

торных моментометров // Современные проблемы буровой и нефтепромышленной механизации. – Уфа: Уфимский нефтяной технический университет, 1996. – С. 98-100.

8. Исакович Р.Я., Попадько В.Е. Контроль и автоматизация добычи нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 352 с.

9. Каталог разработок научно-исследовательского и проектно-конструкторского института автоматизированных систем управления транспортом газа. / НИПИАСУтрансгаз, ДП НИПИАСУтрансгаз “Информгазавтоматика”; Под ред. В.В.Безкоровайного, Н.А.Толоконникова. – Харьков, 1995. – 54 с.

10. Воротилов В.С. Автоматизированная станция контроля параметров бурения АМТ-100 // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2001. – №1. – С.27-29.

11. Пат.6152246 США, ММК<sup>7</sup> Е 21 В 44/00/. Method and system for monitoring drilling parameters. King Charles H., Pinckard Mitchell D., Sparling Donald P., Weegh Arno O. Noble Drilling Services Inc. – №09/204384; Заявл. 02.12.98; Опубл. 28.11.00.

12. Устройство для измерения крутящего момента на роторе буровой установки: А.с. 1695157 СССР, МКИ G 01 L 3/10 / Б.А. Перминов – №4744327/10; Заявлено 19.06.89; Опубл. 30.11.91, Бюл. №44.

13. Каминскас В.А. Идентификация динамических систем по дискретным наблюдениям. Часть II. Оценивание параметров нелинейных систем. – Вильнюс: Мокслас, 1985. – 153 с.

14. Ку И.Х., Вольф А.А. Применение функционалов Вольтерра-Винера для анализа нелинейных систем // В кн.: Техническая кибернетика за рубежом / Под ред. В.В. Солодовникова. – М.: Машиностроение. – 1968. – С.166-185.

15. Винер Н. Нелинейные задачи в теории случайных процессов. – М.: ИЛ. – 1961. – 159с.

16. Staica P., Söderström T. Instrumental – variable methods for identification of Hammerstein systems – Int. J. Control. – 1982. – V95. – P. 459-476.

17. Семенцов Г.Н. Теорія автоматичного керування: Підручник. – Івано-Франківськ: Факел, 1999. – 610 с.

УДК 621.634. 622.32:658.564

## СТРУКТУРА ПРИСТРОЮ З НЕЧІТКОЮ ЛОГІКОЮ ДЛЯ АВТОМАТИЗОВАНОГО ВИЗНАЧЕННЯ ЧАСУ І МІСЦЯ НЕСАНКЦІОНОВАНОГО ВИТІКАННЯ НАФТИ З НАФТОПРОВОДУ

*О.В.Кучмистенко*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 46067,  
e-mail: public@ifdtung.if.ua*

*Рассматривается структура устройства с нечеткой логикой, которая разработана для автоматического определения места и времени несанкционированного отбора нефти с нефтепровода и два варианта принципиальных схем использования устройства в зависимости от способа определения несанкционированного отбора: «РАСХОД-ДАВЛЕНИЕ» и «ДАВЛЕНИЕ-ДАВЛЕНИЕ».*

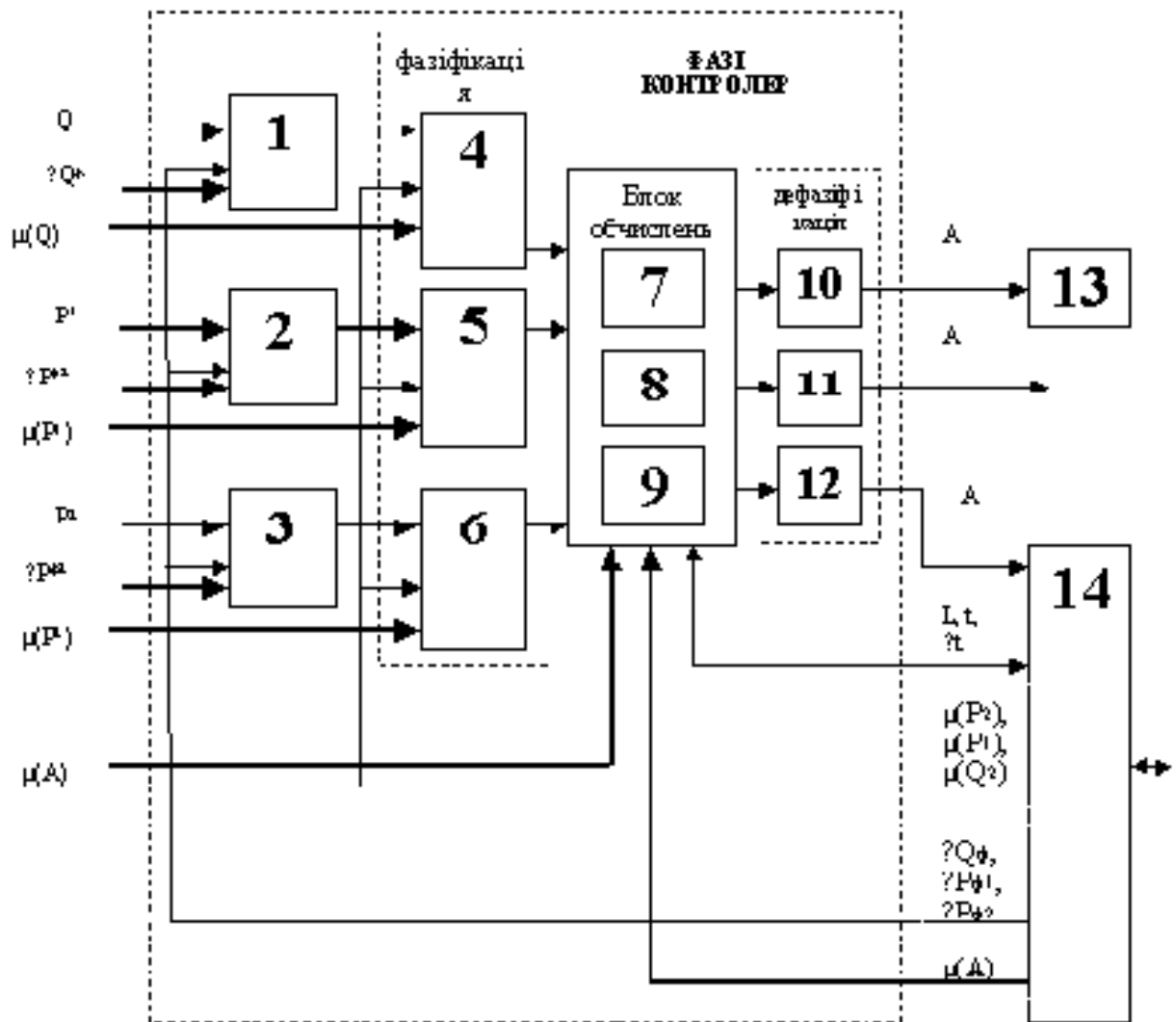
*The structure of the device with fuzzy logic which is considered is developed for automatic definition of a place and time of the non-authorized selection of oil from an oil pipeline and two variants of basic circuits of use of the device depending on a way of definition of the non-authorized selection: "CHARGE - PRESSURE", and "PRESSURE - PRESSURE".*

