з віддаленням перерізів від місця розкопування напруження від цих навантажень зменшуються. Оскільки розкриття трубопроводу екскаватором здійснюють на достатній відстані від підкопувальної машини, то при оцінці міцності підкопаної ділянки їх можна не враховувати. Що стосується динамічних навантажень, пов'язаних з рухом робочих органів ремонтних машин, то при нормальних умовах їх роботи ці напруження незначні і ними можна знехтувати.

Розрахункову схему ремонтного трубопроводу (рис. 1) можна представити у вигляді нерозрізної балки, середня (прогонова) частина якої перебуває під дією поперечного та поздовжнього навантаження і спряжена на кінцях з напівнескінченними балками на пружній основі.

З метою спрощення математичної моделі впливом деформативності труби під час ремонту на величину еквівалентної поздовжньої стискальної сили знехтуємо. Це призводить до дещо завищених значень згинальних моментів та поздовжньої сили, ідучи таким чином при розрахунках в запас міцності. В цьому разі еквівалентна поздовжня сила залишається сталою вздовж всіх трьох ділянок розрахункової схеми і обчислюється за формулою [5]

$$S = (E\alpha \Delta t + 0,2\sigma_{кц})F, \quad (1)$$

де: α, E – відповідно коефіцієнт лінійного розширення і модуль пружності матеріалу труб; Δt – температурний перепад; $\sigma_{кц}$ – кільцеве напруження від внутрішнього тиску; F – площа поперечного перерізу стінки труби.

Крім цього, приймаємо, що пружні основи, на які обпираються прилеглі до прогонової частини ділянки, розташовані на різних рівнях і характеризуються різними коефіцієнтами постелі k_0 і k_L .

Слід зазначити, що [5] лінійно пружна модель може задовільно описати взаємодію трубопроводу з ґрунтом лише при невеликих прогинах, поки опір ґрунту не перевищує несучої здатності ґрунту $R_{ГР}$. Тому з метою уточнення математичної моделі напружено-деформованого стану трубопроводу під час ремонту при прогинах

$$w \geq w_{ГР} = R_{ГР} / k_0 \quad (2)$$

будемо враховувати перехід передньої ґрунтової основи в граничний стан, визначаючи при цьому опір ґрунту вертикальним переміщенням трубопроводу вниз за формулою

$$q_0 = R_{ГР} D_3, \quad (3)$$

де D_3 – діаметр труби з ізоляцією.

Середня частина розрахункової схеми трубопроводу перебуває під дією поздовжньої стискальної сили S , поперечного навантаження: q – лінійна вага трубопроводу; q_0 – опір ґрунту на ділянці переходу в граничний стан; P_i – зосереджені сили, спричинені ремонтним обладнанням, а також прикладених на її краях вертикальних сил Q_0 і Q_L та згинальних моментів M_0 і M_L , які заміняють дію відкинутих суміжних ділянок.

Для визначення функції прогинів розглядуваної ділянки розрахункової схеми скористаємося диференціальним рівнянням зігнутої осі стержня при поздовжньо-поперечному згині

$$EI \frac{d^2 w}{dz^2} = -[M_{Г} + S(w - w_0)], \quad (4)$$

де: $M_{Г}$ – згинальний момент від поперечного навантаження; w – повний прогин, що враховується від положення трубопроводу на ґрунті у доремонтному стані; w_0 – прогин на початку координат, який збігається з початком ділянки граничного опору ґрунту.

З урахуванням виразів для згинальних моментів від поперечного навантаження розв'язок диференціального рівняння (4) має вигляд:

а) на відтинку граничного опору ґрунту $0 \leq z_1 \leq a_0$

$$w(z_1) = w_0 + C_1 \sin kz_1 + C_2 \cos kz_1 + \frac{(q - q_0)z_1^2}{2S} - \frac{Q_0 z_1}{S} - \frac{M_0}{S} - \frac{q - q_0}{k^2 S}, \quad (5)$$

б) на підкопаній ділянці $b_{i-1} \leq z_i \leq b_i$, ($i = 2 \dots 6$)

$$w(z_i) = w_0 + C_{2i-1} \sin kz_i + C_{2i} \cos kz_i + \frac{qz_i^2}{2S} - \frac{Q_0 z_1}{S} - \frac{M_0}{S} + \frac{1}{S} \sum_{j=1}^{i-1} P_j (z_i - b_j) - \frac{q_0 a_0 (2z_i - a_0)}{2S} - \frac{q}{k^2 S}, \quad (6)$$

де: $b_0 = a_0$; $b_i = a_0 + a_i$; $b_6 = l = a_0 + l_0$; $k = \sqrt{S/EI}$; l_0 – довжина підкопаної ділянки; l – довжина середньої частини розрахункової схеми; a_0 – довжина відтинку граничного опору ґрунту; a_i – відстані від краю підкопу до точок прикладання зусиль P_j .

