

ИНДЕКС  
ПО КАТАЛОГУ  
РОСПЕЧАТИ – 81450

ISSN 0016-5581

# ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

## №9

774 2018

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ, ИЗДАЕТСЯ С 1956 г.



**2018 ГОД  
КАЧЕСТВА**



62 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА И СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН С ОБЛЕГЧЕННОЙ КОНСТРУКЦИЕЙ НА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

126 «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК – 2»: ПОЛИТИЧЕСКИЕ, РЕСУРСНЫЕ, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

142 АКТУАЛИЗАЦИЯ СТАНДАРТОВ ПАО «ГАЗПРОМ» НА СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА СТО ГАЗПРОМ СЕРИИ 9000

ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ПЕРИОДИЧЕСКИХ ИЗДАНИЙ, РЕКОМЕНДОВАННЫХ ВАК ДЛЯ ПУБЛИКАЦИИ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИЙ НА СОИСКАНИЕ УЧЕНЫХ СТЕПЕНЕЙ ДОКТОРА И КАНДИДАТА НАУК

# ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ПОДЗЕМНЫЙ ТРУБОПРОВОД И ЕГО ЗАЩИТА ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАВЕДЕННОГО ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

УДК 622.692.4.076:620.193

Д.Б. Захаров, ЗАО «Трубопроводные системы и технологии» (Москва, РФ), info@pipe-st.ru

Д.Ю. Пионт, ЗАО «Трубопроводные системы и технологии»

П.А. Яблuchанский, к.т.н., ЗАО «Трубопроводные системы и технологии», p.yabluchansky@pipe-st.ru

Принятые в отраслевых нормативных документах критерии опасного влияния высоковольтной линии электропередачи переменного тока на подземный магистральный трубопровод требуют от проектных организаций и служб, эксплуатирующих трубопроводные системы, предусматривать мероприятия по снижению этого влияния до безопасного уровня в случае превышения установленных критериев. Решение задачи оценки влияния линии электропередачи переменного тока на магистральный трубопровод заключается не только в выполнении электрометрических измерений на участках сближения действующих трубопроводов с линиями электропередачи переменного тока при фактических токах в линии на момент измерения, но и в соответствующих расчетах на предельно допустимые токи и токи аварийных режимов в случае короткого замыкания фазы линии электропередачи переменного тока на землю, а также при проектировании новых магистральных трубопроводов. Отсутствие единых методик по оценке влияния линии электропередачи переменного тока на магистральный трубопровод вызывает трудности при выборе параметров и мест размещения устройств защиты трубопровода как в эксплуатирующих трубопроводные системы организациях, так и в организациях, проектирующих новые линии электропередачи. Целью статьи является ознакомление широкого круга специалистов с оценкой влияния линии электропередачи переменного тока на магистральный трубопровод, применяемой в ЗАО «Трубопроводные системы и технологии». Описанный подход позволяет инженерам компании с достаточной для практики точностью выполнять расчетное обоснование применения устройств защиты трубопровода, учитывая при этом неоднородность физических параметров магистрального трубопровода, линии электропередачи переменного тока и среды на всей протяженности участка сближения и подбирать места установки и параметры устройств защиты трубопровода, обеспечивающие их высокую эффективность.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ТРУБОПРОВОД, КОРРОЗИЯ ТРУБОПРОВОДА, ВОЗДЕЙСТВИЕ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА, ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДА, ОПАСНОЕ ВЛИЯНИЕ НАВЕДЕННОГО ПЕРЕМЕННОГО ТОКА.

Вопросы защиты подземных магистральных трубопроводов (МТ) от влияния внешних электромагнитных полей актуальны в связи с быстрыми темпами электрификации, строительством мощных электростанций, линий электропередачи (ЛЭП) переменного тока большой протяженности высокого и сверхвысокого напряжения. Общая протяженность участков сближения МТ с линиями высокого напряжения, проходящих в одном коридоре,

непрерывно растет. При взаимном сближении и пересечении с ЛЭП в МТ в результате электромагнитной индукции возникают длительные (при нормальном режиме работы ЛЭП) и кратковременные (при аварийных режимах работы ЛЭП) посторонние напряжения и токи. При этом на подземные трубопроводы оказывают влияние в основном только магнитные поля линий, так как силовые линии электрических полей экранируются поверхностью земли.

В режиме короткого замыкания (КЗ) фазы ЛЭП на землю, когда влияющий провод образует ток через землю в МТ, помимо токов и напряжений, вызванных электромагнитной индукцией, могут возникать токи и напряжения гальванической связи.

