УДК 621.532.4

ПРОГНОЗУВАННЯ ЗАТРАТ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ПРИ ПІДІГРІВАННІ НАФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ

Г. М. Кривенко, М. П.Возняк, Л. В. Возняк, С. О. Кривенко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська,15, тел. (0342) 727116,
e-mail: voznіak@tvnet.if.ua

Проаналізовано причини виникнення втрат нафти внаслідок витікання з резервуарів та від випаровування.

Втрати від випаровування складаються з втрат під час великих та малих дихань резервуара.

При цьому можливий несприятливий вплив атмосферних забруднень на людей, що знаходяться в межах зони впливу випаровувань вуглеводневих енергоносіїв.

Високий тиск насиченої пари нафти і, як наслідок, перехід легких фракцій у газову фазу є основними причинами втрат нафти від випаровування. Випаровування збільшується за підвищення температури на вільній поверхні нафти або зниження тиску у газовому просторі резервуара.

Оскільки втрати нафти від випаровування залежать від зміни температури на поверхні резервуара, для їх зменшення потрібно знати, за яких оптимальних коливань повинні зберігатися вуглеводневі енергоносії.

Визначено втрати теплової енергії під час підігрівання нафти в резервуарах на пункті підготування до транспортування, що дасть змогу підтримувати коливання температури у необхідних межах для запобігання забрудненню атмосферного повітря.

Оскільки вихідні дані в процесі експлуатації змінюються, розроблено та побудовано номограму для прогнозування кількості теплоти, що затрачається на підігрівання нафти у резервуарах.

Ключові слова: втрати теплової енергії, коливання температури, великі та малі дихання резервуара, вуглеводневі енергоносії.

Проанализированы причины потерь нефти вследствие истечения из резервуаров и при испарении.

Потери от испарения состоят с потерь при больших и малых дыханиях резервуара.

При этом возможно неблагоприятное влияние атмосферных загрязнений на людей, которые находятся в границах зоны влияния испарений углеводородных энергоносителей.

Высокое давление насыщенных паров нефти и, как следствие, переход легких фракций в газовую фазу являются основными причинами потерь нефти от испарения. Испарение увеличивается при повышении температуры на свободной поверхности нефти или снижении давления в газовом пространстве резервуара.

Так как потери нефти от испарения зависят от изменения температуры на поверхности резервуара, для их уменьшения необходимо знать, при каких оптимальных колебаниях должно происходить хранение углеводородных энергоносителей.

Определены потери тепловой энергии при подогреве нефти в резервуарах на пункте подготовки к транспорту, что позволит поддерживать колебания температуры в необходимых границах для предотвращения загрязнения атмосферного воздуха.

Так как исходные данные в процессе эксплуатации изменяются, создана номограмма для прогнозирования количества теплоты, расходующейся на подогрев нефти в резервуарах.

Ключевые слова: потери тепловой энергии, колебание температуры, большие и малые дыхания резервуара, углеводородные энергоносители.

Reasons for oil losses from reservoirs due to leaking and evaporation are analyzed.

Evaporation losses consist of losses during the large and small tank breathing. The negative impact of atmospheric contamination is possible on people that are within the limits of the zone affected by hydrocarbon energy carrier evaporation.

High pressures of the saturated oil vapor and, as a result, transition of light fractions into the gas phase are main reasons of oil losses due to evaporation. Evaporation increases with the increase of temperature on oil free surface or pressure reduction in gas space of the tank.

As oil losses due to evaporation depend on the temperature change on the tank surface, to reduce them, it is necessary to know what optimal vibrations for hydrocarbon energy carriers' storage.

The losses of thermal energy during oil heating in tanks at the preparation site for further transportation were defined that will make it possible to maintain temperature fluctuations within necessary limits to prevent from atmospheric air pollution.

As basic data change in the process of operation, a nomogram is created for prognostication of amount of heat, expended on oil heating in tanks.

Keywords: heat energy losses, temperature fluctuation, large and small breathing of tank, hydrocarbon energy carriers.