Зазначимо, що будь-яке із зусиль P_i ($i = 1 \dots 5$) може бути як ваговим навантаженням, так і зусиллям підтримуючого трубопроводу ме-

ханізму. В останньому випадку його значення слід брати із знаком "мінус".

Для визначення сталих інтегрування C_1, C_2 використаємо умови рівності прогину та кута повороту на початку вирізаної ділянки та на краю переднього напівнескінченного трубопроводу [3] $w(z_1 = 0) = w_0, w'(z_1 = 0) = \theta_0$. З цих умов знаходимо

$$C_1 = \frac{Q_0}{S} \left(\frac{1}{k} + r_2 k \right) - \frac{M_0 r_1 k}{S}; \quad (7)$$

$$C_2 = \frac{M_0}{S} + \frac{q - q_0}{k^2 S}.$$

Сталі інтегрування $C_3 \dots C_{14}$ визначаються з умов сумісності прогинів і кутів повороту на межах ділянок $z_i = z_{i+1} = b_i \quad (i = 1 \dots 4)$

$$C_3 = C_1 + \frac{q_0}{k^2 S} \sin ka_1; \quad (8)$$

$$C_4 = C_2 + \frac{q_0}{k^2 S} \cos ka_1;$$

$$C_{2i+1} = C_{2i-1} - \frac{P_{i-1}}{kS} \cos ka_{i-1}; \quad (9)$$

$$C_{2i+2} = C_{2i} + \frac{P_{i-1}}{kS} \sin ka_{i-1}; \quad i = 2 \dots 6.$$

Для визначення невідомих зусиль Q_0 і Q_L та M_0 і M_L використаємо два рівняння сумісності переміщень на кінці вирізаної частини і початку напівнескінченного трубопроводу, що опирається на свіжопідсипаний ґрунт, та два рівняння статки для вирізаної частини

$$\Theta(l) + \Theta_{01} = 0; \quad w_{0L} = 0; \quad (10)$$

$$\sum Y_i = 0; \quad M(l) = M_L. \quad (11)$$

При записі другої умови (10) прийнято, що опір підсипаного ґрунту за рахунок його ущільнення на першому кроці переміщення ремонтної колони незначний і ним можна знехтувати та враховувати взаємодію трубопроводу з ґрунтом, починаючи з кінця прогону. Розписуючи ці умови, одержуємо таку систему рівнянь для визначення шуканих зусиль

$$Q_0 \left[(1 + r_2 k^2) \cos kl \right] - M_0 k (\sin kl + r_1 k \cos kl) + Q_L (1 + k^2 r_5) - M_L k^2 r_4 - \sum_{i=1}^5 P_i \cos k(l - b_i) - (12)$$

$$- \frac{q - q_0}{k} \sin kl - \frac{q_0}{k} \sin k(l - a_0) = 0;$$

$$Q_L r_6 - M_L r_5 + EI \Delta_L = 0; \quad (13)$$

$$Q_0 + Q_L - \sum_{i=1}^5 P_i - ql + q_0 a_0 = 0; \quad (14)$$

$$Q_0 \left(\frac{1}{k} + r_2 k \right) \sin kl + M_0 (\cos kl - r_1 k \sin kl) - M_L + \frac{q - q_0}{k^2} \cos kl - \frac{1}{k} \sum_{i=1}^5 P_i \sin k(l - b_i) + (15)$$

$$+ \frac{q_0}{k^2} \cos k(l - a_0) - \frac{q}{k^2} = 0.$$

У наведених вище рівняннях параметри $r_1 \dots r_6$ залежать від коефіцієнта постелі ґрунту і визначаються за формулами

$$r_1 = \frac{1}{EI \beta_0}; \quad r_2 = \frac{1}{2EI \beta_0^2}; \quad r_3 = \frac{1}{2EI \beta_0^3}; \quad (16)$$

$$r_4 = \frac{1}{EI \beta_L}; \quad r_5 = \frac{1}{2EI \beta_L^2}; \quad r_6 = \frac{1}{2EI \beta_L^3};$$

$$\beta_0 = \sqrt[4]{\frac{k_0 D_3}{4EI}}; \quad \beta_L = \sqrt[4]{\frac{q_L}{4 \Delta_L EI}}, \quad (17)$$

де: Δ_L – осадки підсипаного шару ґрунту; q_L – інтенсивність навантаження на ділянці присипання ґрунтом.

