

## ПРОГНОЗУВАННЯ АВАРІЙНИХ ВТРАТ НАФТИ В РОЗГАЛУЖЕНИХ НЕІЗОТЕРМІЧНИХ НАФТОПРОВОДАХ

В.Я. Грудз, В.Т. Болонний, А.Я. Ждек

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(03422) 42157,  
e-mail: public@nuing.edu.ua

*Наведено причини аварійності трубопроводів для транспортування рідких енергоносіїв. Запропоновано методик визначення аварійних втрат нафти при пошкодженні тіла труби розгалуженого неізотермічного нафтопроводу. Розроблено алгоритм визначення витрат нафти по вітках розгалуженого нафтопроводу в місці підключення лупінга. Проведено багатоваріантні розрахунки аварійних втрат нафти для існуючого нафтопроводу. Розрахунковим шляхом встановлено залежність аварійних витоків нафти від площі пошкодження трубопроводу. Виконано порівняльний аналіз втрат нафти в разі аварії в залежності від схеми роботи розгалуженого неізотермічного нафтопроводу.*

Ключові слова: розгалужений неізотермічний нафтопровід, аварійні втрати нафти, площа пошкодження.

*Приведены причины аварийности трубопроводов для транспортировки жидких энергоносителей. Предложена методика определения аварийных потерь нефти при повреждении тела трубы разветвленного неизоотермического нефтепровода. Разработан алгоритм определения распределения расходов нефти по веткам разветвленного нефтепровода в месте подключения лупинга. Выполнены многовариантные расчеты аварийного истечения нефти от площади повреждения трубопровода. Выполнен сравнительный анализ потерь нефти в случае аварии в зависимости от схемы работы разветвленного неизоотермического нефтепровода.*

Ключевые слова: разветвленный неизоотермический нефтепровод, аварийные потери нефти, площадь повреждения.

*The resulted reasons of accident rate of pipelines are for transporting of liquid power mediums. The method of determination of emergency losses of oil is offered at the damage of body of pipe of the ramified unisothermal oil pipeline. The algorithm of determination of allocation of charges of oil is developed on the branches of the ramified oil pipeline in the place of connecting of luring. The multiple calculations of emergency losses of oil are executed for an existent oil pipeline. A calculation way is set dependence of emergency sources of oil on the area of damage of pipeline. The comparative analysis of losses of oil is executed in the case of failure depending on the chart of work of the ramified unisothermal oil pipeline.*

Keywords: ramified unisothermal oil pipeline, emergency losses of oil, area of damage.

Нафтотранспортна система України знаходиться в експлуатації ВАТ "Укртранснафта" та включає в себе 18 нафтопроводів діаметром до 1220 мм включно, загальною протяжністю 4569,4 км в одну нитку, 51 нафтоперекачувальну станцію (НПС), 11 резервуарних парків з 80 резервуарами загальною ємністю 1010 тис. м<sup>3</sup>, а також протипожежні споруди, системи електропостачання, захисту від корозії, телемеханіки, технологічного зв'язку. Роботу НПС забезпечують 176 насосних агрегатів загальною потужністю електродвигунів 356,9 тис. кВт.

Існуюча система нафтопроводів знаходиться в експлуатації в середньому від 20 до 48 років (залежно від терміну введення в дію її складових). За час експлуатації значна частина магістральних нафтопроводів і технологічного обладнання вичерпала свій ресурс, неодноразово підлягала поточному та капітальному ремонту і морально застаріла [1]. Це призводить до виникнення різного роду аварійних ситуацій, включаючи пошкодження лінійної частини, і аварійних витоків нафти.

Основними причинами аварій на нафтопроводах є:

– зовнішні фізичні (силові) дії на трубопроводі, включаючи випадки несанкціоновано-

го врізання, що призвели до витоків вуглеводнів – 34,7 %;

– порушення норм і правил проведення робіт при будівництві і ремонті, відхилення від проектних рішень – 24,7 %;

– корозійні пошкодження труб, запірної і регулюючої арматури – 23,5 %;

– порушення технічних умов при виготовленні труб і устаткування – 12,4%;

– помилкові дії експлуатаційного і ремонтного персоналу – 4,7%.

Експлуатація магістральних нафтопроводів характеризується наявністю горючої рідини під високим тиском і у великих кількостях, яка у випадку порушення герметичності може розливатися, поширюючись на великій площі. Особливо небезпечними при цьому є нафтопроводи, розташовані у вищих точках місцевості (існує небезпека вільного розтікання продукту в низини), а також поблизу рік, водойм, залізниць, шосейних доріг та інших комунікацій, які можуть стати шляхами вільного розтікання [2].

Значні терміни експлуатації нафтопроводів та об'єктів нафтотранспортної системи вимагають вкладення значних коштів для підвищення їх надійності і підтримки в справному



Рисунок 1 – Поздовжній розрив нафтопроводу "Дружба-1" діаметром 530 мм

технічному стані. Так, наприклад, 2 грудня 2009 року в Становлянському районі Липецької області (Росія) стався розрив труби (рис. 1) на нафтопроводі "Дружба-1", у результаті якого розлилося близько 200 тонн нафти [3].

За даними Головного управління з питань надзвичайних ситуацій у Закарпатській області [4] у вересні 2003 року було зафіксовано аварійний витік нафти на повітряному переході 232 км першої черги нафтопроводу «Дружба». Пляма забруднення становила близько 7 кілометрів.

Аварійні ситуації траплялися і на магістральних нафтопродуктопроводах. Так, 17 січня 2009 року, на Закарпатті були ліквідовані наслідки аварії магістрального нафтопродуктопроводу ВАТ «ПрикарпатЗахідтранс», що сталась поблизу с. Кострино через розгерметизацію трубопроводу [5]. В результаті цієї аварії забруднено 34300 м<sup>2</sup> земельних ресурсів, з яких 7100 м<sup>2</sup> – землі житлової забудови, 25200 м<sup>2</sup> – землі сільськогосподарського призначення і 2000 м<sup>2</sup> – землі природно-заповідного фонду (Ужанський національний природний парк). В навколишнє середовище загалом потрапило 60 т нафтопродуктів, уловлено та зібрано 51 т пального.

