

Використання залізничного транспорту для перевезення нафти залишало нафтотранспортні трубопроводні системи незадіяними. В березні 2017 року в рамках спільних домовленостей між ПАТ “Укртатнафта” і “Укртранснафта” було реалізоване надходження азербайджанської нафти від МНТ “Одеса” через нафтоперевальний комплекс ПАТ “Ексімнафтопродукт” та приймально-здавальний пункт “Одеса” до Кременчукського нафтопереробного заводу. Азербайджанську нафту марки Azeri Light було закачано в магістраль на одеському ПЗП і через основні нафтоперекачувальні станції маршруту НПС “Августівка”, НПС “Снігурівка” та НПС “Кременчук” здійснена доставка до НПЗ Кременчук.

Прокачування здійснювалося у реверсному напрямі для зазначеної нафтотранспортної магістралі незначними партіями по кілька тисяч тон. Враховуючи, порівняно незначні обсяги транспортування, перекачування проводилося на понижених режимах експлуатації системи. Витіснення технологічної нафти сорту Urals, яка на даний момент заповнювала трубопроводну мережу, вдалося реалізувати шляхом послідовного перекачування нафт різних марок без подальшої необхідності відбраковки суміші внаслідок її практичної відсутності. Технологічна нафта була відвантажена залізничним транспортом до ЛВДС “Броди” з подальшим її закачуванням у магістральні трубопроводи нафтотранспортної системи “Дружба”.

Таким чином, реалізація проекту диверсифікації нафтових потоків та оптимізація маршруту постачання нафти на Кременчуцький НПЗ створили передумови для забезпечення гарантії стабільності постачання підприємства сировиною для переробки та зростання обсягів транспортування нафти системою трубопроводів ПАТ “Укртранснафта”. Все це неодмінно сприятиме наповненню бюджетів усіх рівнів та покращенню економічного та енергетичного становища країни в цілому.

УДК 681.121

ОСОБЛИВОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ МАСИ НАФТИ У МАГІСТРАЛЬНОМУ НАФТОПРОВОДІ

О.М. Ярошенко

*Філія «Придніпровські магістральні нафтопроводи» ПАТ «Укртранснафта»,
вул. Перемоги, 32/5, м.Кременчук, Україна
e-mail: mail@ppdmn.com*

Облік нафти і нафтопродуктів є одним із пріоритетних завдань як для транспортуючих компаній, так і для нафтовидобувних і нафтопереробних підприємств.

Перед визначенням маси нафти або нафтопродукту технологічні трубопроводи мають бути повністю заповнені. Контролювання за їх заповненням здійснюється за допомогою повітряних кранів, установлених на підвищених ділянках трубопроводу.

У магістральних нафто- і нафтопродуктопроводах густина нафти і нафтопродукту може вимірюватись автоматизованими вимірювачами густини з границями допустимої похибки $\pm 0,1\%$.

За відсутності автоматизованих густиномірів густина нафти або нафтопродукту визначається за пробами, відібраними за допомогою автоматичного пробовідбірника відповідно до [1,2].

Приведення густини нафти до умов визначення об'єму здійснюється за формулою

$$\rho = \frac{\rho_{ap}}{1 + \beta(t - t_{ap}) - \gamma P}, \quad (1)$$

де ρ - значення густини нафти за показами ареометра, приведені до умов вимірювання об'єму або густини, кг/м^3 ;

ρ_{ap} - покази ареометра (з урахуванням поправки на меніск), кг/м^3 ;

β - коефіцієнт об'ємного розширення нафти, $1/\text{град.С}$;

t - значення температури нафти під час вимірювання об'єму (густини) нафти, град.С;

t_{ap} - покази термометра під час вимірювання густини ареометром, град.С;

γ - коефіцієнт стискання нафти, 1/МПа;

P – надлишковий тиск нафти під час вимірювання об'єму (густини), Мпа.

За відсутності автоматизованих густиномірів густину нафти або нафтопродукту визначають за пробами, відібраними стаціонарним пристроєм за допомогою пробозабірних трубок. Сумарний об'єм нафти та нафтопродуктів у лінійній частині магістральних трубопроводів, приведений до атмосферного тиску, визначають за формулою

$$V_{mp} = \sum_{i=1}^n k_i V_{\text{dil}} \quad (2)$$

де V_{dil} - місткість ділянки трубопроводу діаметром D та довжиною L , що визначається за градуовальною таблицею, м³;

n - число ділянок трубопроводу, заповнених нафтою або нафтопродуктом;

k_i - коефіцієнт i -ої ділянки, що враховує розширення трубопроводу та стиснення нафти або нафтопродукту від тиску.

Густину нафти або нафтопродукту в лінійній частині магістрального трубопроводу під час перекачування одного типу, марки і виду визначають як середнє арифметичне значення густини на початку та в кінці ділянки трубопроводу.

Температура нафти або нафтопродукту в лінійній частині трубопроводу визначається вимірюванням у місцях визначення їх густини з подальшим усередненням.