Після визначення невідомих, використовуючи метод перерізів, можна визначити значення згинальних моментів у характерних перерізах ремонтної ділянки трубопроводу, побудувати їх епюру (рис. 1, в) і встановити небезпечний переріз, в якому виникає найбільший згинальний момент. У перерізах трубопроводу, де прикладені зосереджені сили P_i , згинальні моменти визначаються за формулою

$$M_i = S \cdot (C_{2i-1} \sin k(a_0 + a_i) + C_{2i} \cos k(a_0 + a_i)) - \frac{qEI}{S}. \quad (18)$$

При ремонті без використання підтримуючих підкопану ділянку вантажопідйомних механізмів небезпечний переріз розташований над ґрунтовою призмою на деякій відстані від початку координат. Значення цієї відстані та відповідного їй згинального моменту визначаються у відповідності з роботою [3]. При ремонті з використанням вантажопідйомних механізмів найбільший згинальний момент може також виникати в точці підтримки трубопроводу механізмом зусиллям P_i і визначається за формулою (18).

Повне просідання відремонтованого трубопроводу (його заглиблення під час ремонту)

$$\Delta h = w_0 + C_{13} \sin kl + C_{14} \cos kl - \frac{Q_0 l}{S} -$$

$$\frac{M_0}{S} + \frac{1}{S} \sum_{i=1}^5 P_i (l - b_i) + \frac{q}{S} \left(\frac{l^2}{2} - \frac{1}{k^2} \right) - (19)$$

$$- \frac{q_0 a_0 (2l - a_0)}{2S} + \Delta_L.$$

Таблиця 1

Назва параметра	Значення
Зовнішній діаметр D , мм	1220
Товщина стінки h , мм	12
Товщина ізоляції δ_{I3} , мм	6
Товщина прилиплого ґрунту $\delta_{ГР}$, мм	5
Товщина насипаного ґрунту $h_{ГР}$, м	0,1
Довжина підкопаної ділянки (прогону) l , м	16,0
Температурний перепад Δt , °С	-8,0
Прогини, мм:	
а) на початку прогону w_0	30
б) на кінці прогону w_L	190
Повна осадка трубопроводу Δh , мм	250
Найбільша відносна поздовжня деформація ε_{II}	$72 \cdot 10^{-5}$
Відстань z_1 , м	2,0
Вага ремонтних машин, кН та їх відстань від краю підкопу, м:	
а) підкопувальної P_1 ; a_1	60,0; 2,0
б) очищувальної P_2 ; a_2	23,0; 8,0
в) ізолювальної P_3 ; a_3	18,5; 14,0

Таблиця 2

Назва параметра	Розрах.	Експер.	Розбіж. %
Найбільше напруження $\sigma_{max,3l}$, МПа	152,9	151,2	1,1
Прогин на кінці прогону w_L , мм	200	190	5,3
Повна осадка трубопроводу Δh , мм	260	250	4,0

Найбільші додаткові напруження згину в небезпечному перерізі, в якому виникає найбільший за абсолютною величиною згинальний момент, визначаються за формулою

$$\max \sigma_{rem} = |M_{max}| / W.$$

На підставі наведених вище формул створено алгоритм та складено програму визначення з застосуванням ПЕОМ основних характеристик напружено-деформованого стану трубопроводу при механізованому ремонті з заміною ізоляційного покриття.

Розроблену методику використано для контролю напруженого стану та оцінки міцності ділянок магістральних нафтопроводів "Дружба" діаметром 1020 мм і 1220 мм при ремонті в траншеї без підтримки провисаючої частини. З цією метою вимірювали прогини трубопроводу, а також поздовжні деформації на верхній твірній, зумовлені його підкопом, при найбільшому значенні прогону. Вимірювання проводили відносно початкового стану, зафіксованого в трьох шурфах перед розкриттям трубопроводу. Шурфи викопували на відстані 16...20 м від краю підкопу з таким розрахунком, щоб в процесі ремонту розташовані в шурфах реперні точки опинилися на краю, посередині та на кінці прогону перед черговою операцією підсіпки.

При цьому враховували величину кроку пересування ремонтної колони. Прогини вимірювали за допомогою нівеліра Н-3, а деформації – за допомогою тензодавачів та компаратора.

Як приклад, наведемо основні результати контролю напруженого стану ділянки нафтопроводу "Дружба" діаметром 1220 мм на ділянці Самара-Унеча. Оцінку напруженого стану нафтопроводу виконано під час механізованого ремонту в траншеї із застосуванням начеплених на трубопровід підкопувальної, очищувальної та ізолювальної машин. Для цього були виміряні основні геометричні параметри ремонтної колони, товщина стінки, товщина бітумної ізоляції, прогини характерних точок, найбільші ремонтні напруження. Під час контрольних вимірювань крок пересування ремонтної колони залишався приблизно рівним 5 м. Основні результати вимірювань наведено в табл. 1.

