DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-6-105-114

УДК 622.692.4.053:681.782.473

Э.М. Усманова (АО «Транснефть-Урал», г. Уфа, Российская Федерация),
Э.Ш. Гайсин, Ю.А. Фролов (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

РЕФЛЕКТОМЕТРИЯ ПРИ НАБЛЮДЕНИИ ЗА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТЬЮ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

Elnara M. Usmanova (Transneft-Ural JSC, Ufa, Russian Federation),
Emil Sh. Gaysin, Yuriy A. Frolov (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

REFLECTOMETRY AT LINE MAIN PIPELINE INFRASTRUCTURE MONITORING

Введение

В настоящее время важной проблемой эксплуатации линейной части магистрального трубопровода является своевременное обнаружение потери устойчивости, по причине которой снижается эксплуатационная надежность трубопровода, ухудшаются показатели промышленной безопасности, состояние экологической обстановки, бесперебойность поставок углеводородного сырья.

Цели и задачи

Разработка системы мониторинга состояния устойчивости трубопровода в режиме реального времени.

Методы

Для достижения цели были выбраны методы эмпирического (в виде эксперимента) и теоретического (анализ и синтез) исследований. Поставлены и решены следующие задачи: подобрать оборудование, провести планирование эксперимента, выполнить стендовые испытания; выявить закономерности и предложить математические модели, на основе которых разработать алгоритм для оценки устойчивости трубопровода в режиме реального времени.

Background

Currently, an important problem in the operation of the line main pipeline is the timely detection of stability loss, due to which the operational reliability of the pipeline is reduced, industrial safety indicators, environmental conditions, and uninterrupted supply of hydrocarbon materials are deteriorating.

Aims and Objectives

To develop a system for monitoring the pipeline stability state in real time.

Methods

To achieve the aim, empirical (in the form of experiment) and theoretical (analysis and synthesis) research methods were chosen. The following tasks were posed and solved: to select equipment, to conduct experiment planning, to perform bench tests; to identify patterns and propose mathematical models, based on which to develop an algorithm for pipeline stability assessment in real time.

Результаты

Полученные результаты свидетельствуют о возможности и целесообразности применения данного подхода к действующим трубопроводам.

Реализация предложенного алгоритма позволяет добиться поставленной цели: зная величину падения мощности сигнала рассеяния, можно определить текущий (фактический) радиус кривизны трубопровода в реальных условиях и на любом участке по предложенной математической модели, оценить его устойчивость и выполнить анализ напряженного состояния участка трубопровода (рассчитать напряжения) без его вскрытия в любой момент времени с помощью рефлектометра, известных методик и соответствующей программы расчета.

Results

The results obtained indicate the feasibility and advisability of this approach applying to existing pipelines.

Implementation of the proposed algorithm allows to achieve the aim: knowing the magnitude of the power loss of the scattering signal, one can determine the current (actual) pipeline curvature radius in real conditions and in any section using the proposed mathematical model, evaluate its stability and analyze the stress state of the pipeline section (calculate stress) without opening it at any time using a reflectometer, well-known techniques and the corresponding calculation program.

Ключевые слова: рефлектометрия; магистральный трубопровод; надежность; устойчивость; размыв; кривизна; мониторинг

Key words: reflectometry; main pipeline; reliability; stability; washing out; curvature; monitoring

В настоящее время к одной из главных причин аварий на нефте- и газопроводах относится потеря устойчивости [1-3] (с последующим образованием дефектов и возможным возникновением течи) при размывах и геокриологических изменениях грунта, поэтому важной проблемой эксплуатации линейной части является ее своевременное обнаружение и принятие необходимых мер.

Вследствие потери устойчивости снижается эксплуатационная надежность трубопровода, ухудшаются показатели промышленной безопасности, состояние экологической обстановки, бесперебойность поставок углеводородного сырья, что делает проблему своевременного обнаружения изменения геометрии трубопровода крайне актуальной, несмотря на то, что эксплуатирующими компаниями осуществляется непрерывный контроль за магистралью.

Для непрерывного снабжения потребителей углеводородами необходимо, чтобы средства контроля за состоянием линейной

части транспорта углеводородов находились на высоком техническом уровне, и одним из них является рефлектометр - электронно-оптический измерительный прибор для определения характеристик оптоволокон.