Визначення несанкціонованого відбору нафти з нафтопроводів на сьогодні здійснюється за допомогою оцінювання значень тиску і витрати, що контролюється на лінійних контрольних пунктах (КП) і нафтоперекачувальних станціях (НПС) системи телемеханіки [1]. Недоліком такої системи контролю є недостатня чутливість до несанкціонованих витікань нафти через малі отвори. Цей недолік можна усунути шляхом використання нечіткої інформації і методів нечіткої логіки. Для збільшення чутливості системи контролю запропонована структура пристрою з нечіткою логікою для визначення часу і напрямку до місця несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу відносно КП [2].

Пристрій призначений для раннього визна-

чення часу і місця аварійного витікання нафти з трубопроводу. Оцінка того, чи відбувається процес витікання, чи ні, приймається за результатами оцінки тиску і витрати на одній із ділянок трубопроводу, що знаходиться найближче до місця витікання. Прилад має три аналогові входи для підключення залежно від способу контролю, двох давачів тиску і одного давача витрати (рис. 1).

Пристрій призначений для встановлення на виході нафтоперекачувальної станції і контрольних пунктах, що розташовані вздовж трубопроводу. Він здатний оброблювати інформацію про витрату і тиски, і залежно від місця встановлення на НПС чи КП, а також способу роботи формувати рішення про місце і час витікання нафти.