Аналізуючи вищенаведені факти аварійних пошкоджень нафтопроводів, спостерігаємо чітку картину причин аварійності трубопровідного транспорту рідких енергоносіїв, а саме:

– через економічні негаразди в районах проходження нафтопроводів створився важкий криміногенний стан. Зловмисники руйнують лінійні споруди нафтопроводів та розкрадають обладнання. Найбільшою загрозою для нафто-транспортної системи є пошкодження нафто-проводів з метою розкрадання нафти;

– розгерметизація нафтопроводу внаслідок наявних дефектів тіла труби (тріщин, свищів, ризок), порушення гідродинамічних аспектів експлуатації нафто-транспортних комунікацій.

Підвищення надійності експлуатації об'єктів нафтопроводів для забезпечення нормального безаварійного функціонування нафто-провідної системи є достатньо актуальним питанням для виробничої практики. В цьому контексті вкрай важливого значення набуває гідродинамічна методологія визначення аварійних втрат нафти.

Аналіз останніх досліджень в напрямку трубопровідного транспорту високов'язких і

швидкозастигаючих нафт [6, 7, 8, 9], а також в напрямку дослідження аварійності нафтопроводів [2, 10] вказав на відсутність методик прогнозування втрат високов'язких, швидкозастигаючих нафт при їх транспортуванні, особливо в розгалуженій системі нафтопроводів.

Авторами статті розроблено методику прогнозування аварійних втрат нафти в розгалужених неізотермічних нафтопроводах, що дає змогу оцінити обсяги витоків нафти при пошкодженні лінійної частини. Тому розроблена методика прогнозування аварійних витоків нафти при пошкодженні розгалуженого неізотермічного нафтопроводу є метою наведених в статті досліджень.

При аварійних процесах в сучасній методологічній практиці трубопровідного транспорту важливим завданням є визначення сумарного об'єму втрат нафти, до і після закриття запірної лінійної арматури на лінійній частині нафтопроводу [10]

$$V_c = V_n + V_z. \quad (1)$$

Після закриття засувок усереднені втрати нафти рівні її об'єму, що знаходиться в нафтопроводі між двома лінійними засувками, що відсікають аварійну ділянку.

Об'єм нафти, який витікає після закриття засувок, визначається за формулою

$$V_z = 0,083 \cdot 10^{-6} \cdot \pi \cdot D^2 \cdot L_p, \quad (2)$$

де:  $D$  – внутрішній діаметр нафтопроводу, м;

$L_p$  – довжина ділянки нафтопроводу між двома засувками, м.

До закриття засувок втрати продукту проходять під тиском, близьким до робочого. Відповідно аварійні втрати нафти будуть пропорційні відрізка часу між моментом виникнення аварії і моментом виявлення її диспетчером

$$V_n = Q \cdot t_y, \quad (3)$$

де  $t_y$  – час, передбачений нормами проектування на закриття засувок,  $t_y = 15$  хв.

Об'ємна витрата нафти крізь пошкодження в трубопроводі обчислюється за формулою максимального витікання рідини крізь отвір, еквівалентний площі дефекту у стінці труби

$$Q = \mu \cdot S \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H}, \quad (4)$$

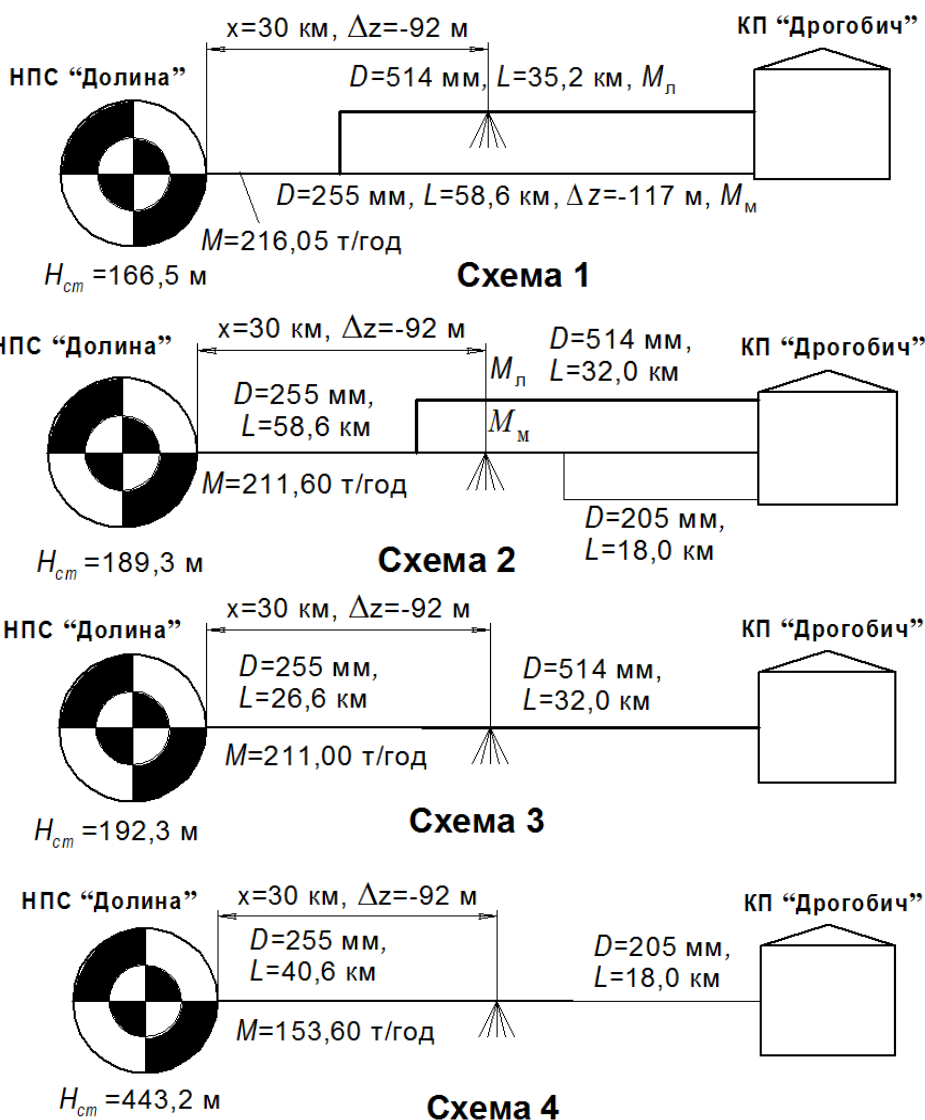


Рисунок 2 – Розрахункові схеми нафтопроводу Долина – Дрогобич

де:  $\mu$  – коефіцієнт витрати нафти через дефект у стінці труби (з врахуванням опору ґрунту  $\mu=0,15$ ) [11];

$S$  – площа поперечного перерізу дефектного отвору;

$g$  – прискорення вільного падіння;

$H$  – напір в нафтопроводі на відстані  $x$  від його початку.