Рефлектометры бывают двух основных типов - фазочувствительный (другое название - когерентный, C-OTDR) оптический рефлектометр типа Ph-OTDR (Phase-Sensitive Optical Time Domain Reflectometer) и обычный оптический рефлектометр типа OTDR (Optical Time Domain Reflectometer). Принципы действия приборов схожи - в обоих применяются явления релеевского рассеяния и френелевского отражения. Рефлектометр посылает в волокно световой импульс, замеряет время его распространения и интенсивность отражения, а после выводит на дисплей сигнал рассеяния - рефлектограмму, которая показывает уровень отраженного сигнала в зависимости от расстояния.

Отличие приборов заключается в длине когерентности источника излучения:

- в OTDR она меньше длины импульса, поэтому обратно рассеивается усредненная мощность излучения;

- в Ph-OTDR она больше длины импульса, вследствие чего излучение, рассеянное от неоднородностей в пределах длительности импульса, складывается с учетом фаз, являющихся случайной величиной для каждой волны; получаемая при этом рефлектограмма имеет колебания.

Оптический рефлектометр способен производить тысячи измерений по всей протяженности волокна (сотни километров). Точки с результатами измерений выводятся на экран (прибора или компьютера) и образуют линию тренда. При этом по горизонтальной оси графика располагается расстояние, а по вертикальной – мощность сигнала.

На настоящий момент существуют и успешно применяются системы, в основе работы которых заложены данные принципы [4-7], однако цели, преследуемые данными системами, ограничены только обнаружением врезок, утечек и несанкционированного доступа к трубопроводу, отслеживанием движения

очистных и диагностических снарядов, и не предусматривают оценку его напряженного состояния.

Эксперимент с импульсным оптическим рефлектометром типа OTDR

Целями эксперимента являлись установление возможности определения дефектов линейной части трубопроводов в виде его искривления с помощью рефлектометра типа OTDR и волоконно-оптических кабелей, а также получение математической модели зависимости радиуса кривизны трубопровода (кабеля) от изменения мощности сигнала обратного рассеяния.

Условия проведения эксперимента: нормальные испытания на стенде.

Используемое оборудование: оптический рефлектометр YOKOGAWA AQ7260, оптический волоконный кабель ERICSSON A35 1314 TOL 4059009/2A GNGQEDUV 2.6657.A2 OFNR (UL) E231345, одномодовый (9/125) длиной 150 м. Вид экспериментальной установки представлен на рисунке 1.

Рисунок 1. Вид экспериментальной установки

Оценка погрешности рефлектометра

Неисключенная систематическая погрешность рефлектометра состоит из:

- погрешности, обусловленной ошибкой срабатывания триггера таймера событий $\theta_{mp} = 5$ пс;
- погрешности определения аппаратурной поправки $\theta_{\tau} = 5$ пс;
- погрешности, обусловленной нестабильностью задержки сигнала в приемном тракте из-за влияния изменений температуры $\theta_T = 2$ пс;
- погрешности на длину волны источника излучения $\theta_{\lambda} = 0,0024$ пс.

Доверительные границы неисключенной систематической погрешности рефлектометра при вероятности 0,95 будут определяться по формуле:

$$\theta = \pm 1,1 \sqrt{\theta_{mp}^2 + \theta_{\tau}^2 + \theta_T^2 + \theta_{\lambda}^2}; \quad (1)$$

$$\theta = \pm 1,1 \sqrt{5^2 + 5^2 + 2^2 + 0,0024^2} = 8,17 \text{ пс.}$$

Доверительные границы Δ абсолютной погрешности измерений рефлектометром задержки распространения сигнала при вероятности 0,95 определяются по формуле:

$$\Delta = \pm 2 \sqrt{\frac{\theta^2}{3} + \sigma^2}; \quad (2)$$

$$\Delta = \pm 2 \sqrt{\frac{8,17^2}{3} + 1^2} = 9,64 \text{ пс.}$$

Определение количества опытов

Для определения минимального количества опытов N необходимо учесть, что на него влияют три значимых фактора: длина волны светового излучения в оптоволокне λ [нм]; длительность импульса T_p [нс]; расстоя-

ние, на котором на кабель воздействуют сторонние силы l_x [м]. Для полнофакторного эксперимента с композиционным планом достаточное число опытов составит

$$N = 2^{k_{\phi}} + 2k_{\phi} + 1, \quad (3)$$

где k_{ϕ} – число факторов, влияющее на результат измерений.

$$N = 2^3 + 2 \cdot 3 + 1 = 15.$$

Таким образом, при трех факторах, влияющих на результат измерения, искомое количество наблюдений должно составлять не менее 15.