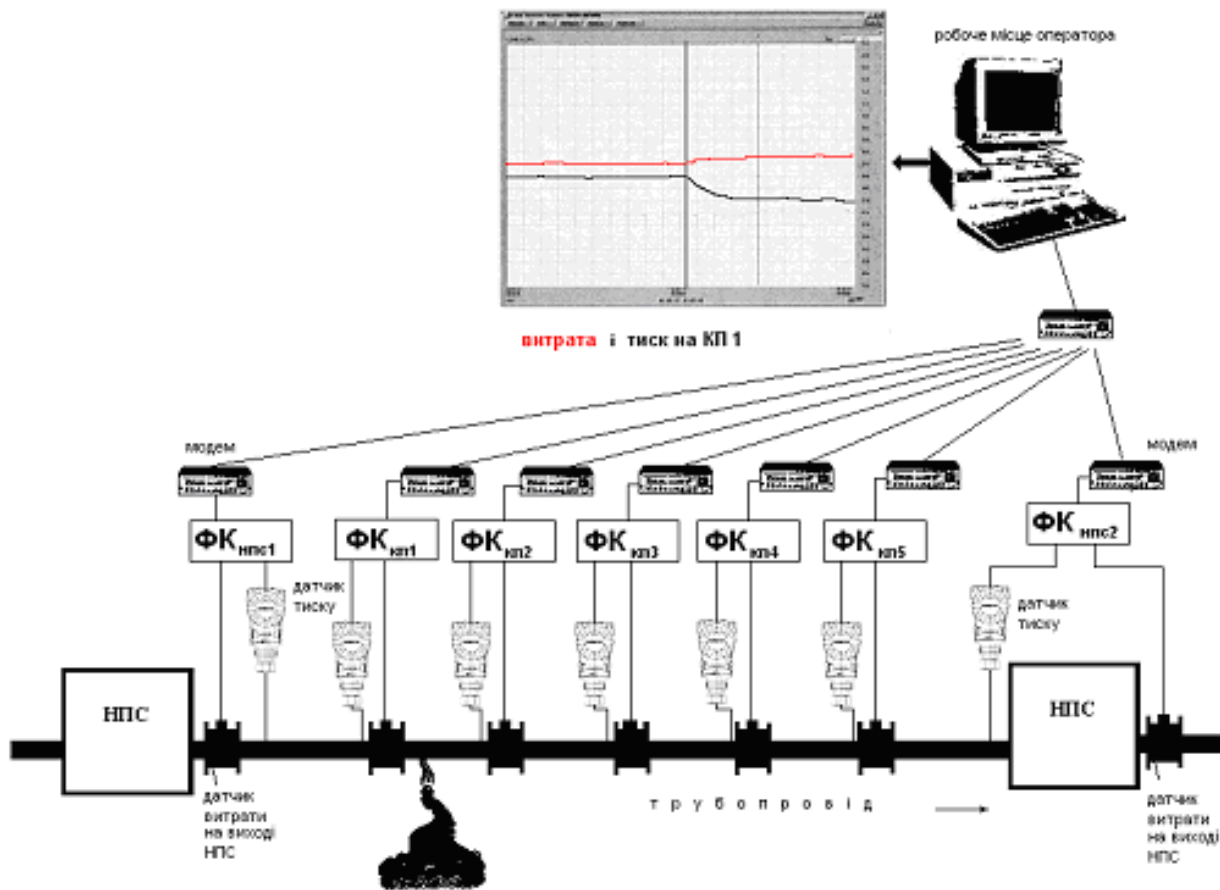


$Q$  – витрата нафти по трубопроводу, що вимірюється на даному контрольному пункті,  $\text{м/год}^3$ ;  
 $P_1$  – тиск нафти перед контрольним пунктом (по ходу рідини), МПа;  $P_2$  – тиск нафти після контрольного пункту (по ходу рідини), МПа;  $\Delta Q_\phi$  – коливна зміна витрати, що підлягає фільтрації (зона шумів), задається оператором,  $\text{м/год}^3$ ;  $\Delta P_{\phi 1}, \Delta P_{\phi 2}$  – коливна зміна тисків, що підлягає фільтрації (зона шумів), задається оператором, МПа;  $\mu(Q)$  – коефіцієнти для фазифікації змінної витрати, задається оператором;  $\mu(P_1), \mu(P_2)$  – коефіцієнти для фазифікації змінної тисків, задається оператором;  $\mu(A)$  – коефіцієнти для фазифікації змінної “аварія”, задається оператором;  $A$  – рівень аварійності, %;  $L$  – місце де відбувається витікання, км;  $t$  – час початку несанкціонованого витікання, год. хв. с;  $\Delta t$  – проміжок часу, необхідний для встановлення стаціонарного режиму роботи трубопроводу, с.

**Рисунок 1 — Структура пристрою для визначення місця і часу несанкціонованого витікання рідини з трубопроводу**

Дані про витрату  $Q$  і тиски  $P_1$  і  $P_2$  поступають на входи фазі-контролера у блоки фільтрації 1, 2, 3 відповідно у вигляді токового сигналу з діапазоном зміни 4–20 мА. Також на входи фільтрів 1, 2, 3 передається з панелі вводу приладу або через модем 14 інформація  $\Delta P_{\phi 1}, \Delta P_{\phi 2}, \Delta Q_\phi$  про межі коливної змінної, яку необхідно піддати фільтрації. Далі відфільтровані сигнали з блоків фільтрації 1, 2, 3 потрапляють до блоків фазифікації 4, 5, 6, де фор-

мується сигнал про рівень витрати або тисків у вигляді термів „малий”, „середній”, „великий”. Параметри фазифікації  $\mu(P_1), \mu(P_2), \mu(Q), \mu(A)$  можна задати або з панелі вводу приладу, або дистанційно через модем 14. Далі фазифікований сигнал витрати і тисків надходить у блок обчислень, де у блоці 7 залежно від коефіцієнта терму  $\mu(A)$  формується рішення про аварійність ділянки трубопроводу. Тобто, якщо відхилення будь-якого з тисків і витрати КП має



$\Phi K_{\text{нпс1}}, \Phi K_{\text{нпс2}}$  – фазі-контролери, встановлені на НПС1 і НПС2;  
 $\Phi K_{\text{кп1}}, \Phi K_{\text{кп2}}, \Phi K_{\text{кп3}}, \Phi K_{\text{кп4}}, \Phi K_{\text{кп5}}$  – фазі-контролери, встановлені на лінійних КП телемеханіки

**Рисунок 2 — Принципова схема способу № 1 ВИТРАТА-ТИСК**

терм „середній”, то рівень аварійності буде „середній”. Або при роботі двох давачів тиску, якщо відхилення тисків КП мають терми „середній”, то рівень аварійності буде „середній”. Блок 8 призначений для фіксування часу початку процесу несанкціонованого витікання, а також він формує час затримки  $\Delta t$ , який необхідний для виходу нафтопроводу на стаціонарний режим (тобто, коли відбувається процес опресування або розпресування трубопроводу, або проходження очисного пристрою — визначення рівня аварійності не відбувається), цей сигнал надходить від головного приладу, який встановлений на НПС (НПС на початку трубопроводу). У блоці 9 визначається напрямок до місця витікання — до КП або після КП. Блок 10 дефазифікує оброблені дані про рівень аварійності і подає їх на табло індикації приладу 13. Блок 11 дефазифікує оброблені дані про рівень аварійності і подає їх у дискретній формі (включено, відключено). Блок 12 дефазифікує оброблені дані про рівень аварійності, час початку і місце процесу витікання, та подає їх на вищий рівень АСУ ТП через модем 14.