На МТ в результате влияния ЛЭП могут возникнуть: угроза поражения электрическим током персонала, обслуживающего МТ; коррозия под воздействием переменного тока; выход из строя

**Zakharov D.B.**, Pipeline Systems & Technologies CJSC (Moscow, Russian Federation), info@pipe-st.ru

**Piont D.Yu.**, Pipeline Systems & Technologies CJSC

**Yabluchansky P.A.**, Candidate of Sciences (Engineering), Pipeline Systems & Technologies CJSC,  
p.yabluchansky@pipe-st.ru

### Assessment of the influence of high-voltage power transmission line on the underground pipeline and pipeline protection against the induced alternate current

The criteria of dangerous influence of high-voltage power transmission line on underground main pipeline adopted in industry normative documents require from design organizations and services operating pipeline systems to provide measures for reducing this influence to a safe level in case of exceeding the established criteria. The solution of the problem of the assessment of the alternate current transmission line effect on the main pipeline is not only the performance of electrometric measurements at the sites of approaching operating pipelines with the alternate current transmission lines at the actual currents in the line at the time of measurement, but also in the corresponding calculations for the maximum permissible currents and currents of emergency conditions in the case of a short circuit of a phase of the actual current transmission line to the ground, as well as in the design of new main pipelines.

The lack of common methods for assessing the impact of the alternate current transmission line on the main pipeline makes it difficult to choose the parameters and locations for pipeline protection devices in both organizations operating the pipeline systems and in companies designing new transmission lines. The aim of the article is to introduce a wide range of specialists to the assessment of the effect of the alternate current transmission line on the main pipeline used by Pipeline Systems & Technologies CJSC. This approach allows the company's engineers to perform the calculated justification for the use of pipeline protection devices with sufficient accuracy for practice, considering the heterogeneity of the physical parameters of the main pipeline, the actual current transmission line and the medium for the entire length of the approach section and to select the installation sites and parameters of the pipeline protection devices that provide their high efficiency.

**KEYWORDS:** EFFECT ASSESSMENT, HIGH VOLTAGE LINE, PIPELINE, PIPELINE CORROSION, ALTERNATE CURRENT EFFECT, PIPELINE PROTECTION, INDUCED ALTERNATE CURRENT DANGEROUS EFFECT.

электрических устройств, связанных с МТ.

Необходимость оценки воздействия высоковольтных ЛЭП переменного тока на МТ и разработка мероприятий по его устранению возникла в 1990-х гг. с началом строительства в России новых экспортных газопроводов с заводским защитным покрытием (ЗП) [1]. При проектировании магистрального газопровода «Ямал – Европа» за основу был принят документ, в котором был определен только уровень безопасного обслуживания МТ персоналом и не рассматривался вопрос коррозионной опасности, вызванной воздействием переменного тока.

В России первые научные исследования коррозионного воздействия переменного тока на стальные конструкции, находящиеся в земле, были выполнены в 1958–1967 гг. В это же время исследованиями коррозионного воздействия переменного тока на стальные сооружения занимались и за рубежом. По их результатам стали считать, что наблюдаемые

на протяженных сооружениях введенные переменные токи неопасны с точки зрения коррозии, так как их коррозионное действие эффективно снижается катодной защитой.

Тем не менее в странах с развитой трубопроводной системой на участках ее прохождения в одном коридоре с ЛЭП неоднократно фиксировались характерные коррозионные повреждения, вызываемые влиянием переменного тока. Такие случаи зарегистрированы в Швейцарии, США, Канаде, Германии и Франции [2].

В России официально не зарегистрированы случаи коррозионного повреждения МТ по причинам воздействия переменного тока, но, возможно, при обнаружении коррозионных повреждений не рассматривалась их связь с влиянием ЛЭП.

Снижение напряжения прикосновения на МТ или плотности тока утечки через дефекты в ЗП, вызванные влиянием электромагнитного поля ЛЭП, осуществляется подключением к МТ специальных

устройств защиты трубопровода (УЗТ) – заземляющего устройства, подключенного к МТ через блок отведения переменного тока, размещенный на стойке или внутри нее. При этом УЗТ не оказывает влияния на защитный потенциал МТ и может быть интегрировано в систему коррозионного мониторинга.

Статья нацелена на ознакомление широкого круга специалистов с подходом к выполнению оценки влияния ЛЭП на МТ, применяемым в ЗАО «Трубопроводные системы и технологии». Описанный подход позволяет инженерам предприятия выполнять расчетное обоснование применения УЗТ, учитывая при этом неоднородность физических параметров МТ, ЛЭП и среды на всей протяженности участка сближения, и подбирать места установки и параметры УЗТ, обеспечивающие их высокую эффективность. В статье представлены основные положения методологии расчетов, полностью отраженной во внутренних документах предприятия.

### РЕШЕНИЕ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

Оценка степени влияния ЛЭП на МТ выполняется на основе известных, проверенных временем и практикой решений. Количественное определение опасности влияния ЛЭП на МТ сводится к последовательному решению двух задач:

1) расчету распределения продольной электродвижущей силы (ЭДС) индукции по линии подверженного влиянию МТ;

2) расчету распределения величин напряжения прикосновения на МТ с конкретными физико-техническими характеристиками и плотности тока на возможных дефектах в ЗП.