Втрати нафти під час зберігання складаються із втрат внаслідок витікання продукції та втрат від випаровування. Втрат нафти від витікання може і не бути, якщо металеві листи резервуара та арматура герметичні, а заповнення та випорожнення резервуарів відбувається з обережністю. Втрати від випаровування виникають через насичення повітряного простору в резервуарі над рівнем рідини парами вуглеводнів, що надходять в атмосферу. Втрати від випаровування складаються з втрат під час великих та малих дихань резервуара. Малі дихання

відбуваються внаслідок добових коливань температури резервуара. Під час нагрівання резервуара парціальний тиск парової фази нафти збільшується. Пароповітряна суміш частково надходить в атмосферу через дихальну арматуру. Під час охолодження, навпаки, атмосферне повітря надходить до резервуара. Цей процес інтенсифікується під час атмосферних опадів. Втрати від малих дихань резервуара збільшуються, якщо вища пружність насиченої пари нафти, значніші коливання температури та більший об'єм, який займає пароповітряна суміш. Втрати під час великих дихань резервуара відбуваються внаслідок витіснення з парового простору вуглеводнів в процесі його заповнення. Випаровування має такі негативні наслідки: пара вуглеводнів, що надходить в атмосферу, втрачається; вміст легких вуглеводнів, а отже і вартість 1 тонни нафти знижується; відбувається забруднення навколишнього середовища продуктами випаровування,створюється пожежонебезпечне середовище; вологе повітря, що надходить у резервуар, пришвидшує процес корозії внутрішніх стінок.

Нафта – це складна суміш вуглеводнів та невуглеводневих сполук. До нафти входять у різному співвідношенні насичені вуглеводні (парафіни), нафтени й ароматичні вуглеводні. До невуглеводневих (гетероатомних) належать органічні сполуки сірки, кисню, азоту, а також сполуки металів та деяких інших хімічних елементів. Нафта містить також високомолекулярні смолисто-асфальтенові сполуки. Під час великих дихань резервуара в атмосферу надходить значна кількість хімічних сполук - як відомих у природі, так і синтезованих людиною. Але всі вони належать до локальних і безпосередньо пов'язані зі специфікою галузі.

Уже накопичено багато фактів про можливий несприятливий вплив атмосферних забруднень на здоров'я населення. Саме вони стали причиною посилення уваги до санітарної охорони атмосферного повітря та дозволили виділити медичний аспект як визначальний у цій складній та багатогранній проблемі.

Найдетальніші дані про вплив на здоров'я населення є нині стосовно таких поширених забруднювачів, як завислі речовини та діоксид сірки.

Першими сигналами можливої негативної дії атмосферних забруднень на здоров'я населення були так звані токсичні тумани - випадки гострого впливу атмосферних забруднень, концентрація яких зросла за несприятливих метеорологічних умов.

Друга група чинників, які спонукали підвищити увагу до проблеми забруднення атмосферного повітря, пов'язана з хронічними неспецифічними захворюваннями.

Одним з основних напрямів зменшення викидів та забезпечення високої якості атмосферного повітря є встановлення та контроль за дотриманням нормативів гранично-допустимих викидів (ГДВ) і виконання заходів щодо їх досягнення.

Існує декілька шляхів скорочення або повної ліквідації втрат нафти. Для оцінювання економічної ефективності від заходів на скорочення втрат потрібно визначити об'єми втрат, вимірявши об'єм газу, що випускається в атмосферу, впродовж деякого періоду часу через один з отворів у резервуарі. Для визначення об'єму втрат легких вуглеводнів від випаровування у резервуарах запропоновані методики, що не потребують даних вимірювань.

Отже, як слідує з вищенаведеного, для нафти основними є втрати від випаровування. Причинами втрат від випаровування є високий тиск насиченої пари нафти і, як наслідок, перехід легких фракцій у газову фазу. Випаровування збільшується за підвищення температури на вільній поверхні нафти або зниження тиску у газовому просторі резервуара.

Протягом доби ємність поглинає енергію сонячного випромінювання і, як результат, температура та тиск в газовому просторі збільшуються, спрацьовує клапан, що призводить до виходу пароповітряної суміші в атмосферу, тобто відбувається так зване мале дихання.

Резервуари для нафти експлуатуються у різних кліматичних зонах за різних температур вуглеводневих енергоносіїв. Температурний режим резервуарів залежить від коефіцієнта оборотності, температури повітря, об'єму та температури нафти, що зберігається.

Отже, під час підігрівання нафти в резервуарі потрібно враховувати перелічені вище чинники.

Адже втрати нафти від випаровування залежать від коливань температури підігрівання та температури на поверхні резервуара.