Розглянемо роботу пристрою в системі телемеханіки трубопроводу. Залежно від способу визначення несанкціонованого витікання при-

лад може бути включений у схему за двома варіантами:

**Перший варіант** – визначення несанкціонованого витікання за допомогою оцінювання на лінійних КП телемеханіки значень тиску і витрати, спосіб № 1 (витрата-тиск);

**Другий варіант** – визначення несанкціонованого витікання за допомогою оцінювання, на лінійних КП телемеханіки значень тисків, спосіб № 2 (тиск-тиск);

Розглянемо перший варіант включення приладу у схему визначення несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу – спосіб № 1 ВИТРАТА-ТИСК (рис. 2).

Фазі-контролер  $\Phi K_{\text{нпс1}}$ , установлений на НПС1, відстежує зміну тиску на початку трубопроводу (на нагнітанні НПС1) і за допомогою модему передає на фазі-контролери  $\Phi K_{\text{кп1}}, \Phi K_{\text{кп2}}, \Phi K_{\text{кп3}}, \Phi K_{\text{кп4}}, \Phi K_{\text{кп5}}, \Phi K_{\text{нпс2}}$  сигнал про зміну тиску.  $\Phi K$  лінійних КП, а також НПС2 –  $\Phi K_{\text{кп1}}, \Phi K_{\text{кп2}}, \Phi K_{\text{кп3}}, \Phi K_{\text{кп4}}, \Phi K_{\text{кп5}}, \Phi K_{\text{нпс2}}$ , починають відлік часу  $\Delta t$ , необхідний для встановлення стаціонарного режиму роботи трубопроводу. Після виходу нафтопроводу на стаціонарний режим через проміжок часу  $\Delta t$