*Решение первой задачи.* Комплекс продольной ЭДС индукции  $E$ , В, наведенной в МТ на интервале длиной  $l$  под действием электромагнитного поля многопроводной ЛЭП, в проводах которой протекают токи, одинаковые по величине и сдвинутые по фазе, определяется выражением:

$$E = -k_3 \sum_{m=1}^M Z_m \cdot I_m, \quad (1)$$

где  $k_3$  – коэффициент экранирования;  $l$  – длина расчетного интервала трубопровода (шаг расчетной сетки), м;  $M$  – число проводов ЛЭП, шт.;  $Z_m$  – взаимное магнитное сопротивление между подверженным влиянию трубопроводом и соответствующим проводом ЛЭП, Ом/м;  $I_m$  – комплекс тока в соответствующем проводе ЛЭП,  $I_m = I_A e^{i\varphi}$ , при  $I_A$  – амплитудное (максимальное) значение тока в проводе, А;  $\varphi$  – начальная фаза тока в соответствующем проводе ЛЭП.

Расчетная формула для комплекса взаимного магнитного сопротивления  $Z$  между двумя однопроводными линиями на участках косоугольного сближения получена в работе [3]. В методиках оценки влияния ЛЭП на кабели связи [3, 4] расчетная схема сближения представляется в виде проекций участков фактической трассы подверженной влиянию

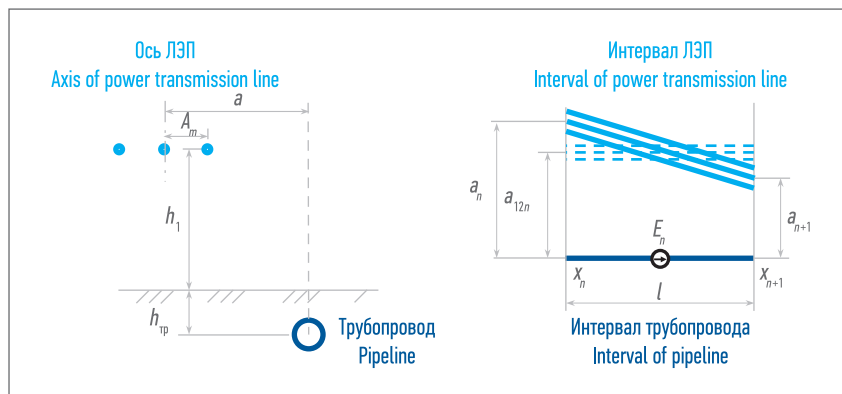


Рис. 1. Схема участка сближения трубопровода и ЛЭП  
Fig. 1. Scheme of length of exposure of pipeline and power transmission line

линии на трассу влияющей линии, представленную в виде прямой. С учетом того, что в случае оценки влияния ЛЭП на МТ целью расчета является вычисление распределения напряжений прикосновения и плотностей токов утечки по его длине, расчетная схема сближения может быть представлена в виде проекций прямолинейных участков фактической трассы влияющей линии на трассу МТ, представленную в виде прямой линии (рис. 1).

Для определения продольной ЭДС индукции трассы МТ и ЛЭП представляются в виде последовательности прямолинейных интервалов (отрезков). Каждому интервалу соответствуют два узла сетки с координатами  $x_n$  и  $x_{n+1}$  и два расстояния от МТ до оси ЛЭП  $a_n$  и  $a_{n+1}$ . От шага расчетной сетки (длины интервалов) зависит точность вычисления распределения ЭДС по длине МТ.

В пределах одного интервала взаиморасположение МТ и каждого провода ЛЭП рассматривается как параллельное, и вычисление выполняется по формуле, используемой для расчета комплекса взаимного магнитного сопротивления между двумя однопроводными линиями при параллельном сближении:

$$Z = \frac{i\omega\mu_0 \ln \frac{a_{12}^2 + h_3^2}{a_{12}^2 + (h_1 - h_{tp})^2}}{4\pi} \quad (2)$$

где  $i = \sqrt{-1}$  – мнимая единица;  $\omega$  – угловая частота влияющего

поля,  $\omega = 2\pi f$ , где  $f$  – частота, Гц;  $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$  – магнитная постоянная (проницаемость вакуума), Гн/м;  $a$  – расстояние между линиями (длина проекции на поверхность земли), м;

$$a_{12} = \left| \frac{a_n + a_{n+1} \pm A_m}{2} \right|,$$

где  $A_m$  – расстояние по горизонтали между соответствующим проводом и осью ЛЭП (знак «+», если провод расположен слева от оси ЛЭП по ходу ее движения, и знак «-», если провод расположен справа от оси ЛЭП по ходу ее движения, см. рис. 1), м;  $h_3 = h_1 + h_{tp} + b_3(1 - i)$ , где  $b_3 = \sqrt{2\rho_3/\omega\mu_0}$ ,  $\rho_3$  – удельное сопротивление земли, Ом·м;  $h_1$  – высота влияющего провода над землей, м;  $h_{tp}$  – глубина укладки подверженного влиянию трубопровода, м.