Для розрахунку витрати нафти через дефект в стінці труби необхідно знати її напір в місці пошкодження

$$H = H_{\text{см}} - h, \quad (5)$$

де  $h$  – втрати напору на ділянці нафтопроводу від його початку до місця аварії.

Для ізотермічних нафтопроводів втрати напору на тертя визначаються шляхом виконання гідравлічного розрахунку ділянки трубопроводу до місця аварії. Якщо ж розглядаються неізотермічні нафтопроводи, то для визначення зазначеного параметра виконують теплогідравлічний розрахунок нафтопроводу.

Розглянемо нафтопровід «Долина – Дрогобич» з використанням двох лупінгів і двох

вставок згідно розрахункових схем, що зображені на рисунку 2.

Припустимо, що в нафтопроводі «Долина – Дрогобич» при перекачуванні долинської нафти з деякою масовою витратою на відстані  $x = 30$  км від початку нафтопроводу сталася аварійна ситуація, що супроводжується аварійними втратами нафти.

При розрахунку нафтопроводу згідно схем 1 і 2 (рис. 2) виникає потреба у визначенні витрати нафти у лупінгу і магістралі.

Для паралельних ділянок нафтопроводу, за умови, що діаметри магістралі і лупінга однакові, справедлива така залежність:

$$M = M_{\text{м}} + M_{\text{л}} = D_{\text{м}}^{5-m} + D_{\text{л}}^{5-m}, \quad (6)$$

де:  $M_{\text{м}}$ ,  $M_{\text{л}}$  – масова витрата нафти в основній магістралі і в лупінгу відповідно;

$m$  – показник, що залежить від режиму руху нафти [12].

Візьмемо дану залежність за базову при розрахунку розподілу витрат.

Виконавши певні математичні перетворення, отримуємо наступну залежність

$$M = M_{\text{л}} \left[ \left( \frac{D_{\text{м}}}{D_{\text{л}}} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} + 1 \right]. \quad (7)$$

Таким чином, витрата нафти в лупінгу

$$M_{\text{л}} = \frac{M}{\left[ \left( \frac{D_{\text{м}}}{D_{\text{л}}} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} + 1 \right]}. \quad (8)$$

Відповідно, витрата нафти в магістралі

$$M_{\text{м}} = M - M_{\text{л}}. \quad (9)$$

Маючи розподіл витрат нафти, можемо розпочати теплогідрравлічний розрахунок нафтопроводу згідно з [12]. Для цього визначаємо заглиблення трубопроводу до осі труби.

Для труб діаметром до 1000 мм,

$$h_o = 0,8 + \frac{D_3}{2}, \quad (10)$$

де  $D_3$  – зовнішній діаметр трубопроводу, м.

Для труб діаметром понад 1000 мм,

$$h_o = 1 + \frac{D_3}{2}. \quad (11)$$

Коефіцієнт теплопередачі для підземних трубопроводів з врахуванням деяких спрощень рівний зовнішньому коефіцієнту тепловіддачі ( $k = \alpha_2$ ), який визначається за формулою

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{\text{сп}}}{D_3 \cdot \ln \left[ \frac{2h_o}{D_3} + \sqrt{\left( \frac{2h_o}{D_3} \right)^2 - 1} \right]}, \quad (12)$$

де  $\lambda_{\text{сп}}$  – коефіцієнт теплопровідності ґрунту.

Розбиваємо перегін між станціями на парну кількість ( $n$ ) відрізків довжиною

$$l = \frac{L}{n}. \quad (13)$$

Кожний із цих відрізків розбиваємо на  $p$  частин

$$l' = \frac{l}{p}. \quad (14)$$

Для знаходження значень температури нафти в кінці кожного з цих  $p$  відрізків визначається розрахунковий комплекс

$$q = e^{-\frac{k\pi D l'}{MC_p}}, \quad (15)$$

де  $C_p$  – питома масова теплоємність нафти.

Температура нафти в кінці  $i$ -го перегону визначається за формулою (16)

$$t_{ki} = t_o + (t_n - t_o) q^i, \quad (16)$$

де:  $t_n$  – температура нафти на початку нафтопроводу;

$t_o$  – температура навколишнього середовища (для підземного трубопроводу розрахована температура ґрунту на глибині укладання труби).

Визначається кінематична в'язкість нафти в кінці кожного відрізка довжиною  $l'$ .

$$v_i = v_1 \exp[-u(t - t_1)], \quad (17)$$

де  $u$  – коефіцієнт крутизни віскограми,

$$u = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{v_1}{v_2}, \quad (18)$$

Для розрахунку втрат напору на відріжку довжиною  $L$  необхідно знайти середньо-інтегральне значення в'язкості нафти на відрізках довжиною  $l$ .

