

УДК 697.34

НОВАЯ МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТЕПЕНИ КОРРОЗИОННОГО ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Чичерин Станислав Викторович,

man_csv@hotmail.com

Омский государственный университет путей сообщения,
Россия, 644046, г. Омск, пр. Маркса, 35.

Актуальность и цель исследования. Системы трубопроводного транспорта широко применяются для обеспечения потребителей ресурсами разного назначения. Особенно большое значение они имеют для надежной передачи энергоносителей. Поэтому задача сокращения риска возникновения аварийных ситуаций и снижения отказов в работе элементов и участков трубопроводных систем посредством своевременного выявления и устранения возникающих дефектов является актуальной. Разработанная методика определения местоположения зон развития наружной коррозии апробирована применительно к наиболее распространенному и разветвленному виду трубопроводной системы – тепловой сети, в которой происходит транспортирование и управление потоками гидроресурсов в виде пара или горячей воды.

Методы. Для указания точного местоположения пораженных коррозией участков при обследовании трубопроводной сети представлена новая методика, полученная в результате обобщения автором сведений из зарубежных публикаций в области геологоразведочных и инженерно-геологических исследований. В связи со спецификой объекта исследования настоящей работы классические средства получения сведений о подземных объектах были модернизированы для обследования подземных трубопроводов в городских условиях в соответствии с необходимостью измерений при значительном количестве смежных инженерных коммуникаций, находящихся в грунте.

Результаты. Полученные в соответствии с изложенной методикой результаты позволили выделить отрезки наиболее активного коррозионного поражения участка тепловой сети. Наиболее протяженный отрезок развития коррозии зафиксирован в интервале 24–34 м, он объединяет 5 локальных коррозионных зон различной интенсивности. Следующим по протяженности является отрезок 66–72 м, объединяющий 3 локальные коррозионные зоны. Для верификации полученных результатов были произведены контрольные замеры толщины стенки трубопровода в шурфе. Результаты замера толщины стенки трубопроводов в предложенных точках на расстоянии 28 и 72 м показали значительное утонение стенки: до 3,4 мм против изначальных 9 мм у новой трубы диаметром 720 мм. Исследование показало высокую достоверность метода, что в дальнейшем позволит без проведения контрольного вскрытия своевременно выявлять дефектные участки тепловых сетей.

Ключевые слова:

Централизованное теплоснабжение, электрохимический, теплоизоляция, дефект, остаточный ресурс, шурфовка.

Введение

Широкое применение систем трубопроводного транспортирования ресурсов разного назначения обеспечивает значительную часть потребностей промышленного производства и населения в энергоснабжении. Одной из важнейших задач в управлении потоками через трубопроводы является сокращение риска возникновения аварийных ситуаций, обеспечение безаварийной работы систем выработки и доставки энергоносителей потребителям, снижение количества отказов в работе участков трубопроводной сети [1]. Решение данной задачи на современном уровне возможно при реализации надежных диагностических методов, направленных на своевременное выявление дефектных участков, плановую замену участков теплопроводов, которые характеризуются максимальным износом [2]. Апробация соответствующей методики применительно к наиболее распространенному и разветвленному типу трубопроводной системы – тепловой сети, инжиниринг которой осложнен наличием смежных коммуникаций городской инфраструктуры жизнеобеспечения, является предметом изучения в настоящей работе.

Краткие теоретические сведения и описание разработанной методики

Определение зон разрушения
изоляционного слоя теплопроводов

Основы этого метода разработаны в 40-х гг. 20-го столетия ученым Д. Пирсом (John R. Pierce). Так, с точки зрения электротехники трубопровод в изоляции может быть представлен в виде бесконечной цепочки последовательно соединенных сопротивлений, к узлам соединений которых иногда присоединены ответвления из сопротивлений различной величины, замыкающие трубу на землю [3]. Величина сопротивлений в последовательной цепочке определяется параметрами трубы – диаметром, толщиной стенок и длиной отрезка от ответвления до ответвления. В ответвлениях величина сопротивления формируется из сопротивления изоляции или, вернее, из переходного сопротивления и общего сопротивления отходящих трубопроводов, если они есть. В зависимости от вида подсоединенного тока (постоянный или переменный) величина сопротивлений может быть чисто активной или комплексной, т. е. зависящей от частоты тока. Для относительно низких частот – единицы

и первые сотни герц – с большой долей вероятности можно считать все сопротивления активными (постоянными).

