

УДК 620.179.17

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ
УРОВНЯ ЖИДКОСТНЫХ СКОПЛЕНИЙ В ПОЛОСТИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

**EXPERIMENTAL INVESTIGATIONS OF THE METHOD FOR
DETERMINATION OF LIQUIDS LEVEL IN THE CONDUIT
OF MAIN GAS PIPELINES**

Карпаш О.М., Банахевич Р.Ю., Карпаш М.О., Яворский А.В., Рыбицкий И.В.

Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа,
г. Ивано-Франковск, Украина

УМГ «Львовтрансгаз» ПАО «Укртрансгаз» НАК «Нефтегаз Украины»,
г. Львов, Украина

O.M. Karpash, R.Y. Banakhevych, M.O. Karpash, A.V. Yavorskyu, I.V. Rybitskyu

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
Ivano-Frankivsk, Ukraine

UMP "Lvivtransgaz" PJSC "Ukrtransgaz" NJSC "Naftogaz Ukrainy", L'viv, Ukraine

e-mail: mkarpash@nung.edu.ua

Аннотация. В статье дан краткий обзор проблемы появления скопления жидкости в полости магистральных газопроводов, проанализированы способствующие этому условия, а также предложены пути ее решения в текущих технологических условиях. Выявлено, что на данный момент отсутствуют прямые методы выявления и оценки объема таких скоплений. Для решения поставленной задачи предложено использовать посты мониторинга уровня жидкости в полости трубопровода с ультразвуковой измерительной частью. Показаны технико-экономические преимущества такого решения. В работе рассмотрен комплекс экспериментальных исследований по проверке функциональности ранее предложенного метода определения уровня скоплений жидкости в полости газопровода. Разработанная методика экспериментальных исследований предусматривала как длительные исследования с целью уточнения возможности обеспечения длительного качественного акустического контакта измерительного датчика с поверхностью трубы, так и исследования с целью определения возможности контроля уровней скоплений жидкости с разной плотностью. Экспериментальные исследования выполнялись как в лабораторных условиях, так и на физической модели трубопровода, помещенной в грунт на период до 3 лет. В результате проведенных экспериментов показана возможность точного измерения уровня технической воды и углеводородной фракции в совокупности с точностью

до 6,2 %. Кроме того, продемонстрирована целесообразность применения адаптированных фильтров Савицкого-Голея для решения задачи шумоподавления с целью четкой идентификации уровней воды и углеводородной фракции. Длительные испытания показали возможность реализации автономных систем мониторинга по предложенной технологии на газопроводах подземной укладки. Системы мониторинга этого типа представляют собой автономные измерительные системы, не требующие технического обслуживания, а считывание данных измерений производится с помощью вторичного переносного прибора.

Abstract. The article contains brief overview of the problem of liquids accumulation in the conduit of main gas pipelines, conditions of such process stimulation analyzed as well as the ways to solve the given problem proposed. It was found that currently there are no methods for direct location and volume evaluation for such liquid accumulations. As a solution of the given problem the use of monitoring posts for liquid level measurement with ultrasonic measurement unit are proposed. Technical and economic advantages of such solutions are demonstrated. The paper contains the series of experimental investigations aimed on verification of functional ability of the prior proposed method for liquid accumulation level determination inside the pipeline conduit. The elaborated methodology of experimental investigations foreseen long-term research on possibility of long lasting acoustic contact of the transducer with pipe surface together with investigations on determination of levels of liquids with different density. Experimental investigation were completed in laboratory conditions and with physical model of the pipeline buried in the ground for more than 3 years. The possibility of accurate measurement of the technical water level and hydrocarbon fraction altogether has been demonstrated with the relative error of 6,2%. Moreover, the need of utilization the adaptive Savitsky-Golay filter has been stated for noise cancelation purposes and strict distinguish between water and hydrocarbon levels. Long term tests of the developed system showed the possibility of implementation autonomous monitoring systems according to the proposed technology at the buried pipelines. Monitoring systems are embodied as autonomous measurement units which do not require additional maintenance and results readings will be done using secondary portable instrument.