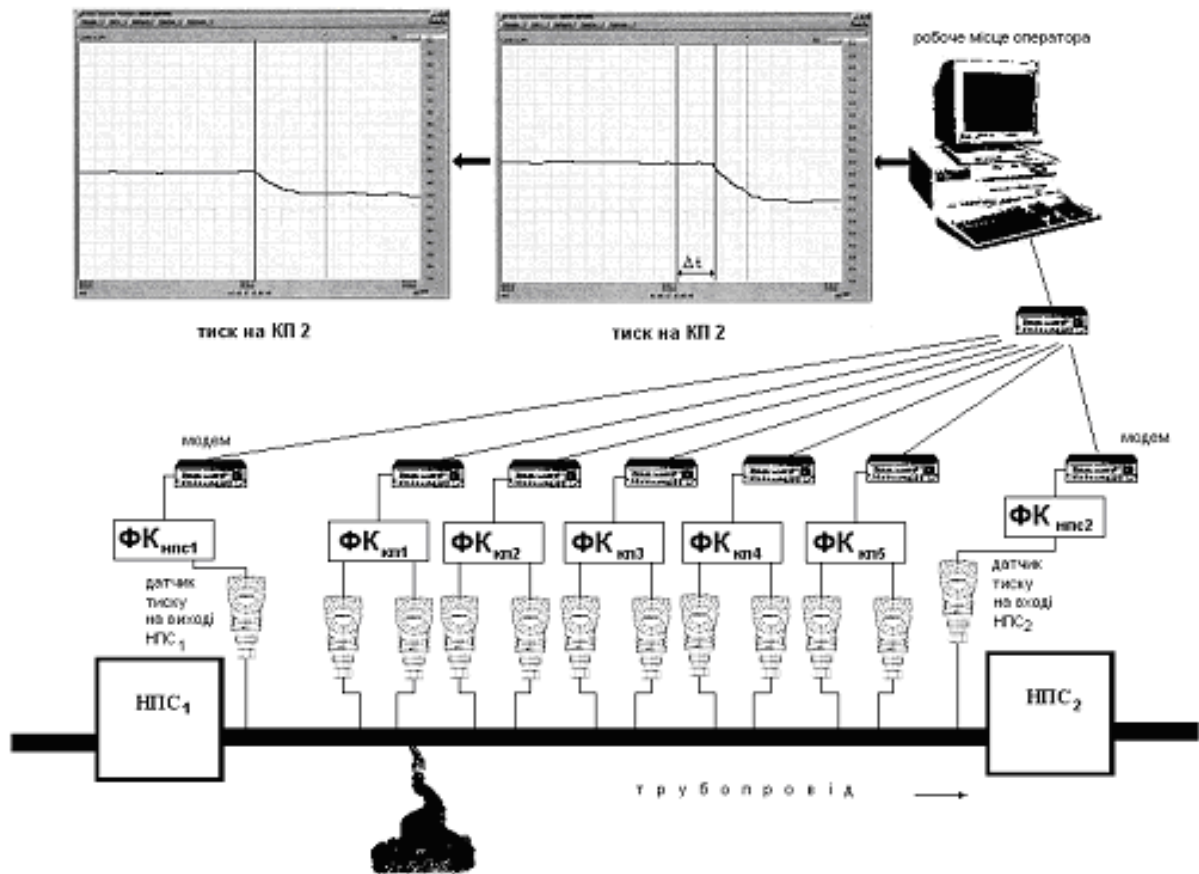


Рисунок 3 — Принципова схема способу № 2 ТИСК-ТИСК

ФК вносять у пам'ять значення витрати  $Q$  і тиску  $P_1$ . Починається процес визначення рівня аварійності на лінійних КП, який полягає у визначенні зміни  $\Delta P_1$ ,  $\Delta Q$  відносно вимірюваних у реальному часі  $P_1$ ,  $Q$  та записаних у пам'ять значень  $P_1$ ,  $Q$ , і залежно від їх величин приймається рішення про рівень аварійності на КП, фіксується і передається на АСУТП вищого рівня час початку несанкціонованого витікання. Також залежно від зміни витрати  $Q$  визначається напрямок до місця несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу (до або після КП).

Після одержання АСУТП вищого рівня значень часу з двох найближчих до місця витікання КП відбувається точніше обчислення місця витікання нафти з нафтопроводу. Також на цьому етапі може відбуватися підтвердження точності знайденого місця за співпаданням напрямків до місця витікання з найближчих КП.

На рис. 3 зображено принципову схему способу № 2 ТИСК-ТИСК. Принцип визначення місця і часу несанкціонованого витікання при цьому способі подібний до способу № 1 з тією різницею, що замість витратоміра використовується додатковий давач тиску. Давачі тиску можуть бути розташовані на деякій відстані, достатній для визначення напрямку до місця витікання, або один біля одного для виключення хибного спрацювання одного із давачів.

**Приклад роботи системи визначення місця і часу несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу**

Розглянемо один із можливих варіантів застосування розробленої системи на водному переході. На рис. 4 зображено принципову схему захисту водного переходу від несанкціонованого витікання.

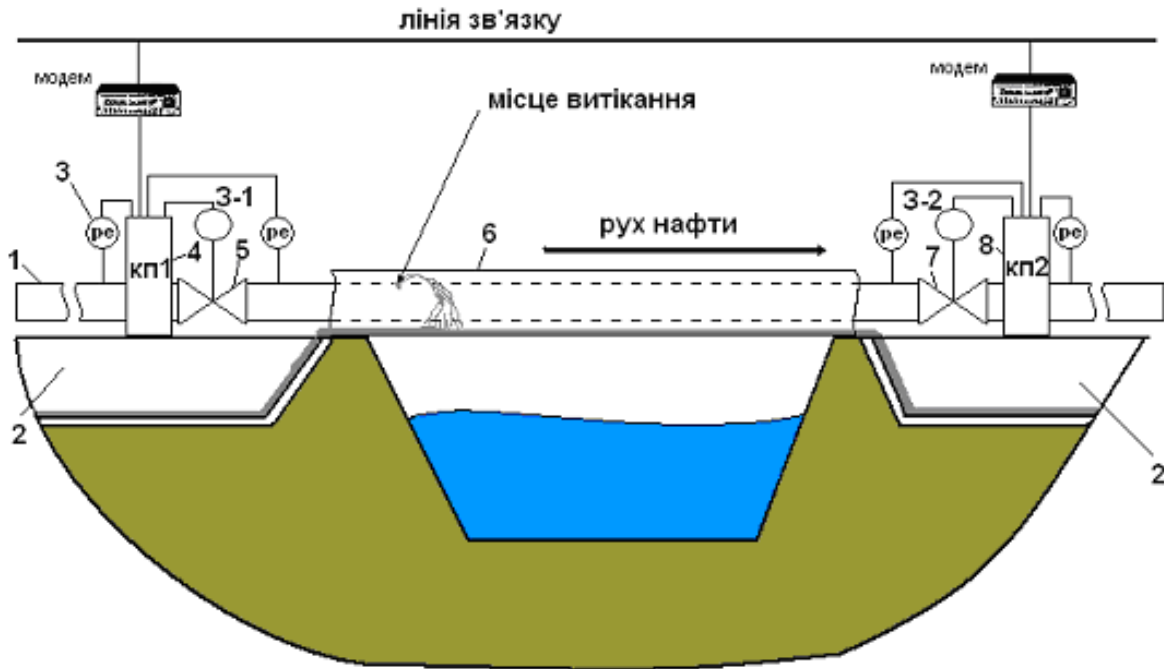
Перед пуском системи автоматичного контролю несанкціонованих витікань нафти з нафтопроводу тиск на виході НПС1 був рівний 0,63 МПа, а витрата 0 м<sup>3</sup>/год (рис. 5).

Система контролю несанкціонованих витікань працює, відбулися всі підготовчі операції, контрольні пункти КП1 і КП2 визначають рівень аварійності.

