

УДК 620.19:622.691.4

**В.В. Уланов<sup>1</sup>**, e-mail: [Ulanov.v@gubkin.ru](mailto:Ulanov.v@gubkin.ru)

<sup>1</sup> Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

## Расчет времени становления магнитного поля в стенке магистрального газопровода при проведении внутритрубной диагностики

Статья посвящена расчету времени становления магнитного поля в стенке магистрального газопровода при различных ее толщинах, а также вычислению максимально допустимой скорости движения диагностических внутритрубных снарядов.

В рамках исследования для широкого диапазона толщин стенок трубопроводов был проведен расчет времени становления магнитного поля в результате прохождения магнитного дефектоскопа. В качестве объектов исследования выбраны и рассмотрены две марки стали с разными магнитными характеристиками – 17Г1С и Х70. Получена зависимость времени становления магнитного поля от толщины стенки трубопровода и его магнитных характеристик, а также от расстояния между полюсами постоянного магнита. Вычислены значения максимально допустимой скорости движения дефектоскопа при заданных расстояниях между полюсами постоянных магнитов дефектоскопа, выявлена зависимость данной скорости от толщины стенки в заданном диапазоне. В частности, установлено, что время становления магнитного поля непосредственно влияет на максимально допустимую скорость дефектоскопа. Так, при увеличении скорости продвижения магнитного дефектоскопа толщина магнитного поля в стенке трубы уменьшается, а следовательно, уменьшается и глубина промагничивания, что негативно отражается на качестве диагностики. На основании полученных данных сделано заключение, что в целях эффективного внутритрубного инспектирования магистральных трубопроводов с толщиной стенки начиная от 16,0–18,0 мм максимально допустимая скорость дефектоскопа не должна превышать 1 м/с.

Все выявленные в ходе исследования зависимости для наглядности представлены в графическом формате.

**Ключевые слова:** внутритрубная диагностика, трубопроводный транспорт газа, магнитный метод, дефектоскоп, неразрушающий контроль, магнитное поле.

.....

**V.V. Ulanov<sup>1</sup>**, e-mail: [Ulanov.v@gubkin.ru](mailto:Ulanov.v@gubkin.ru)

<sup>1</sup> Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education “Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)” (Moscow, Russia).

## Calculation of the Time of Formation of the Magnetic Field in the Wall of the Main Gas Pipeline During In-Line Diagnostics

The article is devoted to the calculation of the time of the magnetic field formation in the wall of the main gas pipeline at its various thicknesses, as well as the calculation of the maximum permissible speed of the diagnostic intelligent pig. As part of the study, for a wide range of pipeline wall thicknesses, a calculation was made of the magnetic field formation time as a result of passing a magnetic flaw detector. Two steel grades with different magnetic characteristics – 17G1S and X70 – were selected and examined as objects of study. The dependence of the time of the magnetic field formation on the wall thickness of the pipeline and its magnetic characteristics, as well as on the distance between the poles of the permanent magnet, is obtained. The values of the maximum permissible speed of the intelligent pig for a given distance between the poles of the permanent magnets of the flaw detector are calculated, the dependence of this speed on the wall thickness in a given range is revealed. In particular, it was found that the time of the magnetic field formation directly affects the maximum permissible speed of the detector. So, with an increase in the speed of advancement of a magnetic flaw detector, the thickness of the magnetic field in the pipe wall decreases, and consequently, the depth of the magnetization decreases, which negatively affects the quality of the diagnosis. Based on the data obtained, it

was concluded that for the purpose of efficient in-line inspection of trunk pipelines with wall thicknesses ranging from 16.0–18.0 mm, the maximum permissible speed of a flaw detector should not exceed 1 m/s. All dependencies identified during the study are presented in graphic format for clarity.

**Keywords:** in-line diagnostics, pipeline gas transport, magnetic method, intelligent pig, non-destructive diagnostics, magnetic field.