Ключевые слова: газопроводы, скопление жидкости, системы мониторинга, фильтрация, обработка сигналов.

Key words: gas pipelines, liquid accumulation, monitoring system, filtration, signal processing.

Введение

Одним из факторов, снижающих эффективность функционирования газотранспортной системы (ГТС), не смотря на системы осушки природного газа, является наличие влаги в транспортируемом продукте. Проведенные исследования [1] указывают на следующие причины повышенной влажности газа:

- недостаточно качественная подготовка газа на промыслах;
- неполное удаление воды после гидравлических испытаний и невыполнение работ по осушке на большинстве объектов капитального строительства, реконструкции и капитального ремонта газопроводов;
- попадание жидкости в полость трубопроводов во время аварий и строительно-монтажных работ;
- выполнение комплексов работ по внутритрубной диагностике и связанных с ними изменениями режимов и скоростей потоков газа;
- наличие жидкости, которая скапливается в полостях газопроводов, не имеющих камер запуска и приема очистных поршней, и ее вынесение во время перераспределения потоков газа и связанных с этим изменений режимов работы газопроводов;
- конструктивные особенности сооружений с наличием тупиковых участков, закрытых объемов, «мертвых» полостей (между корпусом и затвором арматуры, суживающие конструкции перемычек между газопроводами и тп), усложняющих извлечение жидкости с полостей газопроводов.

В соответствии с наведенными данными, наличие влаги в транспортируемом продукте существенно усложняет нормальный режим работы газопроводов и снижает его качество. Пары воды способны конденсироваться, нарушая нормальное движение газа по газопроводу. На горизонтальных и нисходящих участках трассы жидкость движется в виде пленки по стенкам трубы – ее наличие значительно увеличивает гидравлическое сопротивление газового потока [2]. Наибольшее количество жидкости скапливается на восходящих участках газопровода, образуя гидравлическую пробку, которая частично или полностью перекрывают сечение трубы. Кроме того, совместное наличие в трубопроводе гидратообразователя (газ, газовый конденсат) и свободной воды (жидкая вода, лед) при соответствующих значениях температуры и давления способствуют образованию гидратов.

Предпосылки проблемы и постановка задачи исследования

Анализ решений проблемы определения мест скопления жидкости и ее уровня в полости газопровода показал, что на данный момент не существует приборов или систем, позволяющих решить данную проблему в соответствии с установленными требованиями. Наличие мест скопления жидкости в полости трубопровода на конкретном участке определяется по росту разности входного и

выходящего давлений. Местонахождение таких скоплений определяется с помощью схемы прокладки газопровода на участках снижения профиля трассы газопровода. В местах с наибольшим риском скопления жидкости в некоторых случаях врезается запорная арматура в нижней точке газопровода для ее дренажа (рисунок 1).



Рисунок 1. Врезка запорной арматуры в газопровод для дренажа жидкости

Решение рассматриваемой проблемы

Наиболее эффективным направлением в решении задач эксплуатационной надежности и эффективности работы трубопроводных систем является использование устройств мониторинга состояния газопровода, в том числе для определения наличия и уровня жидкости в его полости.

По мнению авторов статьи и учитывая условия эксплуатации газотранспортной системы и требования техники безопасности, система измерения уровня жидкости в полости трубопровода должна соответствовать следующим требованиям:

- обеспечивать возможность измерения уровня жидкости без вмешательства в работу газопровода и нарушения режимов перекачки;
- любые действия по установке системы, ее наладке и работе не должны быть связаны с нарушением целостности стенки газопровода или возникновением каких-либо дефектов;
- высокая стоимость измерения, всесезонность и простота использования, вандало-защищенность;
- невысокая стоимость установки, наладки и эксплуатации.

Исходя из приведенных требований было предложено устройство для измерения уровня жидкости в полости газопровода [3].

Методика экспериментов

С целью экспериментальной проверки возможности использования предложенного способа была разработана соответствующая программа экспериментальных исследований установки для измерения уровня жидкости в полости газопровода.