Найбільш простим методом визначення величини  $v_{\text{ср.інт.}}^m$ , що входить до формули для визначення втрат напору при перекачуванні нафти з підігрівом, є графоаналітичний. Для цього використовується формула Сімпсона

$$v_{\text{ср.інт.}}^m = \frac{1}{3p} \left[ v_n^m + 4(v_1^m + v_3^m + \dots + v_{p-1}^m) + 2(v_2^m + v_4^m + \dots + v_{p-2}^m) + v_k^m \right]. \quad (19)$$

За формулами (20), (21) і (22) визначається середня температура на відріжку довжиною  $l$ . Знаходимо значення безрозмірного комплексу  $\tau$  за формулою

$$\tau = \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o}, \quad (20)$$

Обчислюємо середню температуру нафти у нафтопроводі за формулами:

якщо  $\tau \leq 2$ , то

$$t_{\text{ср}} = 0,5(t_n + t_k), \quad (21)$$

якщо  $\tau > 2$ , то

$$t_{\text{ср}} = t_o + \frac{t_n - t_k}{\ln \tau}. \quad (22)$$

Далі розраховується густина нафти. Для цього використовуємо таку математичну модель:

$$\rho = \rho_{20} - \xi(t - 20), \quad (23)$$

де:  $\rho_{20}$  – густина нафти при температурі 20°C;

$\xi$  – температурна поправка густини нафти

$$\xi = 1,825 - 0,001315\rho_{20}. \quad (24)$$

Визначається об'ємна витрата нафти за такою формулою:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{M \cdot 10^3}{\rho_{\text{ср}}}. \quad (25)$$

Обчислюються втрати напору на тертя по довжині кожного із відрізків довжиною  $l$  із врахуванням втрат напору в місцевих опорах (2% від втрат напору на тертя)

$$h_i = 1,02 \cdot \Delta r \cdot \beta \frac{Q_{\text{ср}i}^{2-m} v_{\text{ср.інт}i}^m}{D^{5-m}} l, \quad (26)$$

де  $\Delta r$  – поправка на неізотермічність потоку в радіальному напрямку. Для інженерних розрахунків  $\Delta r = 1,01 \dots 1,1$ .

Визначаються загальні втрати напору на тертя по довжині перегону між станціями із врахуванням різниці геодезичних позначок кінця і початку перегону

$$h = \sum_{i=1}^n h_i + \Delta z. \quad (27)$$

Наведемо приклад розрахунку для нафтопроводу «Долина – Дрогобич» при використанні лупінга, підключеного згідно із схемою 1 (рис.2).

Визначимо заглиблення трубопроводу основної магістралі до осі труби згідно з формулою (10)

$$h_o = 0,8 + \frac{0,273}{2} = 0,936 \text{ м.}$$

Коефіцієнт теплопередачі для основної магістралі нафтопроводу «Долина – Дрогобич» згідно формули (12) становить

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot 1,2}{0,273 \cdot \ln \frac{4 \cdot 0,936}{0,273}} = 3,37 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}.$$

Розбиваємо ділянку нафтопроводу від його початку до точки підключення на два однакові відрізки довжиною

$$l = 11700 \text{ м.}$$

Кожний із цих відрізків розбиваємо на 4 частини

$$l' = 2925 \text{ м.}$$

Для знаходження значень температури нафти в кінці кожного з цих чотирьох відрізків визначається розрахунковий комплекс за масовою витратою нафти 216,05 т/год (60,0 кг/с)

$$q = e^{\frac{3,37 \cdot \pi \cdot 0,255 \cdot 2925}{60 \cdot 1984,5}} = 0,936.$$

Температура нафти в кінці кожної із чотирьох ділянок:

$$t_{\kappa_1} = 3 + (75 - 3) \cdot 0,936^1 = 70,4 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$t_{\kappa_2} = 3 + (75 - 3) 0,936^2 = 66,1 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$t_{\kappa_3} = 3 + (75 - 3) 0,936^3 = 62,0 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$t_{\kappa_4} = 3 + (75 - 3) 0,936^4 = 58,3 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Визначаємо кінематичну в'язкість нафти в кінці кожного відрізка довжиною  $l'$ :

$$v_{\kappa_1} = 1,028 \exp\left(\frac{225,5}{70,4 + 58,63}\right) = 5,91 \text{ сСт},$$

$$v_{\kappa_2} = 1,028 \exp\left(\frac{225,5}{66,1 + 58,63}\right) = 6,28 \text{ сСт},$$

$$v_{\kappa_3} = 1,028 \exp\left(\frac{225,5}{62,0 + 58,63}\right) = 6,67 \text{ сСт},$$

$$v_{\kappa_4} = 1,028 \exp\left(\frac{225,5}{58,3 + 58,63}\right) = 7,08 \text{ сСт}.$$

Відповідно в'язкість в степені  $m$

$$v_n^m = 5,6^{0,25} = 1,538 \text{ сСт}^{0,25},$$

$$v_{\kappa_1}^m = 5,91^{0,25} = 1,559 \text{ сСт}^{0,25},$$

$$v_{\kappa_2}^m = 6,28^{0,25} = 1,583 \text{ сСт}^{0,25},$$

$$v_{\kappa_3}^m = 6,67^{0,25} = 1,607 \text{ сСт}^{0,25},$$

$$v_{\kappa_4}^m = 7,08^{0,25} = 1,631 \text{ сСт}^{0,25}.$$

Для розрахунку втрат напору на відрізку довжиною  $L$  необхідно знайти середньоінтегральне значення в'язкості нафти на відрізках довжиною  $l$ .

Для цього використаємо формулу Сімпсона (19)

$$v_{\text{середн}}^m = \frac{1}{3 \cdot 4} [1,538 + 4(1,559 + 1,607) + 2 \cdot 1,583 + 1,631] = 1,583 \text{ сСт}^{0,25},$$

що відповідає  $0,0501 \text{ (м}^2/\text{с)}^{0,25}$ .

За формулами (20) і (22) визначаємо середню температуру нафти на відрізку довжиною  $l$ .

$$\tau = \frac{75 - 3}{58,3 - 3} = 1,303,$$

$$t_{\text{ср1}} = 0,5 \cdot (75 + 58,3) = 66,6 \text{ }^\circ\text{C}.$$

За цієї середньої температури визначаємо густину нафти за формулою (23)

$$\rho_{\text{ср1}} = 844 - 0,715 \cdot (66,6 - 20) = 810,7 \text{ кг/м}^3.$$

і середню об'ємну витрату нафти за формулою (25)

$$Q_{\text{ср}} = \frac{216,05 \cdot 10^3}{810,7} = 266,5 \text{ м}^3/\text{год},$$

що відповідає секундній витраті нафти  $0,07403 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Визначаємо втрати напору на тертя по довжині першого відрізка довжиною  $l$  із врахуванням втрат напору в місцевих опорах (2 % від втрат напору на тертя), використовуючи формулу (26),

$$h_1 = 1,02 \cdot 1,05 \cdot 0,0246 \frac{0,07403^{2-0,25} \cdot 0,0501}{0,255^{5-0,25}} \cdot 11700 = 106,88 \text{ м.}$$

Аналогічні розрахунки виконані для другого відрізка магістралі, а також обчислені втрати напору на тертя в лупінгу довжиною 6,6 км. Результати зведені до таблиці 1.