## ВВЕДЕНИЕ

К числу ключевых задач газотранспортных предприятий относится обеспечение безопасной и эффективной эксплуатации трубопроводов. Повышению надежности функционирования газотранспортной системы способствует внутритрубная диагностика, позволяющая своевременно выявить и устранить последствия развития коррозионных процессов. Данный метод неразрушающего контроля реализуется с помощью пропуска по участкам трубопровода внутритрубных снарядов-дефектоскопов, таких как очистной скребок, снаряд-калибр, снаряд-шаблон, навигационно-профильный снаряд и т. д. В ходе проведения внутритрубной диагностики могут быть задействованы различные методы, к примеру метод регистрации искажения магнитного поля, возбужденного в стенке магистрального трубопровода, или времени прохождения акустического сигнала до стенки магистрального трубопровода и обратно к датчику-регистратору [1, 2]. Для каждого из методов производятся дефектоскопы различных видов. Так, магнитные дефектоскопы различаются с точки зрения направления магнитного поля, а именно продольного и поперечного намагничивания [3, 4]. При этом дефектоскоп магнитный продольного намагничивания (MFL, англ. magnetic flux leakage – рассеяние магнитного потока) предназначен для выявления поперечно-ориентированных дефектов потери металла, металлургических дефектов, дефектов кольцевых сварных швов, тогда как дефектоскоп магнитный поперечного намагничивания (TFI, англ. transverse field inspection – контроль поперечного поля) нацелен на выявление продольно-ориентированных дефектов коррозионного растрескивания под напряжением, металлургических дефектов, дефектов продольных сварных швов [5].

## МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

В рамках исследования, результаты которого представлены в данной статье, была поставлена и успешно решена задача определения времени становления магнитного поля в стенке магистрального газопровода при проведении внутритрубной диагностики с применением магнитных дефектоскопов. При использовании данного метода следует учитывать магнитные характеристики металла диагностируемого трубопровода (магнитную проницаемость, проводимость, состояние насыщения) и магнитного поля (напряженность, объемную плотность, состав постоянного магнита).

Ссылка для цитирования (for citation):

Уланов В.В. Расчет времени становления магнитного поля в стенке магистрального газопровода при проведении внутритрубной диагностики // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 10. С. 82–87.

Ulanov V.V. Calculation of the Time of Formation of the Magnetic Field in the Wall of the Main Gas Pipeline During In-Line Diagnostics. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2019;(10):82–87. (In Russ.)

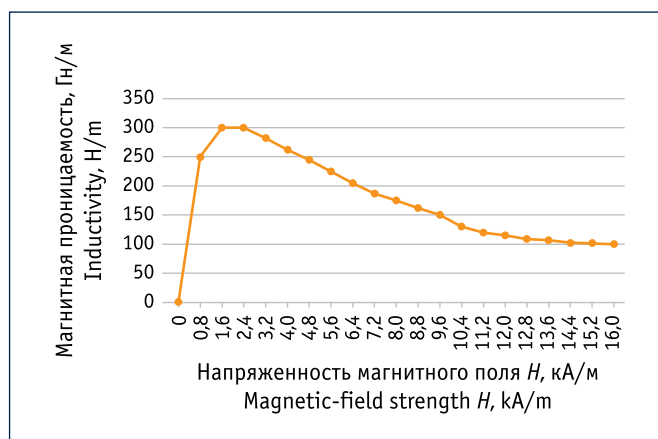


Рис. 1. Характеристика образца трубы из стали 17Г1С  
Fig. 1. Characteristic of a sample of steel pipe 17G1S

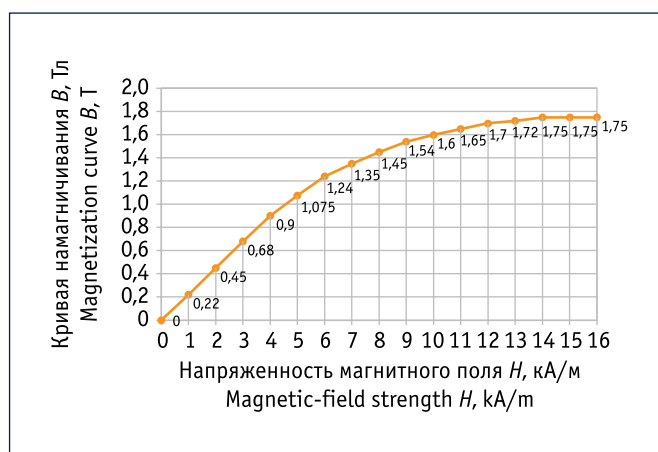


Рис. 2. Кривая намагничивания стали X70  
Fig. 2. The magnetization curve of steel X70