Экспериментальные исследования выполнялись в два этапа, направленные на решение технических проблем, связанных с измерением уровня жидкости в полости трубопроводов подземной укладки:

1) длительные исследования с целью уточнения возможности обеспечения длительного качественного акустического контакта измерительного датчика с поверхностью трубы;

2) исследования с целью определения возможности контроля уровней скоплений жидкости с разной плотностью.

Для реализации первого этапа исследований было собрано экспериментальную секцию трубопровода диаметром 426 мм и шириной 180 мм (рисунок 2) [3]. Секция трубы заглушена с обеих сторон, с установленными патрубками для закачивания и выкачивания жидкости. Внизу секции установлен ультразвуковой пьезоэлектрический датчик (рисунок 3), провод связи с которым выведен на поверхность грунта в специальную измерительную колонку.

В ноябре 2010 года было выполнено закапывание данной секции на глубину приблизительно 120 см (рисунок 4). Далее, с интервалом 3 месяца до сентября 2013 года выполнялись последовательные контрольные измерения различных уровней жидкости (от 5 до 60% диаметра) в секции – ни в одном из случаев не было замечено потери сигнала от пьезоэлектрического ультразвукового датчика. Это подтверждает возможность обеспечения надежного длительного акустического контакта в таких системах мониторинга уровня жидкости в трубопроводе подземной укладки.



Рисунок 2. Экспериментальная секция трубы



Рисунок 3. Смонтированный измерительный пьезоэлектрический датчик



Рисунок 4. Укладка экспериментальной секции и измерение уровня жидкости в ней (ноябрь 2010 года)



Рисунок 5. Очередное измерение уровня жидкости в экспериментальной секции (июнь 2013 года)

Второй этап исследований был посвящен проблеме определения уровня скоплений в газопроводе, состоящих из жидкостей с разными плотностями – практикой доказано, что, как правило, происходит расслоение на водную эмульсию твердых частичек и более легкую фракцию, похожую на газовый конденсат. Очевидно, что плотности этих слоев различны, а информация о таких значениях позволит оценить приблизительный объем жидкости, скопившейся внутри газопровода.

Для реализации экспериментальных исследований на этом этапе было сконструировано экспериментальную установку, общий вид которой показан на

рисунке 6. Установка состоит из секции трубопровода диаметром 219 мм и длиной 500 мм, установленная на металлическом основании, ультразвукового совмещенного преобразователя собственной конструкции с частотой 2,5 МГц, установленного в нижней части трубы, серийного ультразвукового дефектоскопа DiO562, предназначенного для возбуждения датчика и приема ультразвуковых отзвучиваний, предварительного усилителя ультразвуковых импульсов собственной конструкции, цифрового осциллографа Rigol DS1000E для регистрации ультразвуковых отзвучиваний, цифрового термометра Fluke 54II, линейки для измерения действительного значения уровней и соединительных кабелей. Секция трубопровода заглушена с одной стороны металлической заглушкой, с другой – заглушкой изготовленной из оргстекла для обеспечения визуализации и измерения уровней жидкости.

Исследования выполнены в следующей последовательности.

1) Собрано установку на горизонтальной поверхности. С помощью уровнемера откорректировано положение установки с целью обеспечения параллельности нижней образующей емкости (трубы) к горизонтальной плоскости.

2) Наполнено посудину на 2/3 объема. При проведении настройки скорость распространения ультразвуковых колебаний в технической воде установлена на уровне 1400 м/с.

3) Установлен акустический блок (пьезоэлектрический преобразователь – прямой совмещенный ультразвуковой датчик с рабочей частотой 2,5 МГц) внизу трубы. Выполнены настройки положения датчика путем его поворота на угол до 5° относительно горизонтали и вертикали. Настройка положения датчика производилась до получения максимальной амплитуды отклика акустических колебаний от донной (внутренней) поверхности емкости. При этом, настроено усиление дефектоскопа до момента достижения амплитуды отклика акустических колебаний от донной поверхности емкости уровня 85% вертикальной развертки экрана дефектоскопа с последующей фиксацией положения акустического блока.