Анализ влияния воздействующих факторов на результат рефлектограммы

Авторами была проведена оценка возможности определения дефектов линейной части трубопроводов с помощью рефлектометра типа OTDR и волоконно-оптических кабелей.

Для этого оптоволокно, соединенное с рефлектометром, было уложено в коридоре здания, после чего проводились наблюдения за показаниями прибора в зависимости от деформаций кабеля.

При неподвижном положении кабеля значимого изменения мощности на рефлектограмме не наблюдалось. Однако при воздействии на кабель (искривлении) наблюдались скачки мощности в кривой рефлектограммы (рисунки 2, 3).

При длине волны $\lambda = 1310$ нм отклонения в рефлектограмме между линиями «состояния покоя» и «вмешательства» начинались на 61 м (рисунок 4), тогда как фактическое значение расстояния до точки взаимодействия с кабелем, измеренное рулеткой, составляло 55 м.

При длине волны $\lambda = 1550$ нм искусственный «дефект» обнаруживается прибором на 58 м (рисунок 5).

Рисунок 2. Рефлектограмма YOKOGAWA AQ7260 при длине волны $\lambda = 1310$ нм

Рисунок 3. Рефлектограмма YOKOGAWA AQ7260 при длине волны $\lambda = 1550$ нм

Рисунок 4. A1: Длина волны $\lambda = 1310$ нм

Рисунок 5. A2: Длина волны $\lambda = 1550$ нм

Погрешность определения «дефекта» во всех случаях составила не более 6 м, что соответствует значениям, указанным в паспорте прибора (не более 10 м).

Поскольку изменение уровня мощности сигнала обратного рассеяния в зоне дефекта на OTDR-рефлектограмме не столь заметно, в полевых условиях для реального трубопровода рекомендуется использовать когерентный оптический рефлектометр Ph-OTDR, так как он обладает большей чувствительностью (и стоит дороже).

Если обратить внимание на рисунки 2 и 3, можно заметить, что при фактической длине кабеля 150 м диапазон измерений на графике достигает ≈ 2 км (настраивается прибором). Данный эффект объясняется отражением и рассеянием света назад в оптическом волокне, при этом световой пучок делает несколько затухающих «обходов» текущего кабеля, достигая при этом суммарной длины, превосходящей длину самого кабеля.

Способ укладки кабеля

Точность оценки радиуса кривизны трубопровода по настоящей методике зависит от способа укладки оптоволоконного кабеля до трубопровода.

Идеальным вариантом с точки зрения оценки напряженного состояния будет его размещение непосредственно на самом объекте, и кабель при этом повторит геометрию трубопровода, но опытным путем можно подобрать оптимальное расстояние с целью получения максимально возможной чувствительности для всех аспектов работы системы.

Методика по оценке устойчивости трубопровода в режиме реального времени

При обнаружении рефлектометром нарушения геометрии оптоволоконного кабеля регистрируется «скачок» кривой линии рефлектограммы.

В зависимости от значения радиуса изгиба величина отклонения рефлектограммы от нормального положения будет изменяться (рисунк 6).

С уменьшением радиуса изгиба вероятность потери устойчивости трубопровода возрастает и возникает необходимость непрерывного контроля за ее состоянием.

Авторами предлагается установить контроль за устойчивостью трубопровода в режиме реального времени с помощью рефлектометра и оптоволоконной системы.

Для этого необходимо оценить зависимость изменения величины мощности сигнала обратного рассеяния от радиуса изгиба трубопровода:

$$\rho = f(\Delta P). \quad (4)$$

Большее изменение мощности сигнала обратного рассеяния соответствует меньшему радиусу изгиба на рефлектограмме, и именно увеличение «скачка» необходимо определить оператору при работе с данной системой.