При этом должно выполняться условие

$$\frac{1}{3} \leq \frac{a_n}{a_{n+1}} \leq 3.$$

Если условие не выполняется, то необходимо уменьшить интервал трубопровода (шаг расчетной сетки).

Ток, индуцированный в металлических проводниках, расположенных вблизи ЛЭП или МТ, создает вторичное электромагнитное поле, воздействие которого может снижать величину ЭДС, наведенной на МТ. Относительные величины продольной ЭДС, наведенной в присутствии таких



проводников, к величине ЭДС, наведенной при их отсутствии, называется коэффициентом экранирования. При работе ЛЭП в режиме КЗ основной экранирующий эффект создают грозозащитные тросы. Для ЛЭП, оборудованных одним грозозащитным тросом, коэффициент экранирования составляет от 0,7 до 0,9, для двух тросов – от 0,5 до 0,8.

**Решение второй задачи.** Основными параметрами, определяющими распределение токов и потенциалов по МТ, являются его электрические характеристики: продольное полное сопротивление  $Z_{пр}$  (продольный импеданс), состоящее из омического сопротивления и индуктивности трубопровода, а также полная проводимость ЗП, состоящая из омической и емкостной проводимостей.

Расчет величины напряжения прикосновения  $U_{ac}$  на МТ на основе теории длинных линий для случая, когда длины участков МТ за пределами сближения можно считать бесконечными, может быть представлен простой формулой [5], с помощью которой выполняется только оценка величины влияния ЛЭП или контроль результатов, полученных другими методами:

$$U_{ac}(x) = \frac{1}{2} \sum_{n=1}^N \frac{|\xi_n|}{\xi_n} \cdot E_n \cdot e^{-\gamma \cdot |\xi_n|}, \quad (3)$$

где  $N$  – количество расчетных интервалов трубопровода с наведенной ЭДС индукции;  $\xi_n = x - 0,5(x_n +$

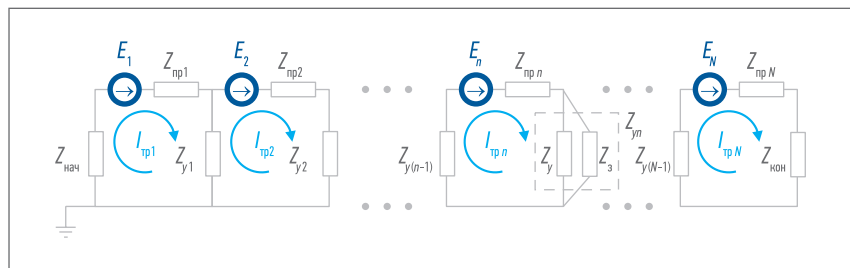


Рис. 2. Эквивалентная схема замещения трубопровода  
Fig. 2. Equivalent scheme of the pipeline replacement

$+ x_{n+1})$  – расстояние между координатой точки расчета потенциала и середины  $n$ -го интервала трубопровода с наведенной ЭДС индукции;  $E_n$  – комплекс продольной ЭДС индукции, наведенной ЛЭП на  $n$ -м интервале трубопровода, В;  $\gamma$  – комплекс постоянной распространения трубопровода,  $m^{-1}$ .

В общем случае, если требуется не только оценить степень влияния ЛЭП на МТ, но и определить мероприятия по снижению этого влияния до безопасного уровня, расчет наведенных напряжений и токов, определение параметров заземляющих устройств и места их установки на МТ выполняются численно путем представления МТ последовательностью элементарных электрических контуров и составлением систем линейных алгебраических уравнений (рис. 2, здесь для  $n$ -го участка:  $E$  – комплекс продольной ЭДС индукции, В;  $Z_{пр}$  – комплекс продольного сопротивления трубопровода, Ом;  $Z_y$  – комплекс переходного сопротивления трубопровода, Ом;

$Z_{нач}$ ,  $Z_{кон}$  – начальное и конечное сопротивление участка трубопровода, Ом;  $I_{тр}$  – комплекс наведенного в трубопроводе тока, А;  $Z_3$  – сопротивление растеканию подключенного к трубопроводу заземления, Ом). Метод также позволяет учесть неравномерность распределения параметров МТ по его длине. Если к МТ необходимо подключить заземление с сопротивлением растекания  $Z_3$ , то сопротивление  $Z_{yn}$  в схеме замещения заменяется эквивалентным сопротивлением, подключенным в параллель сопротивлению  $Z_3$  и переходного сопротивления трубопровода  $Z_y$ . Напряжение прикосновения  $U_{ac}$  в точке МТ с координатой  $x_n$  вычисляется по формуле:

$$U_{ac}(x_n) = (I_{трn} - I_{тр(n+1)}) \cdot Z_{yn}. \quad (4)$$

Для оценки опасности коррозионного воздействия переменного тока на МТ плотность тока утечки  $j_{ac}$ , А/м<sup>2</sup>, с дефекта в ЗП рассчитывается из выражения [6]:

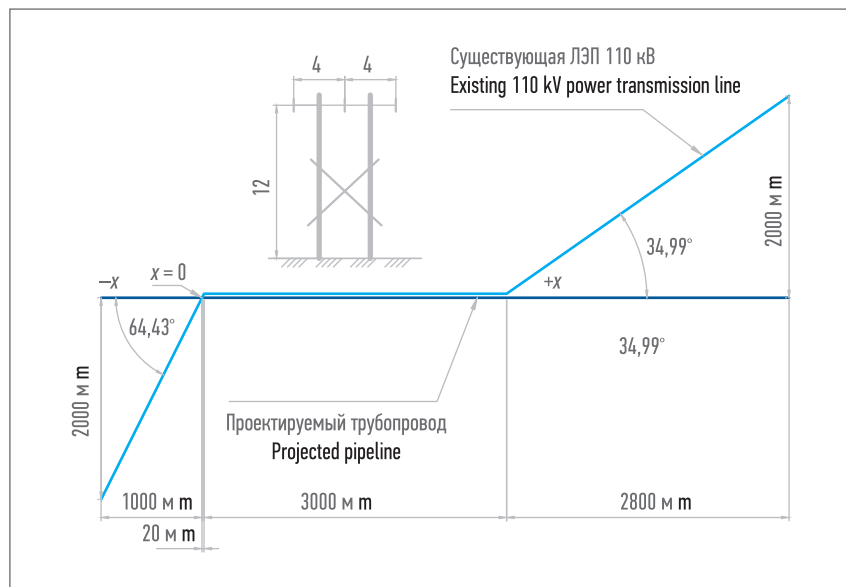


Рис. 3. Расчетная схема сближения трубопровода и ЛЭП  
Fig. 3. Calculation scheme of the pipeline and power transmission line approach

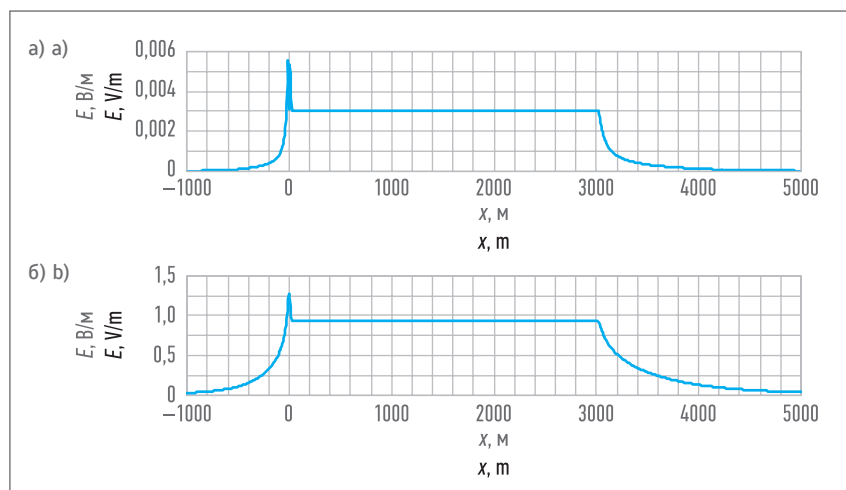


Рис. 4. Модуль комплекса продольной ЭДС  $E$ , наведенной на трубопровод:  
а) при нормальном режиме работы ЛЭП; б) при аварийном режиме работы ЛЭП  
Fig. 4. Module of the longitudinal electromotive force complex  $E$ , induced on the pipeline: a) in the normal operating mode of the power transmission line; b) in the emergency operation mode of the power transmission line

$$j_{ac}(x) = |U_{ac}(x)| \frac{2,548}{\rho_d \cdot d} k_p, \quad (5)$$

где  $\rho_d$  – удельное электрическое сопротивление грунта на дефекте ЗП, Ом·м;  $d$  – диаметр дефекта, м;  $k_p$  – коэффициент снижения сопротивления грунта поблизости от дефекта вследствие влияния катодной защиты трубопровода ( $k_p = 1-10$ ).