Масу бруто нафти в нафтопроводі визначають як сумарну масу на окремих ділянках нафтопроводу в тоннах. Одержаний результат округлюють до цілого значення.

$$M_{mp} = \sum_{i=1}^n M_{\text{dil}} \quad (3)$$

де M_{dil} - маса нафти окремої ділянки нафтопроводу.

Масу (бруто) нафти окремої ділянки нафтопроводу визначають за місткістю нафтопроводу і густиною, яка визначається як середнє арифметичне значення густини на початку і в кінці ділянки або береться за середньою густиною в резервуарі або за показами ВОН і приводиться до температури і тиску в нафтопроводі.

Перед визначенням маси нафти або нафтопродукту технологічні трубопроводи мають бути повністю заповнені. Контролювання за їх заповненням здійснюється за допомогою повітряних кранів, установлених на підвищених ділянках трубопроводу.

За наявності самопливних ділянок маса нафти визначається з урахуванням коефіцієнта заповнення трубопроводу

$$M_{\text{dil}} = k_3 V_{\text{dil}} \frac{\rho_{\text{сеп}}}{1000} \quad (4)$$

k_3 - коефіцієнт заповнення нафтопроводу.

Температура нафти або нафтопродукту в лінійній частині трубопроводу вимірюється у місцях вимірювання їх густини з подальшим усередненням за кожною ділянкою.

У разі, якщо під час перекачування застосовується підігрівання нафти, середня температура визначається за формулою

$$t_{\text{сеп}} = \frac{1}{3} t_{\text{ноч}} + \frac{2}{3} t_{\text{кін}} \quad (5)$$

За наявності самопливних ділянок розрахункова ділянка визначається таким чином, щоб різниця тисків між початковою і кінцевою точками не перевищувала 0,3 Мпа.

Об'єм нафти в лінійній частині магістрального трубопроводу та технологічних трубопроводах, приведений до атмосферного тиску, визначають за формулою

$$V_{\text{dil}} = k_p k_i V_{\text{сп}} \quad (6)$$

де $V_{\text{сп}}$ - місткість ділянки трубопроводу діаметром D та довжиною L , що визначається за градуовальною таблицею, м³;

k_p - коефіцієнт, що враховує розширення трубопроводу та стиснення нафти або нафтопродукту від тиску;

k_t - коефіцієнт, що враховує вплив температури.

Якщо за період часу, що відповідає заповненню вказаної ділянки, на початку ділянки відбулось зміння густини (приведеної до однієї температури) більше, ніж на 5 кг/м^3 , середнє значення густини розраховується за формулою

$$\rho_{\text{сеп}} = \frac{1}{V_{\text{дїл}}} \sum_{j=1}^k Q_j \rho_j, \quad (7)$$

де $V_{\text{дїл}}$ - місткість трубопроводу;

Q_j - об'єм j -ої партії, виміряний на початку ділянки;

ρ_{20} - густина j -ої партії, виміряна на початку ділянки;

k - кількість партій, необхідних для заповнення трубопроводу.

Масову частку баласту m , %, що міститься в нафті, розраховують як середньозважене значення відповідних величин, визначених на початку ділянки нафтопроводу на момент його заповнення нафтою

$$m_{\text{mp}} = \frac{1}{M_{\text{mp}}} \sum m_j M_j, \quad (9)$$

де m_j - масова частка баласту на початку ділянки нафтопроводу на момент його заповнення, %;

M_{mp} - маса нафти (брутто), що міститься в трубопроводі, т;

M_j - маса j -ої партії, т.

Маса нетто нафти в лінійній частині магістрального нафтопроводу і в технологічних нафтопроводах (фактична наявність нафти) становить

$$M_n = M_{\text{mp}} (1 - 0,01 m_{\text{mp}}). \quad (9)$$

Градувальні таблиці на лінійну частину трубопроводу і технологічні трубопроводи складаються за місткістю одного метра трубопроводу, виходячи з внутрішнього діаметра і довжини ділянки трубопроводу.

Градувальні таблиці необхідно коригувати при змінні довжини або діаметра трубопроводу. До таблиці додають схему трубопроводу з позначенням довжини, внутрішнього діаметра і товщини стінки трубопроводу.

Якщо на час проведення інвентаризації на ділянці магістрального нафто- і нафтопродуктопроводу встановлено наявність різних видів і марок нафти або нафтопродуктів, масу кожного з них визначають за масою закачаних до трубопроводу партій з урахуванням скидання на пунктах здавання, скидання і підкачування на проміжних станціях та природних втрат під час транспортування нафти або нафтопродуктів, що містяться у трубопроводі.

1. Стеценко А.А. Засоби вимірювання об'єму та маси сирої нафти / А.А. Стеценко, В.В. Костильов, О.В. Романько, Ю.О. Кисіль // Методи та прилади контролю якості, № 18.- 2007.

2. Інструкція про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти і нафтопродуктів на підприємствах і організаціях України, затверджена Наказом Державного комітету України з питань технічного регулювання та споживчої політики від 20.05.2008 N281/171/578/155