В ходе эксперимента были заданы различные радиусы кривизны оптоволоконного кабеля с помощью винтов и болтов с метрической резьбой (один оборот кабеля). Изменения показаний рефлектометра представлены в таблице 1, общее число наблюдений составило 22, измерения происходили при комнатной температуре.

В ходе анализа полученных данных были построены графики (рисунки 7, 8) и получены математические модели зависимости радиуса кривизны оптоволоконного кабеля от падения мощности сигнала обратного рассеяния на рефлектограмме при длинах волн 1310 и 1550 нм.

Радиус кривизны можно определить с помощью полученных нами формул:

$$\rho = (20,05 + 564,21 \cdot \sqrt{\Delta P})^{-1} \text{ при длине волны } \lambda = 1310 \text{ нм}; \quad (5)$$

$$\rho = (20,11 + 354,24 \cdot \sqrt{\Delta P})^{-1} \text{ для длины волны } \lambda = 1550 \text{ нм}. \quad (6)$$

Формула справедлива при малой длине изогнутого участка (до 10 м), так как в этом случае падение мощности обратного рассеяния на прямолинейном участке пренебрежимо мало по сравнению с аналогичным на криволинейном участке.

- а) скачок рефлектограммы при меньшем радиусе изгиба;
б) скачок рефлектограммы при большем радиусе изгиба

Рисунок 6. Изменение уровня мощности сигнала обратного рассеяния в зависимости от величины радиуса изгиба

Таблица 1. Падение мощности сигнала обратного рассеяния в зависимости от величины радиуса изгиба

Длина волны, нм	Падение мощности сигнала обратного рассеяния P , дБ	Радиус кривизны ρ , м	Длина волны, нм	Падение мощности сигнала обратного рассеяния P , дБ	Радиус кривизны ρ , м
1310	0,622	0,002	1550	5,745	0,002
	0,269	0,003		1,736	0,003
	0,137	0,004		0,737	0,004
	0,088	0,005		0,382	0,005
	0,061	0,006		0,227	0,006
	0,033	0,008		0,101	0,008
	0,021	0,01		0,051	0,01
	0,015	0,012		0,023	0,012
	0,007	0,016		0,012	0,016
	0,002	0,02		0,006	0,02
	0	0,05		0	0,05

Рисунок 7. График зависимости падения мощности сигнала обратного рассеяния от величины радиуса изгиба при длине волны $\lambda = 1310$ нм

Рисунок 8. График зависимости падения мощности сигнала обратного рассеяния от величины радиуса изгиба при длине волны $\lambda = 1550$ нм

Алгоритм для оценки устойчивости трубопровода в режиме реального времени выглядит следующим образом:

- 1) с помощью рефлектометра определяется падение мощности сигнала обратного рассеяния;
- 2) по полученным формулам (5) для длины волны $\lambda = 1310$ нм и (6) для длины

волны $\lambda = 1550$ нм оценивается радиус кривизны оптоволокну или трубопровода (в зависимости от способа укладки и крепления первого);

- 3) по действующим нормативно-техническим документам определяются критические усилия $N_{кр}$ и параметры θ и Z , затем проверяется выполнение условий устойчивости.

Вывод

Выполнены следующие задачи: подбор оборудования; проведение планирования эксперимента; выполнение стендовых испытаний; определение закономерностей и разработка математических моделей; создание на основе разработанных математических моделей алгоритма для оценки устойчивости трубопровода в режиме реального времени.

Реализация предложенного алгоритма позволяет проводить мониторинг состояния

устойчивости трубопровода в режиме реального времени: зная величину падения мощности сигнала рассеяния, можно определить текущий (фактический) радиус кривизны трубопровода в реальных условиях и на любом участке по предложенной математической модели, оценить его устойчивость и выполнить анализ напряженного состояния участка трубопровода (рассчитать напряжения) без его вскрытия в любой момент времени с помощью рефлектометра, известных методик и соответствующей программы расчета.