Важным фактором при оценке опасности влияния ЛЭП на МТ является выбор ширины коридора сближения. Для условий, когда

оценка влияния ЛЭП выполняется для нормального режима работы, расчетная ширина коридора должна составлять не менее 1 км в обе стороны от оси ЛЭП. Для режима КЗ ширина коридора принимается равной  $200\sqrt{\rho_3}$  в обе стороны от оси ЛЭП. Таким же образом определяется зона обслуживания МТ в средствах индивидуальной защиты при КЗ фазы ЛЭП на землю, когда напряжение прикосновения определяется в основном потенциалом земли, вызванным

контактом фазы ЛЭП с землей. В обе стороны от крайних проводов ЛЭП на расстоянии  $\zeta$  вычисляется зона, в которой обслуживание МТ должно проводиться персоналом только в средствах индивидуальной защиты. Величина  $\zeta$  округляется до целого десятка в большую сторону и рассчитывается по формуле:

$$\zeta = \frac{I_{кз} \cdot \rho_3}{2\pi U_{кздоп}}, \quad (6)$$

где  $I_{кз}$  – ток КЗ фазы ЛЭП на землю, А;  $\rho_3$  – удельное сопротивление земли в районе КЗ, Ом·м;  $U_{кздоп}$  – допустимое значение потенциала земли, В.

Алгоритм оценки влияния ЛЭП на МТ и определение параметров УЗТ определяется следующей последовательностью.

1. Сбор и анализ исходных данных.

2. Оценка влияния ЛЭП на МТ при нормальном режиме работы ЛЭП.

2.1. Расчет продольных ЭДС в трубопроводе, индуцированных электромагнитным полем ЛЭП при нормальном режиме работы (формулы (1) и (2)).

2.2. Расчет распределения напряжений прикосновения на МТ (формулы (3) или (4)).

2.3. Расчет плотностей токов утечки с МТ в грунт через возможные дефекты ЗП (формула (5)).

3. Оценка влияния ЛЭП на МТ при аварийном режиме работы ЛЭП.

3.1. Расчет продольных ЭДС в трубопроводе, индуцированных электромагнитным полем ЛЭП при аварийном режиме работы (формулы (1) и (2)).

3.2. Расчет распределения напряжений прикосновения на МТ (формулы (3) или (4)).

4. При превышении показателей опасности допустимых пределов выполняется расстановка УЗТ по трассе МТ и выполняется повторение пп. 2.2, 2.3, 3.2.

5. Расчет зоны обслуживания МТ в средствах индивиду-

альной защиты при КЗ фазы на землю (формула (6)).

Оценка влияния ЛЭП на МТ и определение параметров УЗТ выполняются на основе следующих исходных данных:

- параметры МТ: диаметр трубопровода; удельное электрическое сопротивление стали; глубина залегания трубопровода; электрическое сопротивление ЗП; толщина ЗП;

- параметры ЛЭП: рабочий ток; предельно допустимый ток; ток КЗ фазы ЛЭП на землю; профиль опор ЛЭП; режим работы нейтрали;

- физико-географические характеристики района: планы трасс МТ и ЛЭП в районе сближения; электрическое сопротивление грунтов по трассе МТ в районе сближения.

Оценка степени опасности для обслуживающего персонала и оборудования, вызванной влиянием ЛЭП, выполняется по величине напряжения прикосновения (разности потенциалов между трубопроводом и землей) для нормального и аварийного режимов работы ЛЭП.

Оценка степени коррозионной опасности для МТ выполняется по величине плотности тока на дефекте в ЗП для нормального режима работы ЛЭП. Влияние ЛЭП на коррозионное состояние МТ в аварийном режиме работы не оценивается ввиду его кратковременного действия.

### ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В качестве примера ниже представлен расчет влияния ЛЭП на МТ (рис. 3) для следующих исходных данных: среднее значение удельного сопротивления грунтов в районе сближения с ЛЭП  $\rho_3 = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ; параметры проектируемого МТ: диаметр  $D_{\text{ТР}} = 273 \times 8 \text{ мм}$ , сопротивление ЗП  $R_{\text{из}} = 3 \cdot 10^5 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$ ; параметры существующей ЛЭП 110 кВ (50 Гц): рабочий ток  $I_p = 300 \text{ А}$ , ток КЗ  $I_{\text{КЗ}} = 5 \text{ кА}$ , средняя высота нижнего провода над землей  $h_1 = 10 \text{ м}$ , тип опор ЛЭП представлен на рис. 5;  $k_3 = 1$ ;  $k_p = 1$ .