Сила тока в трубе при наличии утечек тока уменьшается с расстоянием по экспоненциальному закону:

$$J_x = J_0 e^{-\beta x}, \quad (1)$$

где J_0 – сила тока в точке подсоединения источника (генератора); J_x – сила тока в точке трубопровода, на расстоянии x от точки присоединения генератора; β – коэффициент затухания.

Коэффициент затухания является интегральным параметром, характеризующим изоляционное покрытие трубы на отрезке $[X_1, X_2]$. Суммарное электромагнитное поле токов утечек исследуют на дневной поверхности, измеряя электрический потенциал или различные составляющие градиента потенциала и магнитного поля токов.

Величина потенциала от единичного нарушения изоляции определяется следующими выражениями [4]:

по линии на поверхности над осью трубы –

$$U_x = \frac{J\rho}{4\pi L} \ln \left(\frac{x+L+\sqrt{h^2+(x+L)^2}}{x-L+\sqrt{h^2+(x-L)^2}} \right), \quad (2)$$

по линии на поверхности поперек оси трубы –

$$U_y = \frac{J\rho}{4\pi L} \ln \left(\frac{\sqrt{h^2+y^2+L^2}+L}{\sqrt{h^2+y^2+L^2}-L} \right), \quad (3)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление вмещающего грунта (Ом·м); J – ток, стекающий с трубопровода во вмещающую среду, А; h – глубина залегания трубопровода, м; x и y – расстояния от проекции на поверхности земли точки центра нарушения изоляции до точки измерения по осям координат, м; L – длина нарушения изоляции, м.

Общее электромагнитное поле трубопровода будет определяться суммой полей токов со всех нарушений изоляции, отводов и пересечений [5]. Точный математический расчет поля токов трубопровода пока представляет очень трудную задачу из-за чрезвычайной сложности окружающей обстановки и часто отсутствия данных о фактических деталях и конструктивных особенностях трубопроводов [6]. Тем не менее, анализ поведения измеряемых компонент электрического и магнитного поля трубопровода и их сочетание позволяет не только качественно определить наличие нарушения изоляции, но и очень часто количественно оценить величину переходного сопротивления.

По характеру распределения измеренной разности потенциалов делают заключение о наличии мест ослабления электрозащитных свойств изоляции теплопровода, вплоть до прямого электролитического контакта трубопровода с грунтом [7, 8].

При наблюдениях на переменном токе в общем случае измеряют продольную и поперечную (относительно линии теплопровода) электрическую (ΔE_x и ΔE_y) и магнитную (H_x и H_y) составляющую поля [9].

Контролирующими признаками мест нарушения изоляции являются следующие:

- при наблюдении составляющих градиента электрического поля, независимо от способа наблюдения, места повышенной проводимости изоляции отмечаются максимумами составляющей ΔE_y при расположении одного из электродов над трубой и максимумами ΔE_x над краями места нарушения изоляции;
- при наблюдении магнитных составляющих составляющая H_y ступенчато понижается в каждом месте нарушения изоляции, соответственно части тока, утекающего из трубы в грунт, а составляющая H_x в таких местах имеет локальный максимум.

При анализе поведения составляющих ΔE_y , ΔE_x , H_x , H_y необходимо обязательно учитывать смену ориентировки приемных линий и антенн при поворотах трассы и в местах пересечений и отводах, чтобы избежать ложных выводов [10].

Количественная оценка степени нарушения изоляционного покрытия выполняется по значению параметра β , качественная – с учётом эффективных нормировочных отношений $\Delta E_y/H_y$, $\Delta E_x/H_x$ и $\Delta E_y/H_x$.

Оценка степени нарушения изоляционного покрытия выполняется по значениям эффективных параметров β и A :

$$A = \Delta E_y/H_y. \quad (4)$$

Величина коэффициента затухания β пропорциональна логарифму отношения токовых значений J_x в различных точках трубопровода (1). В свою очередь, напряженность H магнитного поля линейного проводника с током также прямо пропорциональна силе тока:

$$H = J_x/2\pi h, \quad (5)$$

где h – расстояние от оси трубопровода до измерительной рамки.