Список литературы

1. Зарипов Р.М., Масалимов Р.Б., Лисин Ю.В. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния прямолинейных и криволинейных участков нефтепровода, деформирующегося совместно с грунтом // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 3. С. 110-116.
2. Николаева М.В., Атласов Р.А., Филиппова М.Д. Анализ причин аварийных ситуаций газопроводов, проложенных в многолетнемерзлых грунтах // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. Серия: «Науки о земле». 2017. № 4 (08). С. 47-53.
3. Рыбаков А.А., Гарф Э.Ф., Якимкин А.В., Лохман И.В., Бурак И.З. Оценка напряженно-деформированного состояния участка газопровода с местной потерей устойчивости // Автоматическая сварка. 2015. № 2. С. 42-49.
4. Нестеров Е.Т., Марченко К.В., Трещиков В.Н., Леонов А.В. Волоконно-оптическая система мониторинга протяженных объектов (нефтепроводов) на основе когерентного рефлектометра // Т-COMM: Телекоммуникации и транспорт. 2014. Т. 8. № 1. С. 25-28.
5. Томишев К.А., Баган В.А., Астапенко В.А. Распределенные волоконно-оптические датчики давления для применения в нефтегазовой промышленности // Труды Московского физико-технического института. 2012. Т. 4. № 2. С. 64-72.
6. Yonas M. Recent Advances in Distributed Acoustic Sensing Based on Phase-Sensitive Optical Time Domain Reflectometry // Journal of Sensors. 2018. URL: <https://new.hindawi.com/journals/js/2018/3897873> (дата обращения: 05.09.2019). DOI: 10.1155/2018/3897873.
7. Bashan G., Hagai Diamandi H., London Y., Preter E., Zadok A. Opto-Mechanical Time-Domain Reflectometry // Nature Communications. 2018. Vol. 9. URL: <https://www.nature.com/articles/s41467-018-05404-0> (дата обращения: 03.09.2019). DOI: 10.1038/s41467-018-05404-0.
8. Гумеров К.М. Оценка допустимого радиуса изгиба трубопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Вып. 2(108). С. 73-83. DOI: 10.17122/ntj-oil-2017-2-73-83.

References

1. Zaripov R.M., Masalimov R.B., Lisin Yu.V. Chislennoe modelirovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya pryamolineinykh i krivolineinykh uchastkov nefteprovoda, deformiruyushchegosya sovmestno s gruntom [Numerical Modeling of Stress-Strain State of Straight and Curved Section of the Pipeline, Deforming with the Ground]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2015, Vol. 13, No. 3, pp. 110-116. [in Russian].
2. Nikolaeva M.V., Atlasov R.A., Filippova M.D. Analiz prichin aviariynykh situatsii gazoprovodov, prolozhennykh v mnogoletnemerzlykh gruntakh [Analysis of the Causes of Emergency Situations at Gas Pipelines in Permafrost]. *Vestnik Severo-Vostochnogo federal'nogo universiteta im. M.K. Ammosova. Seriya: «Nauki o zemle» - Vestnik of North-Eastern Federal University. Series «Earth Sciences»*, 2017, No. 4 (08), pp. 47-53. [in Russian].
3. Rybakov A.A., Garf E.F., Yakimkin A.V., Lokhman I.V., Burak I.Z. Otsenka napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya uchastka gazoprovoda s mestnoi poterei ustoychivosti [Evaluation of Stress-Strain State of Gas Pipeline Section with Local Stability Loss]. *Avtomaticheskaya svarka - The Paton Welding Journal*, 2015, No. 2, pp. 42-49. [in Russian].
4. Nesterov E.T., Marchenko K.V., Treshchikov V.N., Leonov A.V. Volokonno-opticheskaya sistema monitoringa protyazhennykh ob"ektov (nefteprovodov) na osnove kogerentnogo reflektometra [Fiber-Optic Monitoring System for Extended Objects (Oil Pipelines) Based on a Coherent Reflectometer]. *T-COMM: Telekommunikatsii i transport - T-Comm*, 2014, Vol. 8, No. 1, pp. 25-28. [in Russian].
5. Tomyshev K.A., Bagan V.A., Astapenko V.A. Raspredelennyye volokonno-opticheskie datchiki davleniya dlya primeneniya v neftegazovoi promyshlennosti [Distributed Fiber-Optic Pressure Sensors for Application in Oil and Gas Industry]. *Trudy Moskovskogo fiziko-tekhnicheskogo instituta - Proceedings of Moscow Institute of Physics and Technology*, 2012, Vol. 4, No. 2, pp. 64-72. [in Russian].