В качестве объекта исследования был выбран магистральный газопровод с диапазоном толщин стенок, отражающим характеристики наиболее популярных марок стали, используемых для производства магистральных газопроводов. Таким образом, для расчета были выбраны марки стали 17Г1С и X70. Далее были определены магнитные свойства материалов, выбранных для исследования, и создана математическая модель расчета с учетом вариаций толщин стенок и марок стали. Результаты расчета представлены в виде графиков,

Основные характеристики труб, в отношении которых производился расчет скорости становления магнитного поля в стенке трубопровода  
 The main characteristics of the pipes, in relation for which the rate of the magnetic field formation in the wall of the pipeline was calculated

| Нормативно-технический документ<br>Normative and technical documentat   | Наружный диаметр, мм<br>External diameter, mm | Толщина стенки, мм<br>Wall thickness, mm | Класс прочности/марка стали<br>Pipe grade/steel grade   | Длина, м<br>Lenght, m  | Примечание<br>Note  |
|---|---|--|---|--|---|
| ТУ 1381-003-47966425-2006<br>«Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 610–1420 мм для магистральных газопроводов на рабочее давление до 9,8 МПа»<br>Technical Specifications 1381-003-47966425-2006 "Steel electric-welded longitudinal pipes with an external diameter of 610–1420 mm for gas pipelines for operating pressure up to 9.8 MPa"                                     | 630   | 8–32                                     | K52–K60/X56–X70   | Тип I: 10,5–12,1;<br>тип II: 16,5–18,3<br>Type I: 10.5–12.1;<br>type II: 16.5–18.3 | Допускается изготовление труб диаметром 610, 660, 711, 762, 813, 914, 1016, 1067, 1219, 1420 мм согласно стандартам API Spec 5L/ISO 3183-3<br>It is allowed to manufacture pipes with a diameter of 610, 660, 711, 762, 813, 914, 1016, 1067, 1219, 1420 mm according to API Spec 5L/ISO 3183-3 |
|   | 720   | 8–32                                     |   |  |   |
|   | 820   | 8–32                                     |   |  |   |
|   | 1020  | 10–32                                    |   |  |   |
|   | 1220  | 12–32                                    |   |  |   |
|   | 1420  | 14–32                                    |   |  |   |
| ТУ 1381-009-47966425-2007<br>«Трубы стальные электросварные прямошовные с наружным диаметром 720–1420 мм для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 МПа»<br>Technical Specifications 1381-009-47966425-2007 "Steel electric-welded longitudinal pipes with an external diameter of 720–1420 mm for main gas pipelines at a working pressure of 11.8 MPa"                                   | 720   | 13,4; 16,1;<br>19,3                      | K60   | Тип I: 10,5–12,1<br>тип II: 16,5–18,3<br>Type I: 10.5–12.1;<br>type II: 16.5–18.3  | Рабочее давление 11,8 МПа<br>Operating pressure 11.8 MPa  |
|   | 1020  | 18,9; 22,7;<br>27,3                      |   |  |   |
|   | 1220  | 22,7; 27,2;<br>32,6                      |   |  |   |
|   | 1420  | 26,4; 31,6;<br>37,9                      |   |  |   |
| ТУ 1381-010-47966425-2007<br>«Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 1219 мм для магистральных подводных газопроводов на рабочее давление 11,8 МПа»<br>Technical Specifications 1381-010-47966425-2007 "Steel electric-welded longitudinal pipes with an external diameter of 1219 mm for main underwater gas pipeline at a working pressure of 11.8 MPa"                         | 1219  | 27,0                                     | SAWL 450 I FD   | 11,3–11,7  | Рабочее давление 11,8 МПа<br>Operating pressure 11.8 MPa  |
| ТУ 1381-011-47966425-2007<br>«Трубы стальные электросварные прямошовные с наружным диаметром 1420 мм класса прочности K65 для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 МПа»<br>Technical Specifications 1381-011-47966425-2007 "Steel electric-welded longitudinal pipes with an external diameter of 1420 mm, strength class K65, for main gas pipelines at a working pressure of 11.8 MPa" | 1420  | 23,0; 27,7;<br>33,4                      | K65   | 10,5–12,1;<br>16,5–18,3  | Рабочее давление 11,8 МПа<br>Operating pressure 11.8 MPa  |
| ГОСТ 20295-85 20295-85 «Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия» [6]<br>Interstate Standard (GOST) 20295-85 "Steel welded pipes for main gas-and-oil pipelines. Specifications" [6]   | 630   | 8–12                                     | K-52/17Г1С(У);<br>K-55/13Г1С(У);<br>K-56/12Г2СБ;<br>K-60/10Г2ФБ(У,Ю)<br>K-52/17G1S(U);<br>K-55/13G1S(U);<br>K-56/12G2SB;<br>K-60/10G2FB (U, Yu) | 10,6–11,6  | –   |