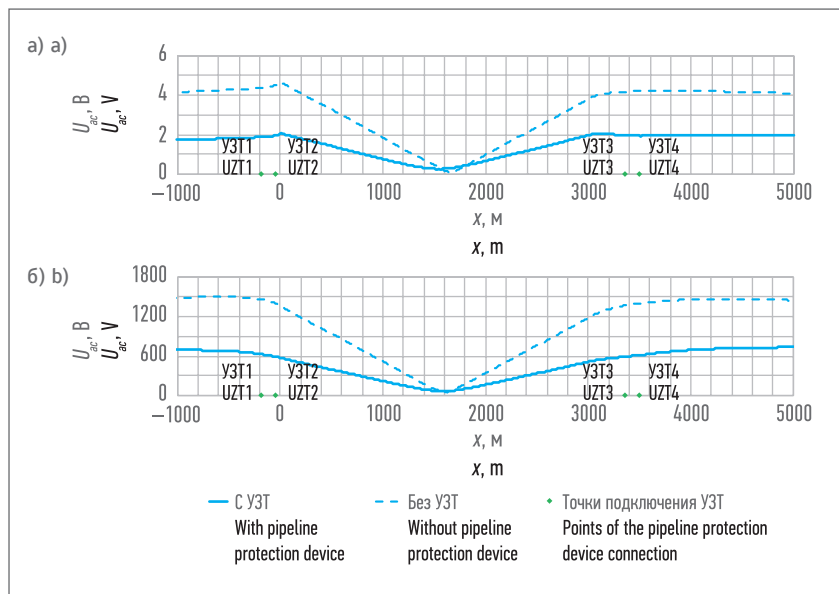


Рис. 5. Модуль комплекса напряжения прикосновения  $U_{ac}$  на трубопроводе: а) при нормальном режиме работы ЛЭП без УЗТ и при подключении УЗТ; б) при аварийном режиме работы ЛЭП без УЗТ и при подключении УЗТ

Fig. 5. Module of the contact voltage complex  $U_{ac}$  on the pipeline: а) under the normal operating mode of the power transmission line without the pipeline protection devices and when the pipeline protection devices are connected; б) in the emergency operation mode of the power transmission line without the pipeline protection devices and when the pipeline protection devices are connected

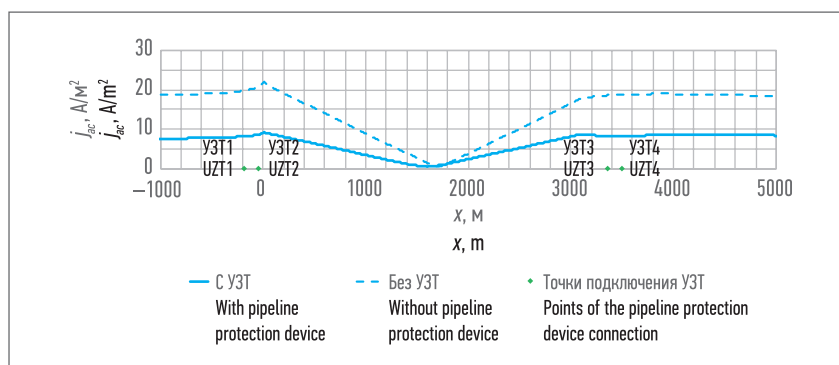


Рис. 6. Плотности токов утечки с возможных дефектов ЗП площадью  $1 \text{ см}^2$  трубопровода без УЗТ и при подключении УЗТ

Fig. 6. Density of leakage currents from possible defects of the protective overlayer with area of  $1 \text{ cm}^2$  of the pipeline without the pipeline protection devices and when the pipeline protection devices are connected

Критерии опасности: напряжение прикосновения на МТ в нормальном режиме работы ЛЭП  $U_{ac\text{max}} > 60 \text{ В}$ , напряжение прикосновения на МТ при КЗ ЛЭП на землю  $U_{ac\text{КЗmax}} > 1000 \text{ В}$ , плотность тока утечки на дефекте ЗП  $j_{ac\text{max}} > 10 \text{ А/м}^2$  (площадь дефекта  $1 \text{ см}^2$ ).

Значения продольной ЭДС  $E$ , наведенной на МТ при нормальном и аварийном режимах работы ЛЭП, представлены на рис. 4а и 4б соответственно. Напряжения

прикосновения  $U_{ac}$ , вызванные магнитным влиянием ЛЭП в нормальном и аварийном режимах работы ЛЭП, на МТ представлены на рис. 5а и 5б соответственно. Максимальное значение напряжения прикосновения на МТ при нормальном режиме работы ЛЭП составляет  $U_{ac\text{max}} = 4,9 \text{ В}$ . Максимальное значение напряжения прикосновения на МТ при аварийном режиме работы ЛЭП составляет  $U_{ac\text{КЗmax}} = 1496,2 \text{ В}$ . Плотности

Расчетные параметры УЗТ  
Calculated parameters of the pipeline protection device

№ УЗТ No. of pipeline protection device	Координата трубопровода, км Coordinate of the pipeline, km	$Z_3$ , Ом $Z_3$ , Ohm	$I_{УЗТ}$ , А	$I_{УЗТ,КЗ}$ , А
1	-0,200	0,8	2,3	753,6
2	-0,050	0,8	2,3	721,9
3	3,350	0,8	2,4	722,4
4	3,500	0,8	2,2	768,0

токов утечки с МТ с возможных дефектов ЗП (при их наличии на участке рассматриваемого пересечения) при нормальном режиме работы ЛЭП представлены на рис. 6. Максимально возможная плотность тока утечки  $j_{acmax}$  с трубопровода через дефект ЗП площадью  $S = 1 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$  составляет  $j_{acmax} = 21,9 \text{ А/м}^2$ .

#### ВЫВОДЫ

По результатам расчетов можно сделать следующие выводы.