Поэтому β определяется простым отношением магнитных составляющих поля трубы, наблюдаемых над трубопроводом [11]. В свою очередь, квадрат коэффициента затухания обратно пропорционален переходному сопротивлению. Это даёт возможность оценить величину последнего [12, 13].

Измерения электродного потенциала трубы

Для изучения электрических полей, обусловленных наличием электрических токов в земле, создаваемых естественными электродвижущими силами электрохимического происхождения [14], проводятся измерения потенциала почвы по трассе обследуемого теплопровода по методу естественного поля (ЕП), аналогом которого в практике коррозионных измерений является способ измерения разности потенциалов «труба–земля» [15]. В настоящее время это единственный полевой метод [16], позволяющий непосредственно наблюдать и фиксировать наличие и развитие процессов внешней коррозии электрохимической природы. Используя опыт геологоразведочных и инженерно-геологических исследований, классический гео-

физический метод ЕП модернизирован для обследования подземных теплопроводов в городских условиях [17]. При измерениях по методу ЕП определяется разность потенциалов. Потенциал почвы над подземным металлическим сооружением характеризует существующее коррозионное состояние объекта [18].

Обработка результатов измерений, описание методики

Выделение зон развития коррозии проводится при совместной интерпретации материалов, полученных при выполнении наблюдений методом заряда и ЕП. К участкам развития коррозии на обследуемом трубопроводе относятся только такие, где пространственно уверенно коррелируются зоны нарушения изоляционного слоя, установленные по материалам метода заряда, с аномальными зонами, зафиксированными методом ЕП.

Совместная интерпретация материалов коррозионного обследования позволяет разделить выявленные участки развития коррозии по характеру зафиксированных коррозионных процессов на следующие категории:

- категория J_0 – отсутствие коррозии, пылевидная и равномерная коррозия до 1 мм;
- категория J_1 – язвенная и пленочная коррозия средней интенсивности;
- категория J_2 – язвенная коррозия высокой интенсивности.

Преимуществом метода является минимальный объем подготовительных работ: например, не требуется разработка точной схемы участка с геометрической или геолокационной привязкой основных узлов сети. Достаточно лишь точное определение линейных размеров (протяженности) с помощью простейшего механического измерительного оборудования и рабочей документации при ее наличии. Обработка результатов также не требует утомительного нанесения выявленных зон коррозии на чертеж, т. к. для вынесения заключения о степени поражения и дальнейших рекомендаций требуется лишь выполнение простейших алгебраических операций.

Для указания точного местоположения зафиксированных зон развития наружной коррозии на обследованных трубопроводах тепловой сети предлагается следующая последовательность шагов:

- 1) определение протяженности участка;
- 2) выбор способа наблюдения: гальваническая приемная линия, электрический диполь, емкостные электроды;
- 3) подготовка точек подключения (снятие защитных покрытий и теплоизоляции, очистка и обезжиривание);
- 4) создание искусственного электромагнитного поля подземного трубопровода путем подключения к нему источника электрического тока (постоянного или переменного). Один из полюсов источника тока подключают непосредственно к трубе, а второй – к заземлению на таком расстоянии, чтобы влиянием поля этого заземления можно было бы пренебречь. В райо-

нах городской застройки последнее условие является неосуществимым в большинстве случаев и приходится это заземление располагать так, чтобы его влияние было бы минимально.