4) Увеличено горизонтальную (временную) развертку дефектоскопа до момента появления амплитуды отклика от поверхности жидкости в емкости. Импульс отклика, путем корректировки развертки дефектоскопа установлен на отметке 1/3 горизонтальной развертки от ее начала. После завершения настройки жидкость удалено из емкости.

5) Путем последовательного заполнения емкости технической водой равным порциями (по 500 грамм) от нулевого уровня до 2/3 от максимального, производились считывания значений временного интервала между зондирующим импульсом и первым отраженным от поверхности жидкости, а также интервал времени и отношение амплитуд между первым отраженным и другим отраженным эхо-импульсом от поверхности жидкости.

6) Параллельно сквозь прозрачное стекло с помощью линейки производились считывания действительного значения уровня жидкости. Было

произведено измерение отдельно уровня технической воды, отработанного моторного масла (в качестве модельных сред) и их общего уровня после отстоя (рисунок 6).



Рисунок 6. Экспериментальная установка

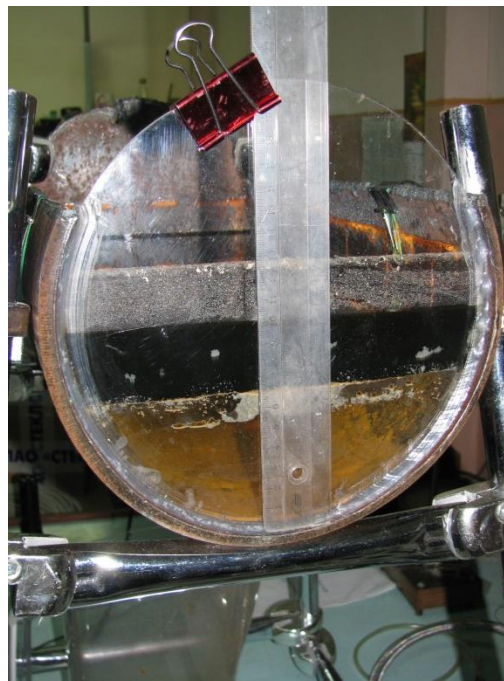


Рисунок 7. Моделирование двухфазных скоплений

Результаты экспериментальных исследований

Описанные измерения были произведены по 3 раза при разных температурах окружающей среды (+10 °С, +15 °С, +20 °С). Считывание значений временного интервала между зондирующим и первым отраженным от поверхности жидкости импульсом выполнялось с помощью ультразвукового дефектоскопа. Во время измерений используя цифровой осциллограф производилась запись формы откликов ультразвуковых сигналов от границ раздела вода-моторное масло и моторное масло-воздух с целью последующей обработки.

Результаты обработки измерений, выполненных в рамках эксперимента, показаны в таблице 1.

Таблица 1. Результаты измерений уровней воды и моторного масла отдельно

№	Измерение уровня технической воды		Измерение уровня отработанного моторного масла	
	Действительное значение, мм	Измеренное значение, мм	Действительное значение, мм	Измеренное значение, мм
1	6,5	10,8	9,5	нет сигнала
2	7,7	12,9	13,6	13,9
3	8,9	12,6	17,4	17,7
4	10,2	13,2	21,0	21,0
5	11,0	16,6	26,8	26,6
6	13,5	11,4	31,1	33,1
7	14,2	12,2	35,1	37,6
8	15,3	13,5	40,1	44,3
9	18,3	16,2	45,0	46,5
10	23,5	21,7	48,6	52,6
11	25,1	24,9	52,8	56,1
12	36,6	33,3	53,8	62,6
13	46,9	42,8	60,7	65,6
14	53,6	49,3	63,2	72,3
15	62,1	57,6	67,7	76,1
16	67,3	63,2	77,2	88,3
17	73,5	71,3	82,7	94,6
18	78,7	76,1	88,9	96,5
19	87,5	88,6	92,6	99,7
20	110,2	104,0		
21	111,6	111,4		

Приведенная к диапазону погрешность измерения уровня технической воды составляет 2,92 % (3,07 мм), а в случае измерения уровня отработанного моторного масла - 5,64 % (4,84 мм). Такая разность в точности определения уровня и нижних пределов диапазонов измерения поясняется значительно меньшей (до 30%) скоростью распространения звука в масле (легкой фракции скоплений) сравнительно с технической водой.