Таким чином, втрати напору в нафтопроводі до місця аварії складають 220,1 м. З врахуванням різниці геодезичних позначок місця аварії і початку нафтопроводу втрати становитимуть

$$h = 220,1 - 92 = 128,1 \text{ м.}$$

Отже, напір нафти в місці аварії становить

$$H = 166,5 - 128,1 = 38,4 \text{ м.}$$

Знайдемо об'ємну витрату нафти через пошкодження в трубопроводі, прийнявши, що площа дефекту у стінці труби становить  $8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$

Таблиця 1 – Результати розрахунку втрат напору в основній ділянці нафтопроводу «Долина – Дрогобич» до точки підключення лупінга та в лупінгу до 30-го км згідно зі схемою 1

Відстань, км	Початкова температура, °С	Кінцева температура, °С	Середньоінтегральна в'язкість нафти на відрізьку $l$ , (м <sup>2</sup> /с) <sup>0,25</sup>	Втрати напору на відрізьку $l$ , м	Втрати напору з наростаючим підсумком, м
11700	75,0	58,3	0,0501	106,88	106,88
23400	58,3	45,4	0,0532	110,94	217,82
30000	45,4	38,0	0,0559	2,32	220,14

(дефект еквівалентний отвору діаметром близько 100 мм),

$$Q = 0,15 \cdot 8 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 38,4} = 0,0330 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Втрати нафти до закриття засувок визначається

$$V_n = 0,033 \cdot 15 \cdot 60 = 29,7 \text{ м}^3.$$

Місце аварії згідно схеми 1 знаходиться на лупінгу між засувками 407 і 408 даного нафтопроводу. Довжина лупінгу між цими засувками становить 8,2 км. Об'єм нафти, який витікає після закриття засувок, –

$$V_z = 0,083 \cdot 10^{-6} \cdot \pi \cdot 0,514^2 \cdot 8200 = 5,6 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3.$$

Ці втрати дуже малі в порівнянні з втратами до закриття засувок, тому загальні аварійні втрати нафти в результаті утворення дефекту площею  $8 \cdot 10^{-3}$  м на 30-ому км траси нафтопроводу «Долина – Дрогобич» становитимуть

$$V_c = V_n = 29,7 \text{ м}^3.$$

Аналогічним чином визначено втрати нафти при аварії на тридцятому кілометрі траси нафтопроводу при площі дефектного отвору  $8 \cdot 10^{-3}$  м для решти трьох схем (рис. 2).

Для проведення розрахунку аварійних втрат парафінистої нафти по нафтопроводу «Долина – Дрогобич» необхідно враховувати гідродинамічні характеристики неізотермічного нафтопроводу з врахуванням температурного режиму його роботи. Тому для визначення обсягів втрат нафти при аварійній ситуації на нафтопроводі «Долина – Дрогобич» при використанні лупінгів та вставок застосовуємо програмне середовище, яке дозволяє обчислити аварійні втрати нафти при пошкодженні цілісності, або повному руйнуванні однієї із ділянок нафтопроводу (схеми 1-4, рис. 2).

Вхідні дані і результати розрахунку для нафтопроводу «Долина – Дрогобич» згідно з схемою 1 наведені в таблиці 2.

Використане програмне забезпечення дає змогу швидко оцінити втрати нафти при аварії в залежності від площі руйнування стінки труби, тому достатньо ефективно може бути застосоване у виробничій практиці з метою визначення аварійних втрат нафти.

Для дослідження залежності аварійного об'єму нафти від площі руйнування тіла труби проведено багатоваріантні розрахунки для розглянутих схем роботи нафтопроводу «Долина – Дрогобич». Результати цих розрахунків зведено до таблиці 3.

За результатами таблиці 3 побудовані графічні залежності аварійних втрат нафти від площі пошкодження труби, що зображені на рисунках 3, 4, 5, 6.

Результати розрахунків свідчать, що об'єм аварійних втрат нафти залежать від площі пошкодження тіла труби, витрати нафти в трубопроводі, режиму його роботи а також схеми роботи лінійної частини магістрального нафтопроводу. Залежність аварійних втрат від площі пошкодження тіла труби є прямопропорційною. Так, найменші втрати нафти спостерігаються при включенні в схему лупінгів. Крім того, така комбінація роботи складної гідравлічної мережі забезпечує високу надійність його роботи, оскільки пошкоджена ділянка в разі аварії відключається без зупинки процесу перекачування нафти.

Завданням наступних досліджень є вдосконалення методики прогнозування аварійних втрат нафти для розрахунку більш складних розгалужених неізотермічних нафтопроводів, а також програмного забезпечення для виконання таких розрахунків.

### Література

- 1 Василюк В.М. Підвищення надійності роботи магістральних нафтопроводів ВАТ «Укртранснафта» / В.М. Василюк // Вісник національної газової спілки України. – 2004. – № 4. – С.11-14.
- 2 Визначення потенційних небезпек виходу нафти з лінійної частини магістрального нафтопроводу: [http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/Pb/2010\\_16/Statti/15.pdf](http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/Pb/2010_16/Statti/15.pdf).
- 3 Аварійний нафтопровід «Дружба-1» відновить роботу 4 грудня: <http://ukranews.com/uk/news/ukraine/2009/12/03/7337>.
- 4 Зафіксовано витік нафти з нафтопроводу «Дружба»: <http://news.uzhgorod.ua/m/977>.
- 5 На Закарпатті ліквідують наслідки аварії нафтопродуктопроводу: <http://uzhgorod.net.ua/news/33727>.
- 6 Середюк М.Д. Дослідження особливостей гідравлічної характеристики неізотермічного нафтопроводу / М.Д. Середюк, В.Т. Болонний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 1(6). – С. 96-100.
- 7 Болонний В.Т. Дослідження реологічних властивостей нафти Долинського родовища / В.Т. Болонний, М.Д. Середюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 4 (10). – С. 34-40.