в т. ч. сводного графика зависимости времени становления магнитного поля в стенке магистрального трубопровода от толщины стенки этого же трубопровода, а также графика зависимости максимально допустимой скорости прохождения снаряда по трубопроводу от расстояния между полюсами магнита дефектоскопа.

При расчете времени становления магнитного поля за основу была взята работа [7], в которой было рассмотрено становление магнитного поля в одно-, двух- и трехслойной стенке цилиндра, что соответствует стенке магистрального газопровода.

Известно, что электромагнитное поле характеризуется векторами напряженности электрического поля  $E$ , В/м, магнитного поля  $H$ , А/м, а также электрической  $D$ , Кл/м<sup>2</sup>, и магнитной индукций  $B$ , Тл. Связывающая данные величины система уравнений Максвелла, записанная с помощью оператора  $rot$  (ротор), выглядит следующим образом:

$$rotH = \frac{1}{c} \cdot \frac{\partial D}{\partial t} + \frac{4\pi}{c} \cdot j + \frac{4\pi}{c} \cdot j^{(e)}, \quad (1)$$

$$rotE = -\frac{1}{c} \cdot \frac{\partial B}{\partial t}, \quad (2)$$

где  $j$  – объемная плотность тока, А/м<sup>2</sup>;  $j^{(e)}$  – плотность тока от сторонних электродвижущих сил, А/м<sup>2</sup>;  $c$  – скорость света, км/с.

Рассмотрим вариант трубопровода с однослойной стенкой. Для расчета становления магнитного поля применим формулу, выведенную в [7]:

$$H_k(d, t) = H_0 \left( 1 + \frac{\pi}{4} \cdot \sum_{k=1}^{\infty} \frac{(-1)^k}{(2k-1)} \cdot \cos \left( \frac{(2k-1) \cdot \omega_1 \cdot \pi \cdot y}{2(\omega_1 \cdot y_1 + \omega_2 \cdot d)} \right) \cdot e^{\left( \frac{(2k-1)^2 \cdot \pi \cdot t}{0,676d} \right)} \right), \quad (3)$$

$$\omega = 4\pi \cdot \sigma_s \cdot \mu_s, \quad (4)$$

где  $H_k$  – результирующее магнитное поле в металлической стенке магистрального трубопровода, А/м;  $d$  – толщина слоя, мм;  $t$  – время, ч, за которое  $H_k = H_0$ , где  $H_0$  – начальное магнитное поле в постоянном магните, А/м;  $k$  – номер слоя металла;  $\sigma_s$  – поверхностная плотность магнитного поля, Кл/м<sup>2</sup>;  $\mu_s$  – магнитная проницаемость, Гн/м;  $y$  и  $y_1$  – слою металла;  $\omega$  – угловая частота поля, рад/с.

### РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Проведем расчет для марок стали 17Г1С и Х70, причем в рамках исследования стенку трубы будем рассматривать как металлическую пластину с характерными свойствами. Таким образом, для определения времени становления магнитного поля в этой пластине достаточно варьировать только ее толщину и марку стали, диаметр при этом значимой роли не играет.

Стоит отметить, что вариация марок сталей подразумевает необходимость учитывать в расчете магнитные характеристики металла. В частности, магнитная проницаемость стали 17Г1С определяется из рис. 1 и равна 100 Гн/м. Для стали марки Х70 магнитная проницаемость рассчитывается по формуле:

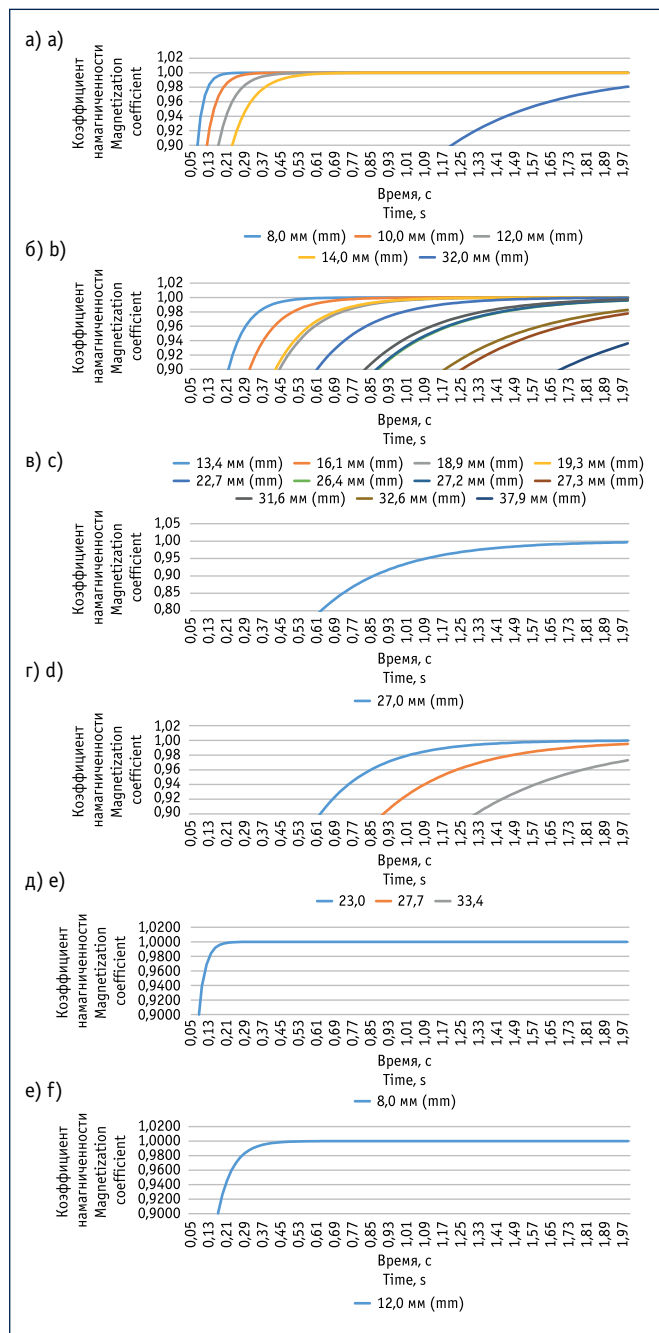


Рис. 3. График динамики намагниченности с течением времени стенок трубопроводов, изготовленных по:

- а) ТУ 1381-003-47966425-2006; б) ТУ 1381-009-47966425-2007; в) ТУ 1381-010-47966425-2007; г) ТУ 1381-011-47966425-2007; д) ГОСТ 20295-85 (для трубопроводов с толщиной стенки 8 мм) [6]; е) ГОСТ 20295-85 (для трубопроводов с толщиной стенки 12 мм) [6]

Fig. 3. The graph of the dynamics of magnetization over time of the walls of pipelines made by:

- a) Technical Specifications 1381-003-47966425-2006; b) Technical Specifications 1381-009-47966425-2007; c) Technical Specifications 1381-010-47966425-2007; d) Technical Specifications 1381-011-47966425-2007; e) Interstate Standard (GOST) 20295-85 (for pipelines with a wall thickness of 8.0 mm) [6]; e) Interstate Standard (GOST) 20295-85 (for pipelines with a wall thickness of 12.0 mm) [6]