Згідно із статистичними даними США температура випаровування нафти перевищує середньорічну температуру в середньому на 5,5 ^{o}C. У [1] наведено дані втрат нафти за різних тисків пари під час малих дихань протягом року в залежності від об'єму резервуара, а також криві зміни втрат нафти за різних значень пружності пари в процесі заповнення резервуара в залежності від його об'єму.

Втрати у вертикальних циліндричних резервуарах можуть зменшуватися:

- за рахунок підтримання коливань температури у певних межах;
- унаслідок герметизації резервуара.

Виходячи з актуальності питань зменшення втрат нафти в резервуарах, потрібно проаналізувати затрати теплової енергії на підігрівання нафти та її вплив на процес випаровування.

Цим питанням, що стосуються зменшенню втрат нафти в процесі її підігрівання, присвячено цілий ряд робіт С. Г. Єдігарова, В. А. Юфіна, І. Х. Хізгілова, П. І. Тугунова, В. Ф. Новосьолова, Коршака А. А., Ботигіна В. П. та ін. [2, 3, 4,5, 6, 7].

Оскільки втрати нафти від випаровування залежать від зміни температури на поверхні резервуара, то для їх зменшення потрібно знати, за яких оптимальних коливань повинен відбуватися процес зберігання вуглеводневих енергоносіїв.

Отже, метою дослідження є визначення втрат теплової енергії під час підігрівання нафти в резервуарах, що дасть змогу підтримувати коливання температури у необхідних межах для запобігання забрудненню атмосферного повітря.

У залежності від конкретних умов праці відповідно методики [8] розробляються норми витрати теплової енергії під час технологічних операцій, допоміжних потреб, а також на відшкодування втрат тепла у теплових мережах.

Проведемо розрахунки втрат теплової енергії та пари на пункті підготовлення нафти до транспортування.

Для розв'язання даної проблеми потрібно знайти втрати теплової енергії, що затрачається на підігрівання нафти від початкової температури до температури підігрівання. А також знайти кількість теплоти, що витрачається на розплавлення парафіну, та кількість теплоти, що відводиться у навколишнє середовище.

Розрахунок втрат теплової енергії та пари проводиться згідно з методикою, запропонованою в [8]. При цьому враховано наступні фактичні дані об'єкта:

- геометричні розміри резервуарів;
- фізичні властивості нафти;
- середньомісячна температура повітря;
- температури, що рекомендуються для підігрівання нафти;
- дані з реалізації нафти;
- коефіцієнт оборотності резервуарів;
- вміст парафіну;
- час зберігання;
- параметри теплових мереж.

Розрахунки проводяться у такій послідовності.

Середню температуру нафти в резервуарі $t_{сер}$ визначаємо за формулою

$$t_{сер} = \frac{1}{3} t_n + \frac{2}{3} t_к ,$$

де t_n - початкова температура нафти в резервуарі (до початку процесу розігрівання);

$t_к$ - кінцева температура нафти в резервуарі.

Середню теплоємність нафти обчислюємо за формулою

$$c_p = \frac{31{,}56 \cdot (762 + 3{,}39 \cdot T_{сер})}{\sqrt{\rho_{293}}},$$

де c_p - теплоємність нафти,

ρ_{293} - густина нафти за 293 К, кг/м^3;

$T_{сер}$ - середня температура нафти, К.

$T_{сер} = t_{сер}$+273,15.

Визначаємо кількість теплоти, що затрачається на підігрівання нафти від початкової температури t_n до температури підігрівання $t_к$.

$$Q_1 = V_n \cdot \rho_{сер} \cdot c_p \cdot (t_к - t_n),$$

де V_n - об'єм нафтопродукту в резервуарі;

$\rho_{сер}$ - густина нафти за середньої температури.

$$\rho_{сер} = \rho_{20} - \xi \cdot (t - 20),$$

де ρ_{20} - густина нафти (нафтопродукту) за 20 °С, кг/м^3;

ξ - температурна поправка, кг/(м^3 ·°С).

$$\xi = 1{,}825 - 0{,}001315 \cdot \rho_{20} .$$

Кількість теплоти, що затрачається на розплавлення парафіну, який знаходиться у нафті, обчислюємо за залежністю

$$Q_2 = M \cdot \frac{\alpha \cdot \chi}{100},$$

де M - кількість нафти в резервуарі, кг;

α - кількість парафіну у нафті, %;

χ - прихована теплота розплавлення парафіну.