Значительной проблемой, возникшей на этапе обработки результатов измерений в промышленных условиях, является наличие шумов в информационном сигнале на границе раздела двух жидких фаз, что в свою очередь может привести к неточностям по определению объема скоплений – от этого зависит принятие решения по его ликвидации и оценке опасности для режимов перекачки. Дополнительной сложностью, замеченной в процессе полевых исследований [5] стала т.н. «гребенка» на поверхности жидкости, что также усложняет определение фактического уровня жидкости. В результате, при выполнении измерений при условии совместного наличия технической воды и

масла не удается визуально выявить сигнал, отраженный от границы раздела вода-масло (рисунок 8).

С целью решения поставленной задачи было решено применить сглаживающие полиномиальные фильтры Савицкого-Голея [6, 7] с минимальной квадратической погрешностью. Преимуществом использования этих фильтров является то, что они оставляют высокочастотные компоненты сигнала – они осуществляют полиномиальную аппроксимацию отдельных кадров входящего сигнала по критерию минимума квадратической погрешности.

Принцип реализации фильтрации методом Савицкого-Голея состоит в том, что рассчитывают функцию в точке x_m по формуле (1):

$$SG(x_m) = \sum_{i=\frac{N-1}{2}}^{\frac{N-1}{2}} \frac{p_{N,i} \cdot x_{m+i}}{h_N}, \quad (1)$$

где N – ширина окна фильтра, а p_N та h_N – установленные весовые параметры:
 $p_3 = \{11, 6, -2\}$, $h_3 = 31$, $p_5 = \{5, 3, -3\}$, $h_5 = 19$.

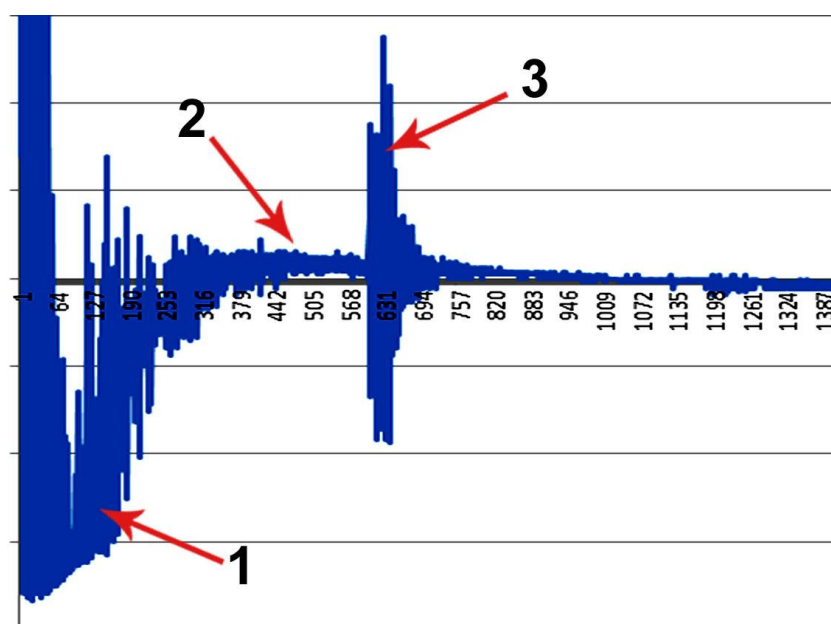


Рисунок 8. Осциллограмма эхо-сигналов, отраженных от границ раздела сред:

1 – зондирующий импульс; 2 – эхо-импульс, отраженный от границы раздела вода-масло (не выявляется, маскирован шумом); 3 – эхо-импульс, отраженный от границы раздела масло-воздух 4

Эти весовые параметры были определены экспериментальным путем методом последовательного перебора значений для конкретного случая обработки сигналов. В результате применения процедуры фильтрации удалось существенно повысить информативность сигналов, отраженных от границы раздела вода-масла – рисунок 9.