Відбувається зміна режиму перекачування з режиму простою на режим перекачування, при цьому вводиться у роботу магістральний насосний агрегат (МНА). На виході НПС1 відбувається зростання тиску і витрати (рис. 6).

Час початку зростання тиску і витрати на виході НПС1 фіксується фазі-контролером, значення часу заноситься у пам'ять ФК<sub>НПС1</sub> і через модеми і лінію зв'язку передається до фазі-контролерів лінійних КП телемеханіки КП1 і КП2. При цьому ФК<sub>КП1</sub> і ФК<sub>КП2</sub> на час  $\Delta t$  припиняють обчислювати рівень аварійності трубопроводу і переходять у режим очікування.

Після закінчення перехідних процесів на  $\Delta P_1, \Delta P_2$ , тим значніше витікання нафти з НПС1 фазі-контролером визначаються останні



1 – нафтопровід; 2 – обвалування; 3 – датчик тиску; 4, 8 – контрольні пункти лінійної телемеханіки на вході і виході водного переходу, у яких знаходяться фазі-контролери; 5, 7 – засувки на вході і виході водного переходу; 6 – захисна труба

Рисунок 4 — Принципова схема захисту водного переходу від несанкціонованого витікання

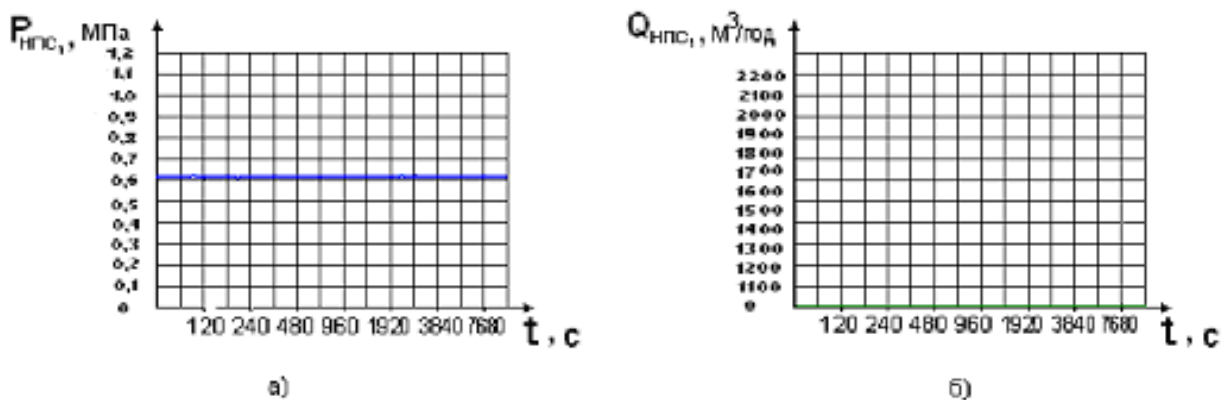


Рисунок 5 — Діаграма тиску і витрати на нагнітанні НПС1 перед пуском у роботу

зміни тиску і витрати, передаються останні значення часу зміни тиску, і  $\Phi K_{НПС1}$  переходить у режим очікування нової зміни тиску  $P_{НПС1}$ .

Фазі-контролери  $\Phi K_{КП1}$  і  $\Phi K_{КП2}$  приймають через модеми і лінії зв'язку останній час зміни тиску на НПС1, відрховують час  $\Delta t$  і після його стікання визначають і заносять у пам'ять значення тиску  $R_{КП1(до)}, R_{КП(після)}$  і  $R_{КП2(до)}, R_{КП2(після)}$   $R_{КП(до)}, R_{КП(після)}$  (рис. 7).

Починається процес обчислення аварійності лінійного КП. Цей процес базується на порівнянні занесеного у пам'ять  $R_{КП(до)}, R_{КП(після)}$  і значень  $R_{КП(до)}, R_{КП(після)}$ , вимірюваних у реальному часі (рис. 8). Чим більше відхилення

нафтопроводу.

При аварійному витіканні нафти з нафтопроводу відбувається зниження тисків по всьому трубопроводу, причому хвиля падіння тисків поширюється зі швидкістю приблизно 1 км/с. Найближчий до місця витікання давач тиску фіксує падіння тиску і формує у програмному середовищі фазі-контролера сигнал аварійності трубопроводу, у нашому випадку це КП1 і давач тиску „після” КП1. При падінні тиску і на іншому давачі тиску „до” КП1 у програмному середовищі фазі-контролера КП1 формується сигнал підтвердження аварійності нафтопроводу, і контролер сигналізує рівень аварійності з передачею інформації про час і напрямок (до або після КП) на АСУТП вищого

рівня. При цьому залежно від рівня аварійності можливе закриття охоронної засувки 3-1 в автоматичному режимі.

отриманий з двох лінійних КП „до” і „після” місяця витікання.