- 5) измерение магнитных составляющих поля трубы, наблюдаемых над трубопроводом, или значений величины градиента электрической составляющей поля (значительно сложнее). Такие измерения возможны посредством приборов типа ИЭСП, измерителей переменных магнитных и/или электрических полей: ВЕ-метр, СТ-01, ПЗ-33, ИЭП-05, ИМП-05, ПЗ-1 и др.;
- 6) расчет эффективных параметров β и A при помощи формул (4), (5);
- 7) интерпретация рассчитанных значений. В частности, чем выше проводимость изоляции на участке трубопровода, тем большее значение имеет на этом участке параметр β ;
- 8) измерение разности потенциалов между одним из заземлений измерительной установки, потенциал которой условно приравнен к нулю, и всеми остальными точками заземления над исследуемым объектом путем использования мультиметра. Следует отметить, что при наблюдениях методом ЕП фиксируется суммарное электрическое поле, обусловленное как работой коррозионных элементов, имеющих на обследуемом трубопроводе, так и литологической и гидрологической обстановкой на трассе, наличием анодов собственных и сопутствующих станций ЭХЗ и т. п. При нахождении в непосредственной близости от трассы (1–2 м) других корродирующих металлических коммуникаций могут быть зафиксированы и поля, созданные в результате этих процессов [19];
- 9) представление результатов измерений вдоль обследуемой трассы методом ЕП в виде графика потенциала. Из опыта выполненных наблюдений следует, что участки максимального коррозионного износа, как правило, приурочены к достаточно протяженным катодным зонам, в пределах которых имеются ярко выраженные локальные аноды;
- 10) наложение результатов наблюдений методом заряда и ЕП;
- 11) указание отметки начала выявленных на этом участке коррозионных зон (в метрах от начальной точки участка, за которую принимается середина ТК или стенка здания, что связано с ярко выраженной неравномерностью явления [20]);
- 12) определение протяженности выявленных коррозионных зон (в метрах) с разбивкой по степени интенсивности коррозионных процессов на категории J_1 и J_2 . Участки, на которых по результатам выполненных работ на момент обследования зафиксированы коррозионные процессы низкой интенсивности (категория J_0) или отсутствие коррозии, в таблице не указываются;
- 13) приведение для каждого интервала тепловой сети суммарной протяженности зон коррозии (в метрах);

14) расчет коэффициента коррозионного поражения участка:

$$K = L_{\text{корр}} / L_{\text{уч}},$$

где $L_{\text{корр}}$ – суммарная протяженность зафиксированных зон развития коррозии (м); $L_{\text{уч}}$ – протяженность этого участка (м);

15) определение качественной оценки степени поражения участка коррозией, в зависимости от суммарной протяженности зафиксированных коррозионных зон различной интенсивности. Принята следующая качественная градация для оценки степени поражения участка теплопровода наружной коррозией:

- $K=0...0,09$ – «Н» (низкая);
- $K=0,1...0,29$ – «С» (средняя);
- $K=0,30...0,49$ – «П» (повышенная);
- $K \geq 0,5$ – «В» (высокая).

Результаты работы по оценке степени поражения коррозией участков тепловых сетей представляются в виде таблиц. Таблицы составляются отдельно для каждого из обследованных участков тепловых сетей.

Дополнительно приводится информация о величине электродного потенциала труб, измеренного в доступных тепловых камерах или подвалах зданий.

По каждому обследованному участку выделяются наиболее опасные в коррозионном отношении участки и даются рекомендации по местоположению шурфов для оценки остаточной толщины стенки труб.

Результаты

Для подтверждения работоспособности алгоритма был обследован подающий трубопровод на участке тепловой сети от тепловой камеры П-3-ТК-18/1 до тепловой камеры П-3-ТК-18 по улице Серова (г. Омск).

На обследованном подающем теплопроводе зафиксировано 14 локальных зон развития коррозии различной протяженности и интенсивности, которые пространственно группируются на 9 участках трубопровода (табл. 1).

Наиболее протяженный участок развития коррозии зафиксирован в интервале 24–34 м, он объединяет 5 локальных коррозионных зон различной интенсивности, из которых 2 зоны отнесены к категории J_2 , а 3 зоны – к категории J_1 .

Следующим по протяженности является участок 66–72 м, он объединяет 3 локальные коррозионные зоны, из которых 2 зоны отнесены к категории J_2 , а одна – к категории J_1 .

Также следует выделить локальную (не более 2 м) зону развития коррозии категории J_2 в интервале 92–92 м. Остальные зафиксированные зоны коррозии классифицируются как J_1 .

Суммарная протяженность зафиксированных зон развития коррозии составляет 33 м. Степень коррозионного поражения обследованного трубопровода оценивается как «Повышенная» (П).