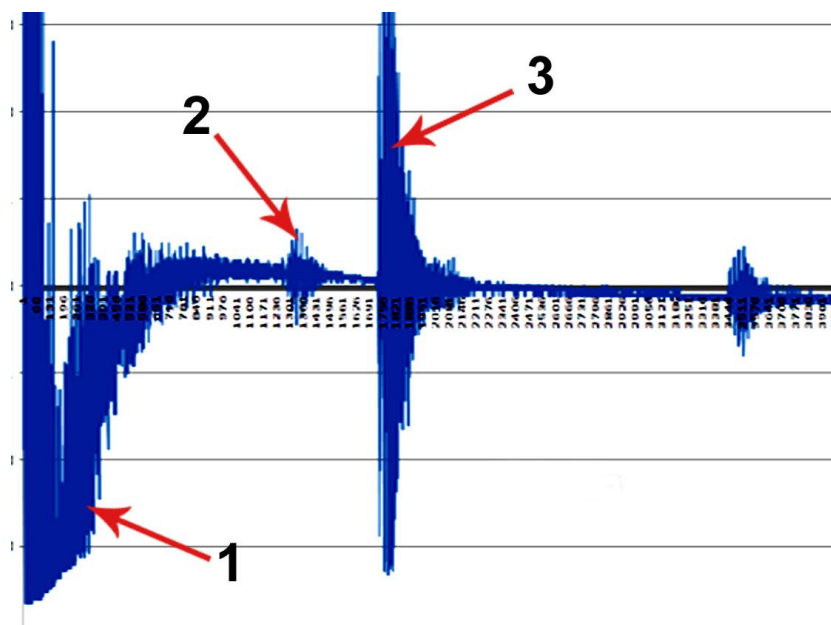


Рисунок 9. Осциллограмма эхо-сигналов, отраженных от границ раздела сред после применения процедуры фильтрации: 1 – зондирующий импульс; 2 – эхо-импульс, отраженный от границы раздела вода-масло четко идентифицируется; 3 – эхо-импульс, отраженный от границы раздела масло-воздух

Также удалось выполнить измерение общего уровня скоплений жидкости в трубе при условии наличия технической воды и масла после отстоя при разных соотношениях их толщин (таблицы 2).

Таблица 2. Результаты измерений уровней совместно воды и моторного масла

№	Измерение уровня скоплений жидкости в трубопроводе		
	Действительное значение уровня технической воды, мм	Действительное значение уровня масла, мм	Измеренное значение общего уровня жидкости, мм
1	92,0	38,0	136,5
2	80,0	41,1	127,1
3	66,3	48,5	110,9
4	55,6	53,4	102,4
5	46,8	57,6	99,4
6	50,5	56,7	112,8
7	45,6	58,7	107,3
8	33,5	65,5	91,6
9	35,4	63,8	95,7
10	22,8	72,0	88,8
11	14,4	77,5	86,4

Значение относительной погрешности в этом случае для измерения уровня совместно технической воды и моторного масла составляет 6,2 % (5,36 мм),

которое подтверждает целесообразность применения фильтров и возможность реализации предложенного способа.

Выводы

Выполнен комплекс экспериментальных исследований по проверке функциональности ранее предложенного метода определения уровня скоплений жидкости в полости газопровода и установлено:

- возможность точного измерения уровня технической воды и углеводородной фракции в совокупности с точностью до 6,2 %;

- целесообразность применения адаптированных фильтров Савицкого-Голя для решения задачи шумоподавления с целью четкой идентификации уровней воды и углеводородной фракции;

- созданы предпосылки для расчета ориентировочного объема скоплений в полости трубопровода и построения стационарных систем мониторинга, обеспечивающих такие измерения в нижних точках профиля газопроводов.

Список используемых источников

1. Усольцев М.Е., Коршак А.А. Вынос скоплений жидкости из магистральных газопроводов // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2011. №12. С. 322–325.

2. Кутуков С.Е. Проблема построения технологической модели нефтепровода. Водные скопления // Нефтегазовое дело. 2004. №7. С. 34 – 38.