Повну осадку трубопроводу при ремонті визначено за результатами вимірювання висотної позначки реперної точки після її віддалення на відстань 45 м від краю підсіпки. Найбільші поздовжні деформації $\varepsilon_{II max}$ зафіксовано над ґрунтовою призмою на відстані z_1 від краю підкопу при розташуванні ремонтних машин на відстанях від краю підкопу, що вказані в табл. 1.

Решту даних, потрібних для діагностування напруженого стану та оцінки міцності обстеженої ділянки, встановлено при вивченні проектно-технічної документації на її спорудження та ремонт. Вагу ремонтних машин взято з інструкцій до цих машин. При діагностуванні напруженого стану обстеженої ділянки із застосуванням ЕОМ усереднене значення коефіцієнта постелі $k_0 = 7,0 \text{ МН/м}^3$ ($a_0 = 0$) визначено за фактичними значеннями прогину на краю підкопу $w_0 = 30 \text{ мм}$.

Порівняння розрахункових і експериментальних значень найбільших поздовжніх напружень, прогину на кінці прогону та повної осадки трубопроводу здійснено в табл. 2.

З табл. 2 випливає, що теоретичні та експериментальні дані добре узгоджуються між собою. Це підтверджує доцільність застосування опрацьованої методики для визначення напруженого стану при ремонті підземних ділянок магістральних трубопроводів як на стадії розробки проектно-технічної документації, так і під час виконання ремонтних робіт.

УДК 622.24.

ВИБІР ПАРАМЕТРІВ ТА КОМПЛЕКТНІСТЬ НАСОСНО-ЦИРКУЛЯЦІЙНОГО БЛОКА МОБІЛЬНОЇ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ ВАНТАЖОПІДЙОМНІСТЮ 1470 кН

Б.В.Конеї

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40534
e-mail: public@ifdtung.if.ua*

Проведен анализ параметров насосно-циркуляционного блока мобильных буровых установок грузоподъемностью 150 тонн и выбрана их комплектность.

Parameter's analysis of pump-circulating block of mobile drilling rigs with load on the hook 150 tons is performed and the complex of equipment for them is chosen.

Мобільні бурові установки (БУ) вантажопідйомністю 0,8...1,6 МН знаходять все більше застосування в світовій практиці. Ряд фірм проєктують мобільні БУ вантажопідйомністю до 2,5 МН. Вони можуть бути використані при капітальному ремонті свердловин чи при їх освоєнні. Особливістю мобільних БУ є розміщення циркуляційної системи і насосного блока на платформі автошасі з приводом насоса як від тягового двигуна, так і від окремого силового привода. Світовий досвід свідчить, що такі насосні блоки можуть бути виконані на полозках для монтажу на морських платформах чи в модульному виконанні для гелікоптерної доставки у важкодоступні чи гірські райони. Для мобільної бурової установки вантажопідйомністю 150 т (1470 кН) необхідно створити пересувні насосно-циркуляційні блоки, які містять циркуляційну систему із запасними ємностями, буровими насосами, блоком приготування, обробки та

очищення і блоком водяної ємності. Для скорочення часу на транспортні і монтажні роботи в буровій практиці використовують мобільні блоки, змонтовані на саях, колесних чи гусеничних базах [1].

До складу наземного обладнання циркуляційної системи мобільного бурового комплексу повинні входити:

- комплекс для приготування, зберігання і обробки бурового розчину;
- комплекс обладнання для очищення бурового розчину;
- комплекс обладнання для нагнітання бурового розчину в свердловину.

Блок бурового насоса, що монтується на шасі трейлера чи інших транспортних базах, повинен містити трипоршневий буровий насос односторонньої дії з підпірним відцентровим насосом, привод яких може здійснюватись від двох дизельних тягових двигунів загальною

Література

1. Руководство по расчету на прочность участка подземного трубопровода диаметром 1020 и 1220 мм при ремонте без подъема. РД 39-30-451-80. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1980. – 82 с.
2. Гумеров А. Г. и др. О ремонте нефтепроводов большого диаметра // РНТС: Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – №9. – С. 1-2.
3. Билобран Б.С., Слюсаренко М.И. Исследование напряженно-деформированного состояния нефтепровода при капитальном ремонте // НТИС: Нефтепромышленное дело и транспорт нефти. – М.: ВНИИОЭНГ, 1984. – Вып. 8. – С. 36-38.
4. Винклер О.Н. и др. Напряженно-деформированное состояние нефтепровода // Строительство трубопроводов. – 1982. – №10. – С. 18-21.
5. Айнбиндер А. Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справ. пособие. – М.: Недра, 1991. – 287 с.