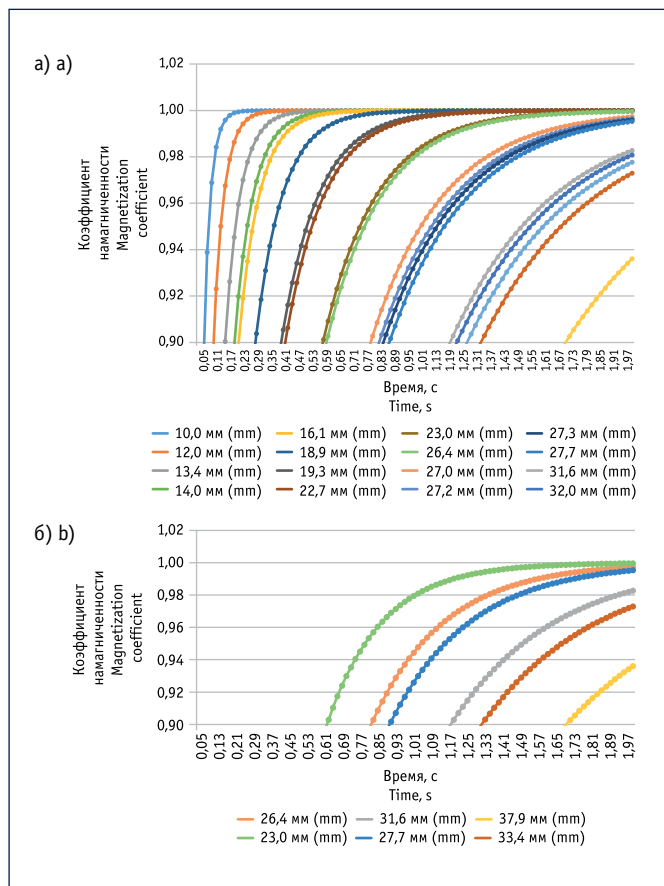


Рис. 4. Совмещенная диаграмма динамики коэффициента намагничивания стенок с течением времени: а) в диапазоне толщин 8,0–37,9 мм; б) перечисленных вариантов толщин стенок для трубопровода DN = 1420 мм  
 Fig. 4. Superimposed diagram of the dynamics of the magnetization coefficient of the walls of pipelines over time: а) in the range of thicknesses of 8.0–37.9 mm; б) the listed options for wall thicknesses for the pipeline DN = 1420 mm

$$\mu = \frac{B}{\mu_0 \cdot H} \quad (5)$$

и составляет 87 Гн/м (рис. 2).

В формуле (3) учтено изменение значения магнитной проницаемости в зависимости от значения частоты  $\omega$ , однако понижение данной величины со 100 до 87 Гн/м не дает ощутимых изменений с точки зрения времени становления магнитного поля при прочих равных условиях. Так, в стальной стенке толщиной 14,0 мм трубы, изготовленной из стали марки 17Г1С, с DN = 1420 мм и магнитной проницаемостью 100 Гн/м этот аргумент равен 0,99987. В то же время в стальной стенке трубы, произведенной из стали марки X70, такой же толщины и аналогичного диаметра, но с магнитной проницаемостью 87 Гн/м данный аргумент равняется 0,99983.

В качестве одного из условий достаточного становления магнитного поля была принята величина магнитного поля в стенке трубопровода, равная примерно 95 % начального магнитного поля в постоянном магните дефектоскопа.

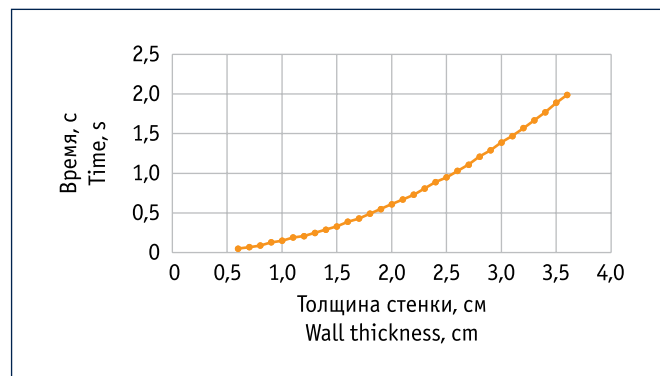


Рис. 5. График зависимости времени намагничивания от толщины стенки  
 Fig. 5. Graph of the dependence of the magnetization time on the wall thickness

В рамках исследования в целях проведения сравнительного анализа была рассчитана также скорость становления магнитного поля в трубопроводах с DN, отличным от 1420 мм. Толщина стенки трубы при этом варьировалась от 6,0 до 36,0 мм. Основные характеристики трубопроводов, для которых производился расчет, включая наружный диаметр, толщину стенки, класс прочности и длину, сведены в таблицу. Графики намагниченности стенок данных трубопроводов представлены на рис. 3, причем по оси абсцисс отмечено соотношение начального и результирующего магнитных полей, а по оси ординат – время, за которое это соотношение достигает необходимого значения 0,95.