Таблица 1. Результаты применения новой методики определения степени коррозионного поражения трубопроводов тепловых сетей

Table 1. Results of application of a new approach for determining corrosion damage degree of a pipeline system

Наименование участка Portion name	Протяженность участка $L_{\text{уч}}$, м Length L_p , m	Интервал зоны коррозии Corrosion defect spacing			Суммарная протяженность зон коррозии $L_{\text{корр}}$, м Overall length L_{corr} , m	$K=L_{\text{корр}}/L_{\text{уч}}$	Степень поражения коррозией Corrosion degree
			Интенсивность Intensity				
			J_1	J_2			
ТК-18/1 -ТК-18	1 {	4	2				
		24	2				
		26		2			
		28	4				
		32		2			
	2 {	40	4				
		54	1				
		66		2			
		68	2				
		70		2			
	3 {	74	2				
		82	2				
		92		2			
		100	4				
Всего	104	14 шт.	23	10	33	0,317	П

Для оценки остаточной толщины стенки труб необходимо провести контрольное шурфование теплотрассы в зонах развития коррозии различной интенсивности.

Рекомендуется выполнить шурфование с измерением остаточной толщины стенки труб в следующих контрольных точках (КТ):

- КТ № 1 – в 28 м от ближней стенки П-3-ТК-18/1 в сторону П-3-ТК-18;
- КТ № 2 – в 72 м от ближней стенки П-3-ТК-18/1 в сторону П-3-ТК-18;
- КТ № 3 – в 18 м от ближней стенки П-3-ТК-18 в сторону П-3-ТК-18/1.

В КТ № 1 и КТ № 2 следует ожидать максимальный коррозионный износ труб на обследованном участке, а в КТ № 3 – минимальный коррозионный износ.

Для верификации полученных результатов были произведены замеры толщины стенки трубопровода в шурфе на расстоянии 28 и 72 м от П-3-ТК-18 на подающем и обратном трубопроводе теплотрассы по улице Серова. Результаты, подтвержденные комиссией, состоящей из начальника участка, мастера службы испытаний и измерений и слесаря по контрольно-измерительным приборам и автоматике, приведены в табл. 2, 3.

Таблица 2. Результаты замера толщины стенки трубопроводов в шурфе на расстоянии 28 м

Table 2. Results of measuring the pipe wall thicknesses at 28 m inspection point

Подающий трубопровод Supply line					Обратный трубопровод Return line			
ч	3	6	9	12	3	6	9	12
мм	5,0	3,6	5,0	6,8	5,2	3,8	5,3	6,9

Таблица 3. Результаты замера толщины стенки трубопроводов в шурфе на расстоянии 72 м

Table 3. Results of measuring the pipe wall thicknesses at 72 m inspection point

Подающий трубопровод Supply line					Обратный трубопровод Return line			
ч	3	6	9	12	3	6	9	12
мм	4,9	3,4	5,1	6,5	5,0	3,6	5,4	6,7