Таблиця 2 – Вхідні дані для розрахунку аварійних втрат нафти в нафтопроводі «Долина – Дрогобич» згідно зі схемою 1 і результати розрахунку

Параметр	Позначення		Одиниці вимірювання	Значення
	в алгоритмі	у програмі		
Вхідні дані для розрахунку				
Відстань від початку нафтопроводу до місця аварії	$x$	x	м	30000
Різниця геодезичних позначок місця аварії і початку нафтопроводу	$\Delta z$	delz	м	-92,0
Зовнішній діаметр магістралі до підключення лупінга (вставки)	$D_3$	dz	м	0,273
Внутрішній діаметр магістралі до підключення лупінга (вставки)	$D$	d	м	0,255
Довжина магістралі до підключення лупінга (вставки)	$L$	l	м	23400
Зовнішній діаметр основної магістралі (лупінга, вставки) після точки підключення	$D_{мз}(D_{лз}, D_{вз})$	dmz (dlz, dvz)	м	0,530
Внутрішній діаметр основної магістралі (лупінга, вставки) після точки підключення	$D_{м}(D_{л}, D_{в})$	dp	м	0,514
Довжина основної магістралі (лупінга, вставки) після точки підключення	$L_{м}(L_{л}, L_{в})$	lp	м	6600
Масова витрата нафти в нафтопроводі	$M$	m	т/ГОД	216,05
Напір на початку нафтопроводу	$H_{см}$	hs	м	166,5
Площа поперечного перерізу дефекту	$S$	s	м <sup>2</sup>	0,0080
Довжина ділянки нафтопроводу між двома засувами, між якими знаходиться місце аварії	$L_p$	lr	м	8200
Діаметр пошкодженої ділянки	$D_n$	dnd	м	0,514
Розрахункові величини				
Втрати напору в основній магістралі до точки підключення лупінга (вставки)	$h_m$	hm	м	217,6
Втрати напору в магістралі (лупінгу, вставці) після точки підключення	$h_n$	hn	м	2,3
Втрати напору на тертя з врахуванням $\Delta z$	$h$	ht	м	128,0
Напір нафти в місці аварії	$H$	h	м	38,5
Витрата нафти крізь дефект	$Q$	q	м <sup>3</sup> /с	0,0330
Втрати нафти до закриття засувок	$V_H$	vn	м <sup>3</sup>	29,70
Втрати нафти після закриття засувок	$V_3$	vz	м <sup>3</sup>	0,001
Аварійні втрати нафти в місці аварії	$V$	v	м <sup>3</sup>	29,70

Таблиця 3 – Залежність втрат нафти від площі руйнування тіла труби для розглянутих розрахункових схем нафтопроводу «Долина – Дрогобич»

Розрахункова схема 1												
$s, \text{ м}^2$	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,010	0,011	0,012
$V, \text{ м}^3$	3,71	7,42	11,14	14,85	18,56	22,27	25,98	29,70	33,41	37,12	40,83	44,54
Розрахункова схема 2												
$s, \text{ м}^2$	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,010	0,011	0,012
$V, \text{ м}^3$	1,78	3,56	5,34	7,13	8,91	10,69	12,47	14,25	16,03	17,81	19,59	21,37
Розрахункова схема 3												
$s, \text{ м}^2$	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,010	0,011	0,012
$V, \text{ м}^3$	3,98	7,95	11,93	15,90	19,88	23,85	27,83	31,80	35,78	39,75	43,73	47,70
Розрахункова схема 4												
$s, \text{ м}^2$	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,010	0,011	0,012
$V, \text{ м}^3$	11,60	23,20	34,81	46,41	58,01	69,61	81,21	92,81	104,42	116,02	127,62	139,22

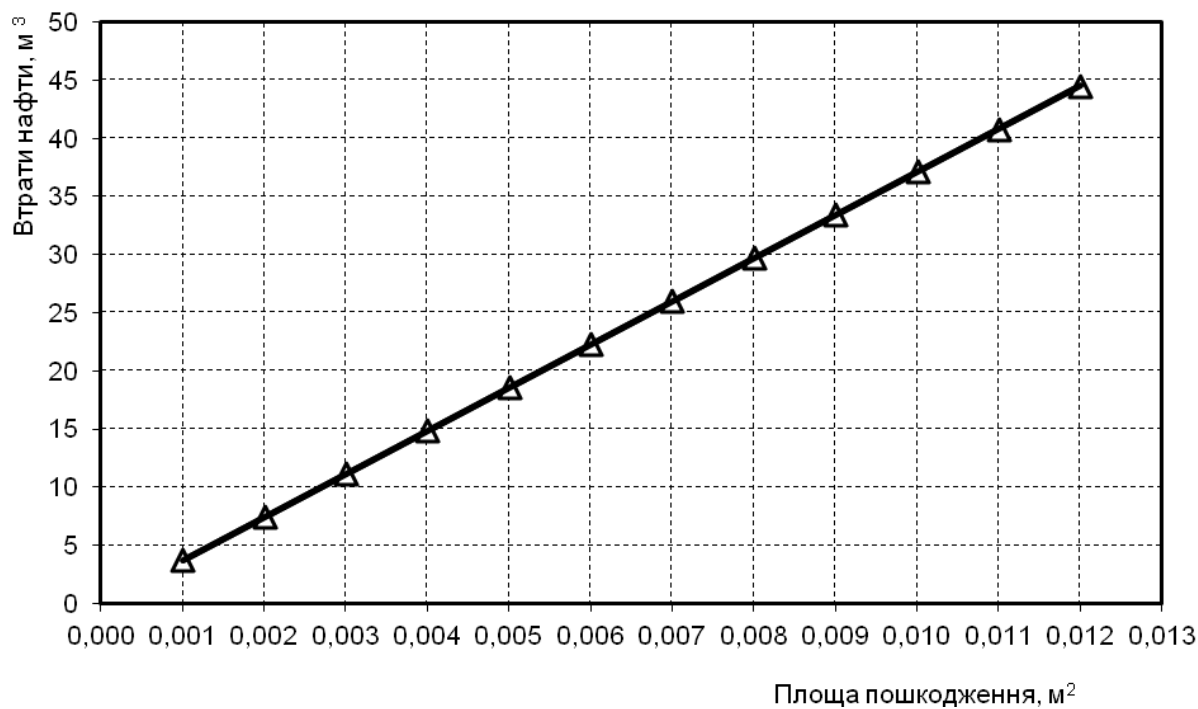


Рисунок 3 – Графічна залежність аварійних втрат нафти від площі пошкодження нафтопроводу для розрахункової схеми 1