На рис. 4а представлена совмещенная диаграмма времени становления магнитного поля в стенке трубопровода с учетом данных нормативных документов, представленных в таблице. На рис. 4б – совмещенный график для магистрального газопровода DN = 1420 мм, исключая остальные номинальные диаметры.

На основании полученных данных был построен график зависимости времени становления магнитного поля в стенке магистрального трубопровода от толщины его стенки для диапазона толщин 6,0–36,0 мм для сталей 17Г1С и X70 (рис. 5). Была также вычислена скорость прохождения по трубопроводу диагностического снаряда, которую необходимо поддерживать для достаточного намагничивания стенки трубопровода. Эта скорость является максимально допустимой для дефектоскопа и зависит от удаленности друг от друга полюсов постоянного магнита. Так, для необходимого намагничивания участка стенки трубопровода толщиной 12,0 мм необходимо, чтобы данный участок находился под влиянием магнитного поля в течение 0,21 с. Из этого рассчитываем скорость дефектоскопа, при которой достигаются данные параметры. Например, если расстояние между полюсами магнита составляет 0,6 м, максимальная допустимая скорость прохождения диагностического снаряда составит 2,86 м/с. При расстоянии между полюсами 0,5 м максимальная допустимая скорость уменьшится до 2,38 м/с. Если же расстояние между полюсами не превышает 0,4 м, максимальная допустимая скорость составит всего 1,9 м/с и т. д. Графики зависимости максимальной допустимой скорости диагно-



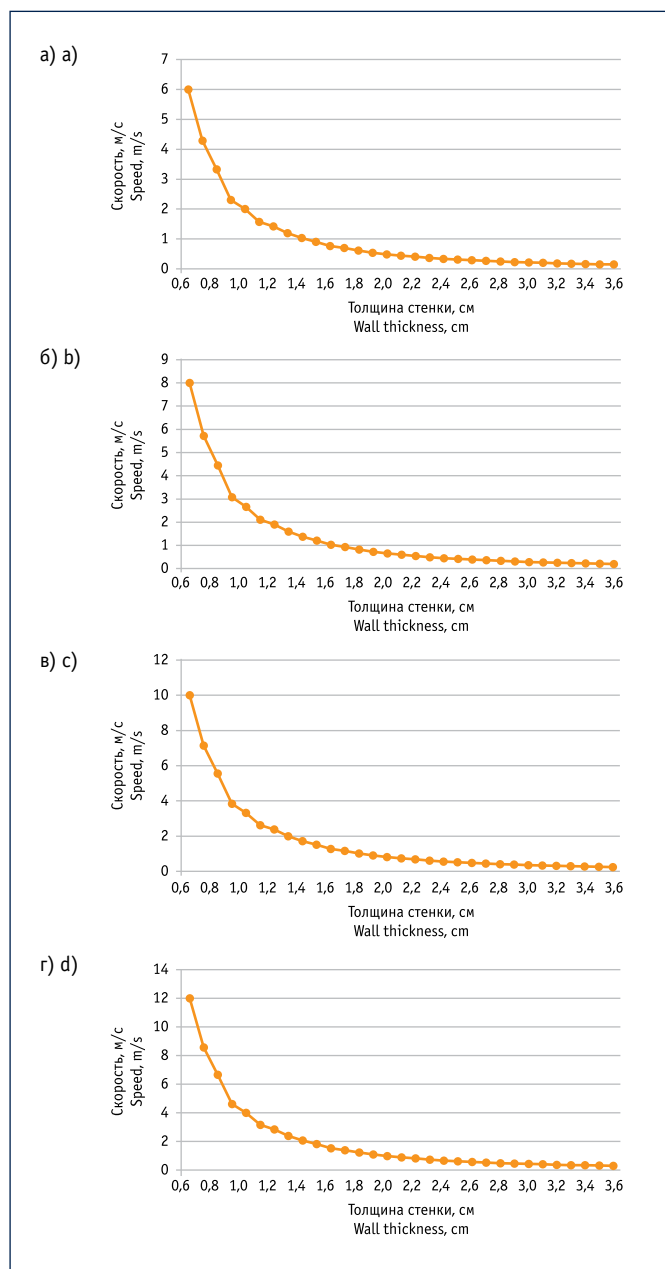


Рис. 6. Графики зависимости максимальной допустимой скорости движения диагностического снаряда в зависимости от толщины стенки трубы с расстоянием между полюсами магнита:

а) 0,3 мм; б) 0,4 мм; в) 0,5 мм; г) 0,6 мм

Fig. 6. Graphs of the maximum permissible speed of the intelligent pig depending on the thickness of the pipe wall with the distance between the poles of the magnet:

а) 0.3 mm; б) 0.4 mm; в) 0.5 mm; д) 0.6 mm

стического снаряда от расстояния между полюсами постоянного магнита при учете широкого спектра толщин стенок представлены на рис. 6. Из полученных данных следует, что для эффективного внутритрубного инспектирования магистральных трубопроводов с толщиной стенки начиная примерно от 16,0–18,0 мм реальная максимально допустимая скорость дефектоскопа не должна превышать 1 м/с.

#### Литература:

1. Коваленко А.Н., Уланов В.В., Шестаков Р.А. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов. Ч. 1: Задачник по курсу. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. 86 с.
2. Коваленко А.Н., Уланов В.В., Шестаков Р.А. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов. Ч. 1: Учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. 52 с.
3. Коваленко А.Н., Уланов В.В., Шестаков Р.А. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов. Ч. 2: Задачник по курсу. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. 80 с.
4. Коваленко А.Н., Уланов В.В., Шестаков Р.А. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов. Ч. 2: Учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. 94 с.
5. Пластинин А.С. Особенности выявления коррозионного растрескивания под напряжением на линейной части магистральных газопроводов средствами внутритрубной диагностики // Материалы научно-практического семинара «Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением» [Электронный источник]. Режим доступа: [http://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/c9/201/13\\_plastinin-a.s.\\_krn-2015.pdf](http://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/c9/201/13_plastinin-a.s._krn-2015.pdf) (дата обращения: 30.10.2019).
6. ГОСТ 20295-85. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200002056> (дата обращения: 30.10.2019).
7. Бюлер Г.А. К вопросу о становлении магнитного поля в неоднородной среде // Труды Сибирского физико-технического института им. В. Д. Кузнецова при Томском государственном университете им. В.В. Куйбышева. 1970. Вып. 52. С. 3–7.

#### References:

1. Kovalenko A.N., Ulanov V.V., Shestakov R.A. Methods of Non-Destructive Testing and Diagnostics of Gas and Oil Pipelines. Part 1: Problem book on the course. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University); 2018. (In Russ.)
2. Kovalenko A.N., Ulanov V.V., Shestakov R.A. Methods of Non-Destructive Testing and Diagnostics of Gas and Oil Pipelines. Part 1: Textbook. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University); 2018. (In Russ.)
3. Kovalenko A.N., Ulanov V.V., Shestakov R.A. Methods of Non-Destructive Testing and Diagnostics of Gas and Oil Pipelines. Part 2: Problem book on the course. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University); 2018. (In Russ.)
4. Kovalenko A.N., Ulanov V.V., Shestakov R.A. Methods of Non-Destructive Testing and Diagnostics of Gas and Oil Pipelines. Part 2: Textbook. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University); 2018. (In Russ.)
5. Plastinin A.S. Features of Detecting Stress Corrosion Cracking on the Linear Part of Main Gas Pipelines by Means of In-Line Diagnostics. In: Materials of the scientific and practical seminar "Improving the reliability of gas mains susceptible to stress corrosion cracking". Weblog. Available at: [http://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/c9/201/13\\_plastinin-a.s.\\_krn-2015.pdf](http://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/c9/201/13_plastinin-a.s._krn-2015.pdf) [Accessed 30th October 2019]. (In Russ.)
6. Interstate Standard (GOST) 20295-85. Steel Welded Pipes for Main Gas-and-Oil Pipelines. Specifications. Weblog. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/1200002056> [Accessed 30th October 2019]. (In Russ.)
7. Buhler G.A. To the Question of the Formation of a Magnetic Field in an Inhomogeneous Medium. Trudy Sibirskogo fiziko-tekhnicheskogo instituta im. V. D. Kuznetsova pri Tomskom gosudarstvennom universitete im. V.V. Kuybysheva = Proceedings of the Siberian Physical-Technical Institute named after V.D. Kuznetsov at Tomsk State University named after V.V. Kuybyshev. 1970;(52):3–7. (In Russ.)