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Phetteplace G. et al. District Heating Guide. – Atlanta, ASHRAE, 2013. – 374 p.
- Авдолимов Е.М., Шальнов А.П. Водяные тепловые сети. – М.: Стройиздат, 1984. – 288 с.
- Чичерин С.В. Канальная прокладка трубопроводов тепловых сетей как средство обеспечения надежности систем централизованного теплоснабжения / Материалы докладов X школы-семинара молодых ученых и специалистов академика РАН В.Е. Алемасова. – Казань, 13–15 сентября 2016. – Казань: КазНЦ РАН, 2016. – С. 393.
- Jackson J.D. Classical electrodynamics. – New York: Wiley, 1999. – 745 p.
- Alamilla J.L., Espinosa-Medina M.A., Sosa E. Modelling steel corrosion damage in soil environment // Corrosion Science. – 2009. – V. 51. – № 11. – P. 2628–2638.
- Глухов С.В., Коваленко А.В., Чичерин С.В. Развитие систем теплоснабжения структурных подразделений ОАО «РЖД» // Вестник ВНИИЖТ. – 2016. – № 3. – С. 183–188.
- Husock B. Use of pipe-to-soil potential in analyzing underground corrosion problems // Corrosion. – 1961. – V. 17. – № 8. – С. 391–395.
- Klocke F. et al. Potentials of the Phase Field Approach for Modeling Modifications in Material Microstructure during Electrical Discharge Machining // Procedia CIRP. – 2016. – V. 42. – P. 703–708.
- Степкина М.Ю., Кудряшова О.Б. Управление процессом осаждения конденсируемой фазы с использованием электрического поля // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 5. – С. 28–37.
- Cheng W. Compact 2.4-GHz filtering monopole antenna based on modified SRR-inspired high-frequency-selective filter // Optik-International Journal for Light and Electron Optics. – 2016. – V. 127. – № 22. – P. 10653–10658.
- Maity N., Barik S.P., Chaudhuri P.K. Reflection of plane waves in elastic half space with void pores under the action of uniform magnetic field // International Journal of Engineering Science. – 2013. – V. 71. – P. 62–73.
- Berge A., Hagentoft C.E., Adl-Zarrabi B. Field measurements on a district heating pipe with vacuum insulation panels // Renewable Energy. – 2016. – V. 87. – P. 1130–1138.
- Method and apparatus for impedance measurement in a multi-channel electro-surgical generator: pat. 6293941 USA, 2001.
- Li M.C. et al. A new probe for the investigation of soil corrosivity // Corrosion. – 2001. – V. 57. – № 10. – P. 913–917.
- Benmoussat A., Hadjel M. Corrosion behavior of low carbon line pipe steel in soil environment // J. Corros. Sci. Eng. – 2005. – V. 7. – P. 14–36.
- Титов Г.И., Новопашина Н.А. Исследование надежности тепловых сетей // Региональная архитектура и строительство. – 2011. – № 2. – P. 30–33.
- Tee K.F., Khan L.R., Li H. Application of subset simulation in reliability estimation of underground pipelines // Reliability Engineering & System Safety. – 2014. – V. 130. – P. 125–131.
- Ranjan G., Rao A.S.R. Basic and applied soil mechanics. – New Delhi: New Age International, 2007. – 774 p.
- Daneti M. A model based approach for pipeline monitoring and leak locating // 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference. – Melecon, 26–28 April 2010. – P. 624–629.
- Глухов С.В., Чичерин С.В. Причины развития коррозионных процессов на магистральных тепловых сетях г. Омска // Инструменты и механизмы современного инновационного развития: сборник статей Международной научно-практической конференции. – Уфа: Изд-во «Азтерна», 2016. – С. 11–15.

Поступила 24.11.2016 г.

Информация об авторах

Чичерин С.В., аспирант кафедры теплоэнергетики Омского государственного университета путей сообщения.

UDC 697.34

NEW APPROACH TO DETERMINATION OF CORROSION DAMAGE DEGREE OF PIPELINE SYSTEM ELEMENTS

Stanislav V. Chicherin,
man_csv@hotmail.com

Omsk State Transport University,
35, Marx avenue, Omsk, 644046, Russia.

The relevance and the main aim of the study. The pipeline systems are widely used for supporting the consumers with different kinds of resources. They play the important role in transporting energy materials. The task of reducing the risks of emergency occurrence and decreasing the failures of elements and sections of pipeline systems by early recognition and repair of a defect is very important. The developed technique for determining the location of occurrence of external corrosion sections was tested in relation to the most widespread and split type of pipeline system – heating system, where hydraulic resources transfer over long distances and distribute energy to large areas independently of type of transport medium (such as chilled water, hot water or steam).

The methods used in the study. A new approach for determining failure state, based on deterministic models and parameters was used. If this approach is followed it would lead to a deterministic value of failure pressure. However, it is possible to extend this approach into a probabilistic reliability analysis.

The results. In order to demonstrate the applicability and usefulness of the above methodology, a typical pipeline with a known corrosion defect was analyzed. This reflects the situation where defects and their characteristics become known through periodic inspections. It must be remembered here that the main purpose of this analysis is to illustrate the method. In the absence of any real example, selection of the numerical values and distribution types of the basic variables of this example pipeline were based on the available relevant information. However, the chosen values are considered to be fairly realistic.

Key words:

District heating, electrochemical, thermal insulation, defect, remaining life, inspection.