Для нафти, в якій парафін відсутній, $Q_2 = 0$.

Кількість теплоти, що витрачається під час підігрівання у навколишнє середовище, знаходимо за формулою

$$Q_3 = k_1 \cdot Q_1 ,$$

де k_1 - коефіцієнт, який враховує втрату теплоти у навколишнє середовище, для вертикальних резервуарів k_1=0,3 [8].

Визначаємо, яка кількість теплоти затрачається на підігрівання нафти в резервуарі за годину

$$Q_{год} = \frac{Q_1 + Q_2 + Q_3}{\tau},$$

де τ - час зберігання нафти, год.

Загальні втрати теплової енергії на підігрівання нафти за певний період знаходимо за формулою

$$Q = Q_{год} \cdot \tau \cdot n ,$$

де n - коефіцієнт оборотності.

На підігрівання нафти в резервуарі витрачається теплова енергія пари. Масова витрата пари визначається за такою залежністю:

$$M_п = \frac{Q}{i'' - i'},$$

де i'' - ентальпія пари;

i' - ентальпія конденсату.

Визначаємо норму втрат теплоти на підігрівання нафти в резервуарі

$$Q_н = \frac{Q}{M}.$$

Вихідні дані наведено у таблицях 1–5.

Середньомісячні температури повітря для одного із населених пунктів наведено у таблиці 2.

Час експлуатації резервуарної ємності можна поділити на осінньо-зимовий та весняно-літній періоди.

Згідно з таблицею 2 визначаємо середню температуру повітря для осінньо-зимового $t_з$ та весняно-літнього $t_л$ періодів року відповідно

$t_з$= -0,42 °С, $t_л$=14,2 °С.

Дані з надходження нафти наведено в таблиці 3.

Таблиця 1 – Вихідні дані до розрахунків

№ резервуара	Діаметр, м	Висота, м	Корисний об'єм, м^3	Гранична ємність влітку, м^3	Гранична ємність взимку, м^3	Температура підігрівання, °С	Коефіцієнт тепловтрат
1	22,823	11,790	4812	4680	3928	21,5	0,3
2	22,841	11791	4820	4562	3837	21,5	0,3
3	22,792	11,790	4795	4504	3780	18,0	0,3
4	22,853	11,790	4801	4493	3771	21,5	0,3
3	22,792	11,790	4795	4504	3780	18,0	0,3
6	18,992	11,800	3334	3123	2621	12,5	0,3

Таблиця 2 – Середньомісячні температури повітря

Місяці	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура, °С	-4,0	-3,1	-1,4	7,7	13,2	16,4	18,1	16,8	13,0	7,9	2,7	-1,8

Таблиця 3 – Об'єм надходження нафти

Нафти родовищ	Маса нафти, т/день,	
	осінньо-зимовий період	весняно-літній період
№ 1	1719,2	1616,4
№ 2	233	233
№3	240	240

Таблиця 4 – Фізичні властивості нафти

Нафти родовищ	Температура застигання, °С	Середня температура нафти, °С		Густина нафти за середньої температури, кг/м^3,		Вміст парафіну, %
		осінньо-зимовий період	весняно-літній період	осінньо-зимовий період	весняно-літній період	
№ 1	16,5	12,7	15,8	849	847	10,5
№ 2	13	13,2	16,7	842	840	11,7
№3	7,5	1,0	14,2	840	825	6,8

Таблиця 5 – Коефіцієнти оборотності груп резервуарів

Нафти родовищ	Осінньо-зимовий період	Весняно-літній період
№ 1	29	28
№ 2	18	18
№3	14	14

Таблиця 6 – Затрати тепла та пари на підігрівання нафти в резервуарах

Нафти родовищ	Затрати тепла Q, ГДж			Затрати пари M_n, ГДж		
	осінньо-зимовий період	весняно-літній період	за рік	осінньо-зимовий період	весняно-літній період	за рік
№ 1	5357	5158	10515	9998	9627	19625
№ 2	1946	1882	3828	3632	3513	7145
№3	2339	-	2339	4366	-	4366
Всього			16682			31136

Фізичні властивості нафти наведено у таблиці 4.