**Висновок.** Кожний із запропонованих спо-

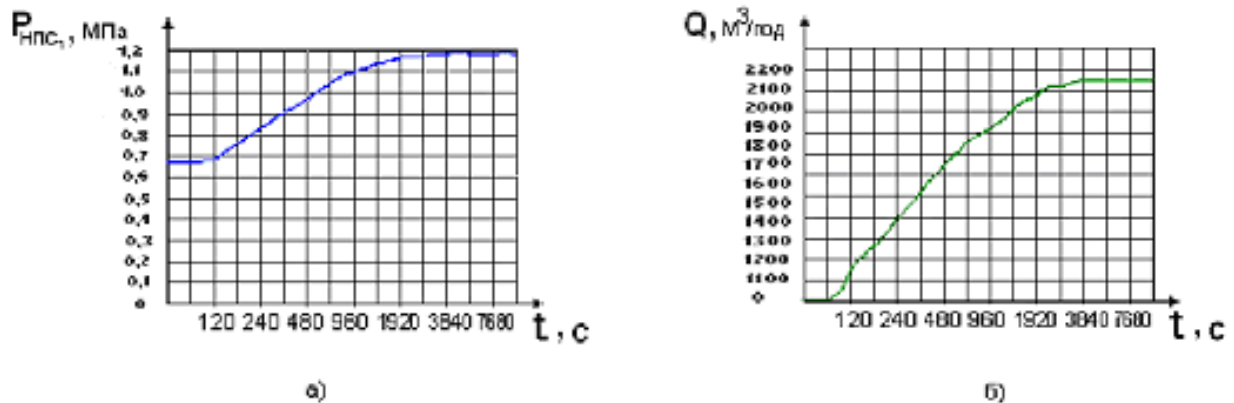


Рисунок 6 — Діаграма тиску і витрати на нагнітанні НПС1 після пуску МНА у роботу

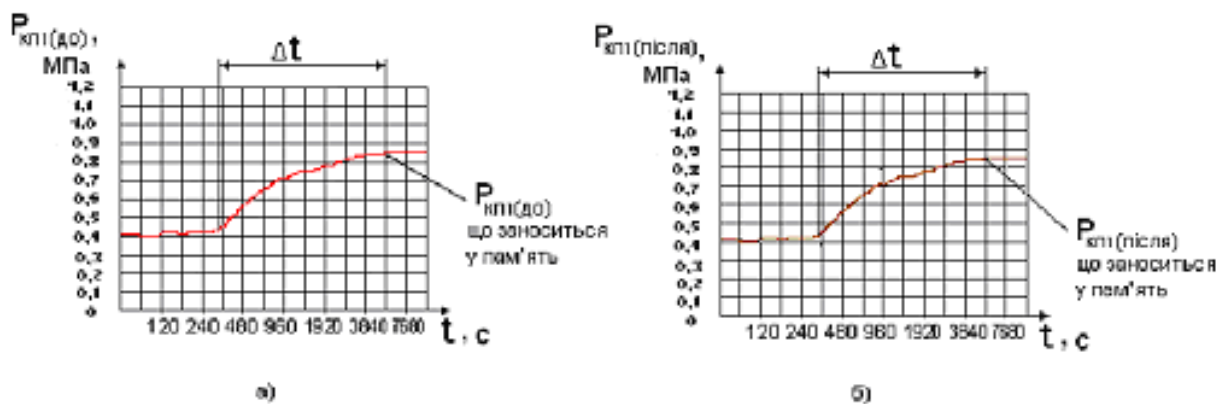


Рисунок 7 — Діаграми тисків до і після лінійного КП1 під час опресовування нафтопроводу

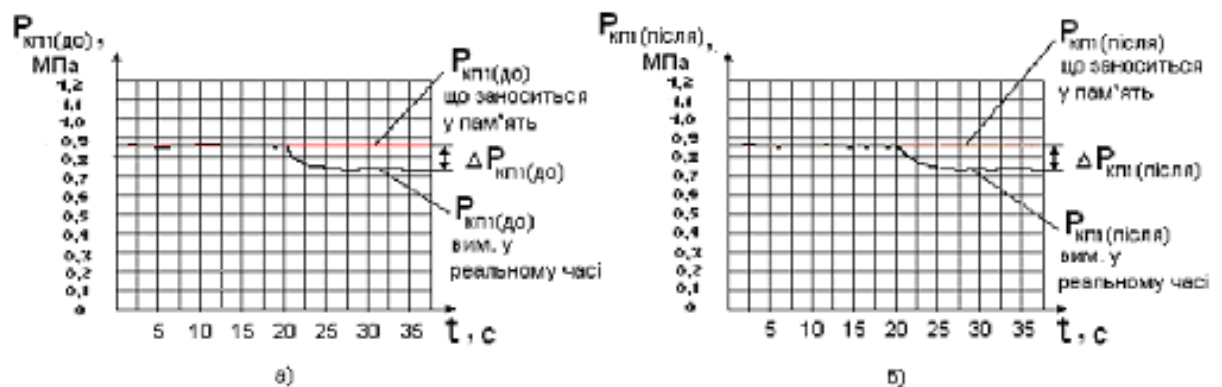


Рисунок 8 — Діаграми тисків до і після лінійного КП1, отримані під час оцінювання відхилення вимірюваних у реальному часі значень тисків від занесених у пам'ять фазі-контролера

Залежно від того, на якому з давачів тиску „до” або „після” КП вперше зафіксовано падіння тиску, приймається рішення про напрямок до місця витікання нафти з нафтопроводу. У нашому випадку це давач тиску „після” КП із значенням  $P_{КП(після)} = 20с$  ( $P_{КП(до)} = 30,7с$ ).