9. Wang S., Zuyuan H. Ultra-High Resolution Optical Reflectometry Based on Linear Optical Sampling Technique with Digital Dispersion Compensation // *IEEE Photonics Journal*. 2017. Vol. 9. Issue 6. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8066297> (дата обращения: 01.09.2019). DOI 10.1109/JPHOT.2017.2762352.

10. Froggatt M.E., Soller B.J., Kreger S.T. Millimeter Resolution Reflectometry Over Two Kilometers // *Optical Communication - ECOC 2007: Materials of 33rd European Conference and Exhibition*. Berlin, Germany, 2007. URL: <https://www.vde-verlag.de/proceedings-en/563042084.html> (дата обращения: 02.09.2019). DOI 10.1049/ic:20070149.

6. Yonas M. Recent Advances in Distributed Acoustic Sensing Based on Phase-Sensitive Optical Time Domain Reflectometry. *Journal of Sensors*, 2018. Available at: <https://new.hindawi.com/journals/js/2018/3897873> (accessed 05.09.2019). DOI: 10.1155/2018/3897873.

7. Bashan G., Hagai Diamandi H., London Y., Preter E., Zadok A. Opto-Mechanical Time-Domain Reflectometry. *Nature Communications*, 2018, Vol. 9. Available at: <https://www.nature.com/articles/s41467-018-05404-0> (accessed 03.09.2019). DOI: 10.1038/s41467-018-05404-0.

8. Gumerov K.M. Otsenka dopustimogo radiusa izgiba truboprovoda [Assessment of the Permissible Bend Radius of Pipeline]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2017, Issue 2(108), pp. 73-83. DOI: 10.17122/ntj-oil-2017-2-73-83 [in Russian].

9. Wang S., Zuyuan H. Ultra-High Resolution Optical Reflectometry Based on Linear Optical Sampling Technique with Digital Dispersion Compensation. *IEEE Photonics Journal*, 2017, Vol. 9, Issue 6. Available at: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8066297> (accessed 01.09.2019). DOI 10.1109/JPHOT.2017.2762352.

10. Froggatt M.E., Soller B.J., Kreger S.T. Millimeter Resolution Reflectometry over Two Kilometers. *Materials of 33rd European Conference and Exhibition «Optical Communication - ECOC 2007»*. Berlin, Germany, 2007. Available at: <https://www.vde-verlag.de/proceedings-en/563042084.html> (accessed 02.09.2019). DOI 10.1049/ic:20070149.

Авторы

• Усманова Эльнара Маратовна
АО «Транснефть-Урал»
Оператор товарный ЛПДС «Черкасы-ПП»
Российская Федерация, 450901, г. Уфа,
Орджоникидзевский район, п. Н. Черкасы
e-mail: erunara@linkinpark.ru

• Гайсин Эмиль Шамилевич
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Преподаватель кафедры «Транспорт
и хранение нефти и газа»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, д. 8/3
тел. (347) 243-19-75
e-mail: gaysin.emil@mail.ru

• Фролов Юрий Афанасьевич, д-р техн. наук,
профессор
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Транспорт
и хранение нефти и газа»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, д. 8/3
тел. (347) 243-19-75

The Authors

• Usmanova Elnara M.
Transneft-Ural JSC
Commercial Operator of Pipeline Operation Control
Station «Cherkassy-PP»
settlement N. Cherkasy, Ordzhonikidze District, Ufa,
450901, Russian Federation
e-mail: erunara@linkinpark.ru

• Gaysin Emil Sh.
Ufa State Petroleum Technological University
Lecturer of Oil and Gas Transportation and Storage
Department
8/3, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
tel: (347) 243-19-75
e-mail: gaysin.emil@mail.ru

• Frolov Yuriy A., Doctor of Engineering Sciences,
Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Oil and Gas Transportation and Storage
Department
8/3, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
tel: (347) 243-19-75