REFERENCES

- Phetteplace G. *District Heating Guide*. Atlanta, ASHRAE, 2013. 374 p.
- Avdolimov E.M., Shalnov A.P. *Vodyanye teplovye seti* [Hot-water distribution systems]. Moscow, Stroyizdat, 1984. 288 p.
- Chicherin S.V. Kanal'naya prokladka truboprovodov teplovykh setey kak sredstvo obespecheniya nadezhnosti sistem tsentralizovannogo teplosnabzheniya [Piping placed in channels as a factor in insuring system reliability]. *Materialy dokladov X shkoly-seminara molodykh uchenykh i specialistov akademika RAN V.E. Alemasova* [Proc. of the X seminar of young scientists and specialists of V.E. Alemasov academy of the RAS]. Kazan, 2016. pp. 393.
- Jackson J.D. *Classical electrodynamics*. New York, Wiley, 1999. 745 p.
- Alamilla J.L., Espinosa-Medina M.A., Sosa E. Modelling steel corrosion damage in soil environment. *Corrosion Science*, 2009, vol. 51, no. 11, pp. 2628–2638.
- Glukhov S.V., Kovalenko A.V., Chicherin S.V. Development of heat supply systems for structural subdivisions of JSC «Russian Railways». *Vestnik VNIIZhT – Vestnik of the Railway Research Institute*, 2016, vol. 75, no. 3, pp. 183–188. In Rus.
- Husock B. Use of pipe-to-soil potential in analyzing underground corrosion problems. *Corrosion*, 1961, vol. 17, no. 8, pp. 391–395.
- Klocke F. Potentials of the Phase Field Approach for Modeling Modifications in Material Microstructure during Electrical Discharge Machining. *Procedia CIRP*, 2016, vol. 42, pp. 703–708.
- Stepkina M., Kudryashova O. Control of condensed phase sedimentation using the electric field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2015, vol. 326, no. 5, pp. 28–37. In Rus.
- Cheng W. Compact 2.4-GHz filtering monopole antenna based on modified SRR-inspired high-frequency-selective filter. *Optik-International Journal for Light and Electron Optics*, 2016, vol. 127, no. 22, pp. 10653–10658.
- Maity N., Barik S.P., Chaudhuri P.K. Reflection of plane waves in elastic half space with void pores under the action of uniform magnetic field. *International Journal of Engineering Science*, 2013, vol. 71, pp. 62–73.
- Berge A., Hagentoft C.E., Adl-Zarrabi B. Field measurements on a district heating pipe with vacuum insulation panels. *Renewable Energy*, 2016, vol. 87, pp. 1130–1138.
- Bruno S., Koenig F.R. *Method and apparatus for impedance measurement in a multi-channel electro-surgical generator*. U.S. Patent no. 6293941, 2001.
- Li M.C. A new probe for the investigation of soil corrosivity. *Corrosion*, 2001, vol. 57, no. 10, pp. 913–917.
- Benmoussat A., Hadjel M. Corrosion behavior of low carbon line pipe steel in soil environment. *J. Corros. Sci. Eng.*, 2005, vol. 7, pp. 14–36.
- Titov G.I., Novopashina N.A. Issledovanie nadezhnosti teplovykh setey [Hot-water pipes reliability research]. *Regional'naya arkhitektura i stroitel'stvo*, 2011, no. 2, pp. 30–33.
- Tee K.F., Khan L.R., Li H. Application of subset simulation in reliability estimation of underground pipelines. *Reliability Engineering & System Safety*, 2014, vol. 130, pp. 125–131.
- Ranjan G., Rao A.S.R. *Basic and applied soil mechanics*. New Delhi, New Age International, 2007. 774 p.
- Daneti M. A model based approach for pipeline monitoring and leak locating. *15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference. Melecon*, 26–28 April 2010. pp. 624–629.
- Glukhov S.V., Chicherin S.V. Prichiny razvitiya korrozionnykh protsessov na magistralnykh teplovykh setyakh g. Omska [The reasons for corrosion development of Omsk heat transmission systems]. *Instrumenty i mekhanizmy sovremennogo innovatsionnogo razvitiya. Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya* [Instruments and mechanisms of modern innovative development. International scientific and practical conference]. Ufa, 2016. pp. 11–15.

Received: 24 November 2016.

Information about the authors

Stanislav V. Chicherin, postgraduate student, Omsk State Transport University.