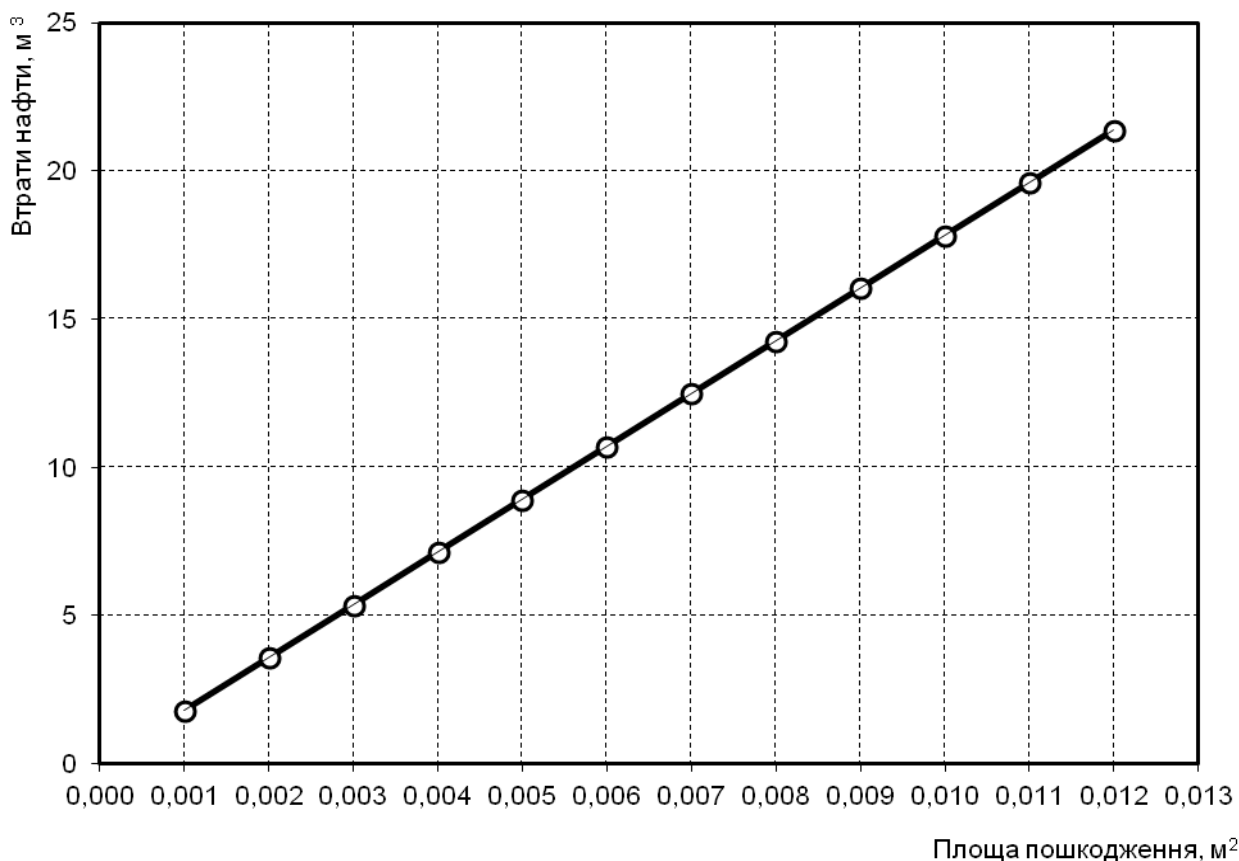


Рисунок 4 – Графічна залежність аварійних втрат нафти від площі пошкодження нафтопроводу для розрахункової схеми 2