В таблиці 5 наведено теоретичні коефіцієнти оборотності групи резервуарів, в яких здійснюється приймання нафти відповідних родовищ.

Оскільки втрати нафти від випаровування залежать від температури на поверхні резервуара та температури підігрівання нафти, то для їх зменшення потрібно знати, за яких оптимальних коливань повинен відбуватися процес зберігання вуглеводневих енергоносіїв.

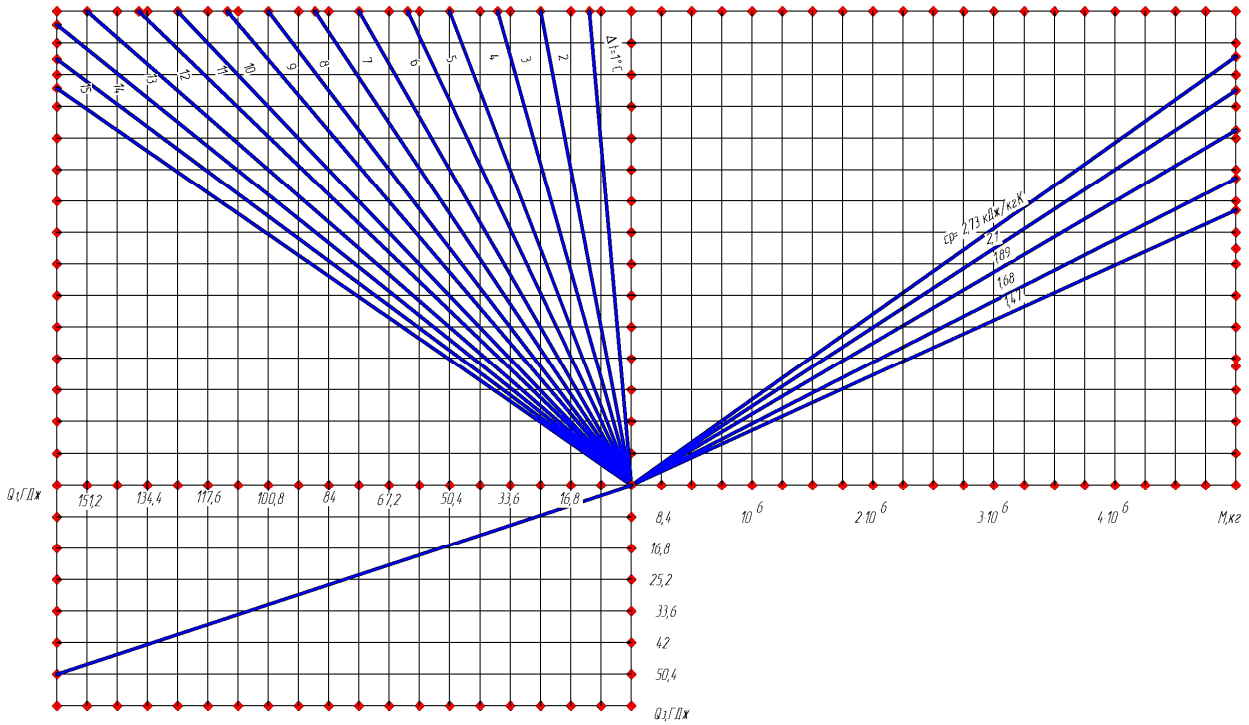

Рисунок 1 – Номограма для визначення кількості теплоти, що затрачається на підігрівання нафти в резервуарі

Враховуючи втрати тепла у трубопроводах, приймаємо, що пара надходить у резервуар за температури 105 °С. Оскільки постачання нафти, а також перероблення її нафтопереробним заводом нерівномірне, то фактичний коефіцієнт оборотності буде більший за теоретичний на 20…30 %.

Отже, необхідно до теоретично визначених коефіцієнтів внести поправку на 25 %.

Результати розрахунків затрат тепла та пари на підігрівання нафти в резервуарах наведено у таблиці 6.

Оскільки вихідні дані в процесі експлуатації змінюються (об’єм нафти, що зберігається у резервуарі, середня теплоємність нафти, різниця температур на початку та у кінці підігрівання), розроблено та побудовано номограму для визначення кількості теплоти, що затрачається на підігрівання нафти у резервуарі (рисунок 1).