3. Рибицкий И.В., Яворский А.В, Банахевич Р.Ю. Стационарная система измерения уровня жидкости в полостях действующих газопроводов // Научни известия (Scientific Proceedings) 2011. №1 (121). С. 93-96.

4. Моніторинг скупчень газоконденсату та рідини в порожнинах діючих газопроводів /Рибіцький І.В. и др. // Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів: матеріали XVII Міжнародної науково-технічної конференції. ЛЕОТЕСТ-2012 (20.02.2012). м. Славське Львівської області: ФМІ ім. Г.В. Карпенка С.109-113.

5. Система оцінки рівня рідини в діючих газопроводах / Карпаш О.М. и др. // Нафтова і газова промисловість 2009. № 5-6. С.41-43.

6. Варакин Л. Е. Системы связи с шумоподобными сигналами. М.: Радио и связь, 1985. С. 49-65.

7. Orfanidis, S. J., Introduction to Signal Processing, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1996.

References

1. Usolcev M.Y., Korshak A.A. Vynos skopleniy zhidkosti iz magistralnyh gazoprovodov // Gornyj informacionno-analiticheskiy bulletin. 2011. №12. С. 322–325. [in russian].
2. Kutuzov S.E. Problema postroeniya technologicheskoy modeli nefteprovoda. Vodnyje skopleniya // Neftegazovoe delo. 2004. №7. S. 34 – 38. [in russian].
3. Rybitsky I.V., Yavorskyi A.V., Banakhevich R.Y. Stacionarnaya sistema izmereniya urovna zhidkosti v polostyah deystvuyushchih gazoprovodov // Nauchni izvestiya (Scientific Proceedings). 2011. №1 (121). S. 93-96. [in russian].
4. Monitoryng skupchen gazokondensatu ta ridyny v porozhnyh diyuchykh gazoprovodiv/ Rybitsky I.V. i dr.// Materialy XVII Mizhanarodnoi naukovo-technichnoi konferencii “Electromagnitni ta acustychni metody nerujnivnogo control materialiv ta vyrobiv” LEOTEST-2012 (20.02.2012). Slavske: FMI im.G.V.Karpenka s.109-113. [in ukrainian].
5. Systema ocinky rivna ridyny v diyuchykh gazoprovodah/ Karpash O.M. i dr. // Naftova I gazova promyslovist. 2009. №5-6. S.41-43. [in ukrainian].
6. Varakin L.E. Sistemy svyazi s shymopodobnymi signalami. M.: Radio I svyaz, 1985. S. 49-65. [in russian].
7. Orfanidis, S. J., Introduction to Signal Processing, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1996.

Сведения об авторах

Information about authors

Карпаш О.М., д-р. техн. наук, проф., проректор по научной работе, ИФНТУНГ, г. Ивано-Франковск, Украина

Karpash O.M., Doctor of Technical Sciences, Professor, Vice-Rector for Research, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, the Ukraine

Банахевич Р.Ю., ведущий инженер УМГ «Львовтрансгаз» ПАО «Укртрансгаз» НАК «Нефтегаз Украины», г. Львов, Украина

R.Y. Banakhevych, Leading Engineer, UMP “Lvivtransgaz” PJSC “Ukrtransgaz” NJSC “Naftogaz Ukrainy”, L’viv, the Ukraine

Карпаш М.О., д-р техн. наук, доцент, директор Научно-исследовательского института нефтегазовой энергетики и экологии, ИФНТУНГ, г. Ивано-Франковск, Украина

M.O. Karpash, Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Director of R&D Institute for Oil and Gas Power Engineering and Ecology, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, the Ukraine

e-mail: mkarpash@nung.edu.ua

Яворский А.В., канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры технической диагностики и мониторинга, ИФНТУНГ, г. Ивано-Франковск, Украина

A.V. Yavorsky, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Associate Professor of the Chair of Technical Diagnostics and Monitoring, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, the Ukraine

Рыбицкий И.В., канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры технической диагностики и мониторинга, ИФНТУНГ, г. Ивано-Франковск, Украина

I.V. Rybitsky, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Associate Professor of the Chair of Technical Diagnostics and Monitoring, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, the Ukraine