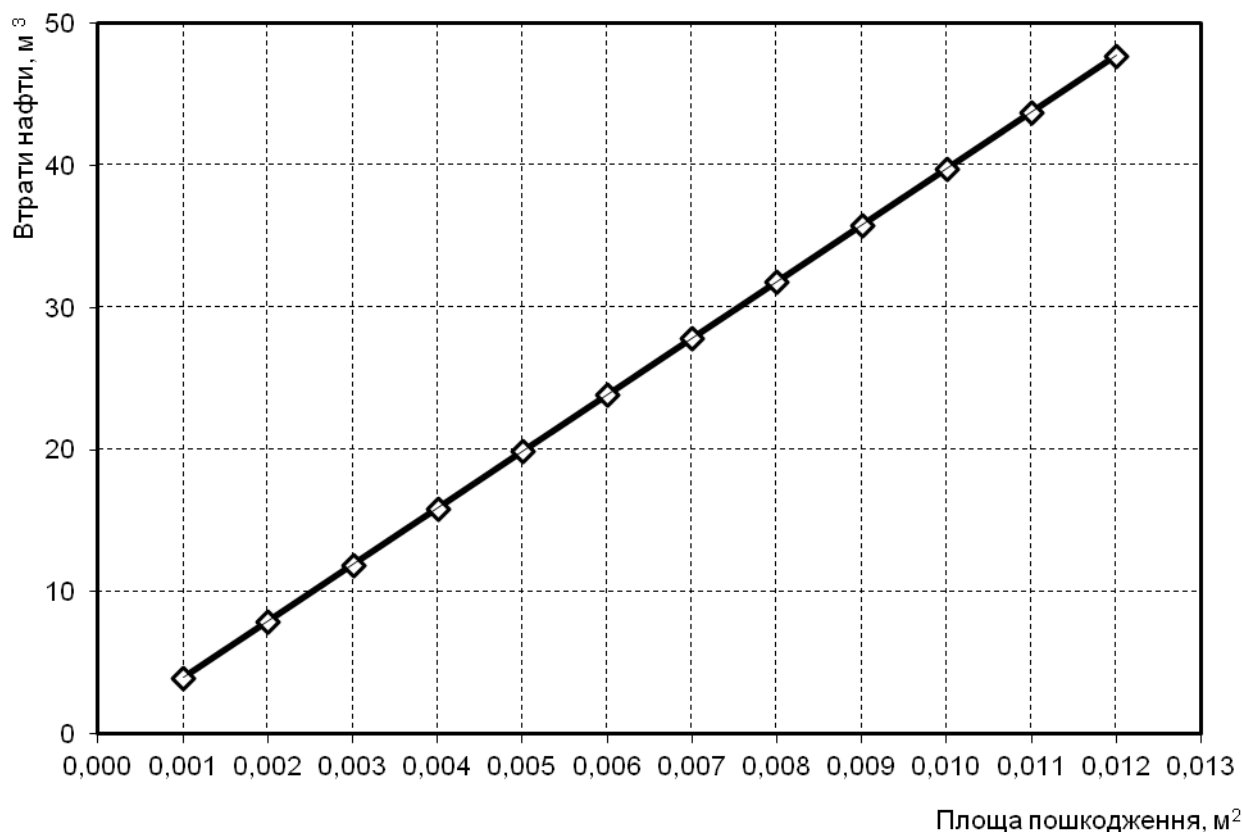


Рисунок 5 – Графічна залежність аварійних втрат нафти від площі пошкодження нафтопроводу для розрахункової схеми 3

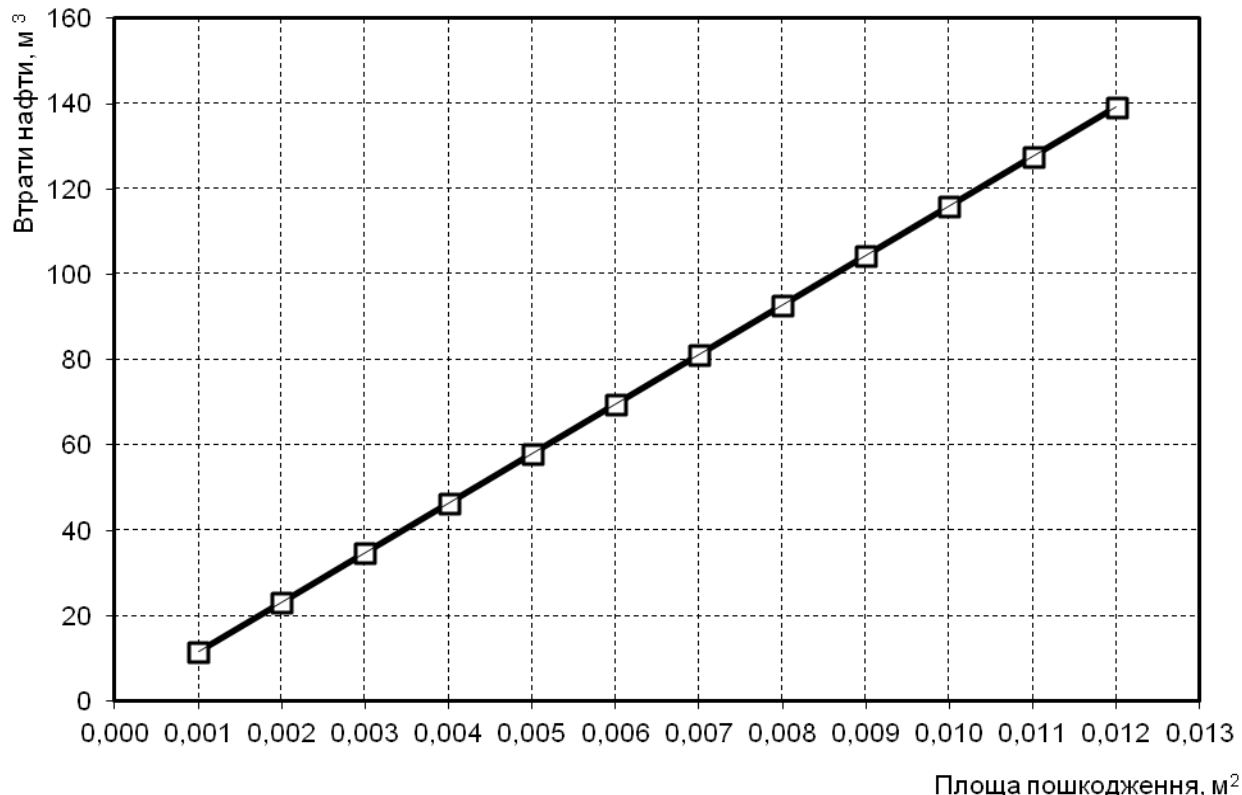


Рисунок 6 – Графічна залежність аварійних втрат нафти від площі пошкодження нафтопроводу для розрахункової схеми 4

8 Яновський С.Р. Метод прогнозування режимних параметрів роботи нафтопроводів при перекачуванні в'язкопластичної нафти / С.Р. Яновський, М.Д. Середюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 1 (30). – С. 74-78.

9 Яновський С.Р. Оптимізація температури підігріву долиньської нафти перед транспортуванням її нафтопроводом Долина – Дрогобич / С.Р. Яновський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 4 (33). – С. 92-95.

10 Безопасность пересечений трубопроводами водных преград: учеб. для студ. высш. учеб. заведений / К. А. Забела, В. А. Красков, В. М. Москвич, А. Е. Сошенко. – М.: Недра, 2001.

11 Навроцький Б.І. Механіка рідин: підручник для студ. вищ. навч. закл. / Б.І. Навроцький, Є. Сухін – К.: ДІА, 2003 – 416 с.

12 Середюк М.Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: підручник для студ. вищ. навч. закл. / М.Д. Середюк, Й.В. Якимів, В.П. Лісафін. – Івано-Франківськ: Кременчук, 2001. – 517 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
22.02.12*

*Рекомендована до друку професором  
Д.Ф. Тимківим*