В нормальном режиме работы ЛЭП (длительный режим) максимальные напряжения прикосновения на МТ не представляют опасности для обслуживающего персонала.

При аварийном режиме работы ЛЭП максимальные напряжения прикосновения на МТ являются опасными и должны быть снижены до уровня <1000 В.

Расчетные величины максимальных плотностей токов утечки являются коррозионно-опасными для МТ и должны быть снижены до уровня <10 А/м<sup>2</sup>.

С использованием метода контурных токов с учетом расчетных величин наведенных ЭДС индукции выполнен подбор параметров и места установки УЗТ на МТ путем многократного решения системы линейных уравнений. Подключение к МТ УЗТ в количестве четырех штук снижает плотности токов утечки с возможных дефектов ЗП в зоне сближения при нормальном режиме работы ЛЭП до уровня ниже коррозионно-опасного порога 10 А/м<sup>2</sup>. Места установки УЗТ, расчетное входное сопротивление заземляющего устройства  $Z_3$  в точке подключения УЗТ и расчетные значения токов  $I_{УЗТ}$  стекающих через УЗТ при различных ре-

жимах работы ЛЭП, представлены в таблице. Максимальное значение плотности тока утечки  $j_{acmax}$  с МТ через дефект ЗП площадью  $S_d = 1 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$  после подключения УЗТ не превышает  $j_{acmax} = 9,3 \text{ А/м}^2$ . Максимальное значение напряжения прикосновения  $U_{acmax}$  на МТ при аварийном режиме работы ЛЭП после подключения УЗТ не превышает  $U_{acmax} = 735,1 \text{ В}$ . В интервале координат МТ от 0,75 до 4,13 км относительно точки пересечения с осью существующей ЛЭП 110 кВ обслуживание МТ необходимо выполнять в средствах индивидуальной защиты.

В статье освещены история проблемы влияния ЛЭП на МТ и оценка опасности этого влияния, показан подход, применяемый в ЗАО «Трубопроводные системы и технологии», с примером выполненной оценки. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Яблучанский А.И., Лейба В.М., Олексеичук В.Р. Методика оценки опасного влияния высоковольтных линий электропередачи переменного тока на подземный трубопровод и технические решения по устранению этого влияния // Мат-лы отраслевого совещания по вопросам защиты от коррозии. М.: ООО «Газпром экспо», 2010. С. 191–207.
2. Яблучанский П.А. Обоснование мероприятий по защите подземных нефтегазопроводов от коррозионного воздействия высоковольтных линий электропередачи переменного тока. Дис. ... к.т.н. СПб., 2014. 126 с.
3. Костенко М.В. Взаимные сопротивления между воздушными линиями с учетом поверхностного эффекта в земле // Электричество. 1955. № 10. С. 29–34.
4. Михайлов М.И., Разумов Л.Д., Соколов С.А. Электромагнитные влияния на сооружения связи. М.: Связь, 1979. 264 с.
5. Крапивский Е.И., Яблучанский П.А. Алгоритм расчета электромагнитного влияния линии электропередачи переменного тока на подземный трубопровод // Горный информ.-аналит. бюллетень. 2013. № 2. С. 213–224.
6. Захаров Д.Б., Яблучанский П.А., Титов А.В. Об оценке коррозионного воздействия ЛЭП на подземный трубопровод при их пересечении // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2013. № 12. С. 68–74.

#### REFERENCES

1. Yabluchansky A.I., Leyba V.M., Olekseychuk V.R. Method for Assessing the Hazardous Effect of High-Voltage Alternate Current Transmission Lines on the Underground Pipeline and Technical Solutions to Eliminate This Influence. Materials of the Industry Meeting on Corrosion Protection. Moscow, Gazprom expo LLC, 2010, P. 191–207. (In Russian)
2. Yabluchansky P.A. Substantiation of Measures to Protect Underground Oil and Gas Pipelines against the Corrosive Effect of High-Voltage Alternate Current Transmission Lines. Cand. Sci. (Eng.) Dissertation. Saint Petersburg, 2014, 126 p. (In Russian)
3. Kostenko M.V. Mutual Resistance between Air Lines Taking into Account the Surface Effect in the Earth. Elektrichestvo = Electricity, 1955, No. 10, P. 29–34. (In Russian)
4. Mikhaylov M.I., Razumov L.D., Sokolov S.A. Electromagnetic Influences on Communications Structures. Moscow, Svyaz, 1979, 264 p. (In Russian)
5. Krapivsky E.I., Yabluchansky P.A. Algorithm for AC Transmission Line Electromagnetic Effect on Underground Pipeline. Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten = Mining Information-Analytical Bulletin, 2013, No. 2, P. 213–224. (In Russian)
6. Zakharov D.B., Yabluchansky P.A., Titov A.V. On Assessment of Corrosive Effect of Power Transmission Lines on the Underground Pipeline at Their Intersection. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory, 2013, No. 12, P. 68–74. (In Russian)