Кінцеве, точне обчислення місця витікання нафти, проводиться на АСУТП вищого рівня за наявності інформації про час початку несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу,

собів визначення місця і часу несанкціонованого витікання нафти має свої переваги і недоліки. Так при використанні способу ВИТРАТА-ТИСК на трубопроводі, який не функціонує, буде неможливим внаслідок нульової витрати. Час для готовності такої системи буде меншим, а точність отриманих результатів вища. При використанні способу ТИСК-ТИСК можливе визначення напрямку від лінійного КП, до місця витікання і часу початку цього процесу на будь-якому режимі нафтопроводу. Проте для



точності визначення місця і часу несанкціонованого витікання необхідна висока фільтрація шумів тиску. Розвертання такої системи займе більше часу.

Запропонована структура пристрою може бути використана для визначення часу і напрямку від КП до місця несанкціонованого витікання не тільки нафти а й нафтопродуктів.

### Література

1. Кучмистенко О.В. Аналіз залежностей тиску нафтоперекачувальної станції, у колекторі, на всмоктуванні, перепадів тиску на заслінці

ліквідовані, а в більшості випадків закинуті свердловини, шурфи та колодязі на старих нафтових промислах Прикарпаття стають додатковими шляхами вертикальної міграції вуглеводі ступеня відкриття регулюючого органу від часу // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. – №38. – Том 5. – С.172-177

2. Семенцов Г.Н., Кучмистенко О.В. Фазилוגика в системі управління тиску на нагнетанні і всасуванні насосних станцій по перекачці нафти // Вимірювання та обчислювальна техніка в технологічних процесах. – 2000. – №4. – С.42-44.

УДК 504.36.574

## ПРОБЛЕМА ДЕГРАДАЦІЇ ЗЕМЕЛЬНИХ РЕСУРСІВ В НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ РАЙОНАХ ПРИКАРПАТТЯ І УКРАЇНИ

О.В.Пендерецький

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42183,  
e-mail: public@ifdtung.if.ua

*Международные договора и конвенции требуют от Украины выполнения целого ряда мероприятий в отношении борьбы с деградацией земельных ресурсов и опустынивания. Структура земельных угодий Украины и Предкарпаття претерпела пока что незначительных изменений при переходе от коллективной к частной собственности на землю. Предлагается целый ряд правовых, экономических, социальных, организационных и экологических мероприятий уменьшения деградации земель и опустынивания.*

*Union contract and conventions demand from Ukraine performance of a lot of actions concerning struggle with ground degradation resources and desertification. The ground structure of Ukraine and Precarpathian area has undergone meanwhile minor alterations at transition that collective to a private property on the ground. A lot legal, economical, social, organized and ecological actions is offered for the reduction of the ground degradation and desertification.*

У процесі пошуків, розвідки, дослідно-промислової експлуатації, транспортування, зберігання і переробки нафти і газу виникає низка екологічних проблем, зумовлених шкідливим впливом об'єктів нафтогазової галузі на навколишнє середовище.

Об'єкти нафтогазової галузі по-різному впливають на ґрунтовий та рослинний покрив, рельєф та його зміни, підземну та поверхневу гідросферу, клімат і атмосферні процеси, забруднюють їх, порушують природну рівновагу, руйнують ландшафти та погіршують естетичне сприйняття навколишнього середовища. Щоб запобігти цьому, необхідно провести комплексну оцінку впливу на навколишнє середовище кожного із об'єктів нафтопромислового району.

Нафтові і газові родовища Прикарпаття розробляються ще з кінця 19-го сторіччя і, як правило, в складних гірничо-геологічних умовах. Переважна частина нафтових покладів знаходиться на глибинах понад 3км. зони Предкарпатського прогину. Значна дислокованість порід (насуви, складчасті та розривні порушення, тріщинуватість тощо) сприяє висхідним рухам вуглеводнів та пластових вод до земної поверхні. З техногенного боку — неякісно

нів, які створюють у поверхневих відкладах вибухонебезпечну і пожежонебезпечну ситуацію.

Усе це призводить до забруднення ґрунтів і ґрунтових вод, а в кінцевому результаті до деградації земель.

На сьогоднішній день попри всі зусилля, що докладаються державою, проблема деградації земель на Прикарпатті та й загалом по Україні продовжує залишатись надзвичайно гострою. Структура земельних угідь країни протягом останніх років хоч і зазнала деяких змін, але загалом зберегла всі основні риси, характерні для часів колишнього Радянського Союзу, і в першу чергу надмірну екологічно необґрунтовану сільськогосподарську освоєність території. Зараз площа сільськогосподарських угідь України займає 69,3%, ліси та інші лісовкриті території — 17,3%, забудовані землі — 4,1%, води — 4%, заболочені землі — 1,6%, інші — 3,7% (Національна доповідь..., 2002).

Сільськогосподарські угіддя країни на 77,9% представлені орними землями, 13,2% — пасовища, 5,8% — сіножаті, 2,2% — багаторічні насадження, 1% — перелоги. Таке ж співвідношення характерне і для Прикарпаття (Адамен-