Для мінімізації втрат нафти потрібно дотримуватися таких заходів.

1. Наземні резервуари для нафти мають бути пофарбовані білою (сріблястою) фарбою для запобігання впливові сонячного проміння. На кожний резервуар необхідно мати технологічну карту, в якій вказувати: номер резервуара, його конструктивний тип, максимальний рівень наливання, мінімальний залишок, швидкість наповнення (спорожнення).

2. В безвітряну погоду за плюсової температури повітря необхідно здійснювати перевірку загазованості групи резервуарного парку не рідше, ніж раз на зміну, а також (під час огляду резервуара та відбиранні проб) з обов'язковою фіксацією (в журналі обліку) аналізу концентрацій парів вуглеводнів та інших газів в резервуарах і виробничих приміщеннях.

При досягненні гранично допустимої концентрації (ГДК), повинні вживатись заходи зі зміни режиму роботи резервуарів.

3. Продуктивність наповнення (спорожнення) резервуара не повинна перевищувати проектні дані. Максимальна продуктивність наповнення (спорожнення) резервуарів залежно від їх конструктивних особливостей повинна відповідати технологічному регламенту.

4. Перевищення допустимого рівня наповнення резервуара неприпустиме.

5. Температура нафти під час підігрівання повинна контролюватись та фіксуватись в журналі.

6. Підігрівати в'язку нафту в резервуарах (у встановлених температурних межах) допускається при рівні рідини над підігрівачами не менше 0,5 м.

7. Повинен бути встановлений постійний контроль за герметичністю резервуарів та їх обладнанням. Виявлені несправності повинні негайно усуватись.

8. Обв’язка резервуарів технологічними трубопроводами повинна передбачати можливість перекачування нафти з одного резервуара в інший, а також виконувати зачищення “мертвого” залишку [9].

Висновки

Запропонована номограма дозволить оперативно у процесі експлуатації резервуарів визначити кількість теплоти, що затрачається на підігрівання нафти, з урахуванням оптимальних коливань температури, що призводить до зменшення втрат під час випаровування.

Завданням наступних досліджень є прогнозування виникнення аварійних ситуацій на об'єктах нафтогазової галузі та аналіз заходів з їх попередження.

Література

1 Силаш А. П. Добыча и транспорт нефти и газа. Часть 1. Пер. с англ. / А. П. Силаш. – М.: Недра, 1980. – 375 с.

2 Тугунов П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа: ООО "ДизайнПолиграфСервис", 2002. – 658 с.

3 Проектирование и эксплуатация нефтебаз: учебник для вузов / С. Г. Едигаров, В. М. Михайлов, А. Д. Прохоров, В. А. Юфин. – М.: Недра, 1982. – 280 с.

4 Хизгилов И. Х. Рациональное использование топливно-энергетических ресурсов на нефтебазах и нефтепродуктопроводах: справочное пособие / И. Х. Хизгилов. – М.: Недра, 1988. – 210 с.

5 Коршак А. А. Применение систем улавливания легких фракций для борьбы с потерями углеводородов из резервуаров / А. А. Коршак, И. Г. Блинов, В. Ф.Новоселов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 40 с. (Обзор. Информ. Сер "Транспорт и хранение нефти").

6 Новоселов В. Ф. Методика расчета потерь от испарения нефти и нефтепродуктов из наземных резервуаров / В. Ф. Новоселов, В. П. Ботыгин, И. Г. Блинов. – Уфа: Изд. Уфимс. нефт. ин-та, 1987. – 73 с.

7 Ткачев О. А. Сокращение потерь нефти при транспорте и хранении / О. А. Ткачев, П. И. Тугунов. – М.: Недра, 1988. – 118 с.

8 Хизгилов И. Х. Рациональное использование тепловой и электрической энергии на нефтебазах / И. Х. Хизгилов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ. 1983. – С. 18 - 23.

9 Розпорядження від 18.08. 1997 р. № 151 "Про затвердження галузевих нормативних актів з питань пожежної безпеки - Правила пожежної безпеки при експлуатації магістральних нафтопроводів України".

Стаття надійшла до редакційної колегії 06.05.15
Рекомендована до друку професором ***Грудзом В.Я.*** *(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) канд. техн. наук* ***Степ'юком М.Д.*** *(УМГ «Прикарпаттранстрансгаз», м. Івано-Франківськ)*