

ИНФОРМАЦИЯ
О ПОДПИСКЕ НА СТР. 51

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12

ISSN 2072-2745

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

выходит с сентября 2001 года

лидеры знают больше

декабрь 2013



32 Возможности повышения эффективности освоения залежей углеводородов, приуроченных к карбонатным отложениям палеозойской группы Западной Сибири

80 О возможности штанговой эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра

94 Расчет напряженно-деформированного состояния газопровода при капитальном ремонте с использованием труб повторного применения



18+

www.neftegas.info

УДК 622.692.4.076:620.193

Д.Б. Захаров, генеральный директор, ЗАО «Трубопроводные системы и технологии», e-mail: d.zakharov@pipe-st.ru;
П.А. Яблuchанский, аспирант, Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» (г. Санкт-Петербург),
 e-mail: pajabluchanskiy@gmail.com; **А.В. Титов**, начальник отдела электротехнического оборудования ЭХЗ,
 ЗАО «Трубопроводные системы и технологии», e-mail: a.titov@pipe-st.ru

Об оценке коррозионного воздействия ЛЭП на подземный трубопровод при их пересечении

При пересечении подземного трубопровода высоковольтными линиями электропередачи (ЛЭП) требуется оценить степень коррозионного воздействия электромагнитного поля ЛЭП на трубопровод и при необходимости предусмотреть мероприятия по его устранению. Существующие в России методики оценки не учитывают в полной мере всех факторов, существенно влияющих на величину плотности тока через дефект в защитном покрытии трубопровода, являющуюся основным показателем коррозионного воздействия ЛЭП на трубопровод. В работе проведен анализ основных факторов, которые необходимо учитывать при определении степени коррозионного воздействия ЛЭП на трубопровод.

Ключевые слова: коррозия под воздействием переменного тока, оценка коррозионного воздействия ЛЭП на трубопровод, плотность тока через дефект в защитном покрытии подземного трубопровода, влияние катодной защиты на сопротивление растеканию тока с дефекта покрытия.

Воздействие высоковольтных линий электропередачи переменного тока на подземный трубопровод может явиться причиной аварийной ситуации, приводящей к отказу трубопроводной системы. ЛЭП оказывает на подземный трубопровод электромагнитное воздействие, вызывающее при определенных условиях коррозионное разрушение. Основные исследования коррозии стали под воздействием переменного тока проводились в России в 1963–1972 гг. [1–4]. В результате лабораторных, теоретических и полевых исследований был установлен критерий опасности воздействия переменного тока на магистральный трубопровод по величине критической плотности тока утечки с дефектов в защитном покрытии подземного трубопровода $-j_k > 20 \text{ А/м}^2$ [4]. В настоящее время критерий опасности коррозионного воздействия переменного тока на магистральный трубопровод включен как в государственные стан-

дарты, так и в некоторые отраслевые нормы: ГОСТ 9.602-2005 $-j_k > 10 \text{ А/м}^2$ [5], СТО «Газпром» 9.0-001-2009 $-j_k > 30 \text{ А/м}^2$ [5]; РД-17.220.00-КТН-151-10 ОАО «АК «Транснефть» $-j_k > 10 \text{ А/м}^2$ [6]. Однако существующие в России методики оценки коррозионного воздействия ЛЭП на трубопровод при их пересечении не учитывают в полной мере всех факторов, существенно влияющих на величину плотности тока через дефект в защитном покрытии трубопровода [6].

В работе выполнен анализ степени влияния основных физических факторов на величину плотности тока утечки через возможный дефект в защитном покрытии трубопровода. В результате проведенного анализа были получены расчетные номограммы плотности тока утечки через дефект диаметром d в защитном покрытии трубопровода, позволяющие произвести экспресс-оценку степени влияния ЛЭП на коррозионное

состояние подземного трубопровода при их пересечении.

Установленные нормы коррозионной опасности для подземных трубопроводов под влиянием ЛЭП требуют выделения зон потенциально опасных в плане возможных коррозионных повреждений на существующих трубопроводах и включения их в план первоочередных обследований. Решение этой задачи в самые короткие сроки трудно выполнимо в связи с большой протяженностью трубопроводных систем и, самое главное, отсутствием доступных методик прогнозирования таких зон.

АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА КОРРОЗИОННУЮ ОПАСНОСТЬ

При пересечении ЛЭП переменного тока с подземным трубопроводом на трубопроводе под влиянием электромагнитной индукции возникают индуцированные напряжения и токи. По

результатам выполненного анализа основными параметрами, определяющими величину потенциал U_{acr} , наведенного на трубопроводе под воздействием пересекаемой ЛЭП, являются:

- сила тока I в проводах ЛЭП, А;
- профиль опоры ЛЭП (расположение проводов друг относительно друга);
- угол пересечения, φ ;
- электрическое сопротивление грунта ρ в зоне пересечения, Ом*м;
- электрическое сопротивление защитного покрытия трубопровода $R_{из}$, Ом*м².

Анализ выполнялся на основе теоретических расчетов с использованием алгоритма расчета индуцированного электромагнитного поля на подземном трубопроводе под воздействием ЛЭП [7]. Расчетная схема сближения элемента ЛЭП с трубопроводом представлена на рисунке 1.

Алгоритм расчета наведенного на трубопроводе электрического потенциала имеет общий вид:

$$\dot{U}_{t(x)} = \sum_{i=1}^n \dot{E}_i \cdot \dot{P}_i$$

где x – координата точки расчета наведенного на трубе потенциала, м; $n = L/dL$; L – длина сближения, м; dL – шаг расчета на трубопроводе ЭДС взаимной индукции \dot{E}_i , м.

Здесь

$$\dot{E}_i = \pm \frac{1}{2} \sum_{k=1}^m \dot{Z}_{k(x_i)} \cdot \dot{I}_k \cdot dL$$

где \dot{E}_i – комплекс продольной ЭДС взаимной индукции, наведенной влияющей ЛЭП на i -м отрезке трубопровода

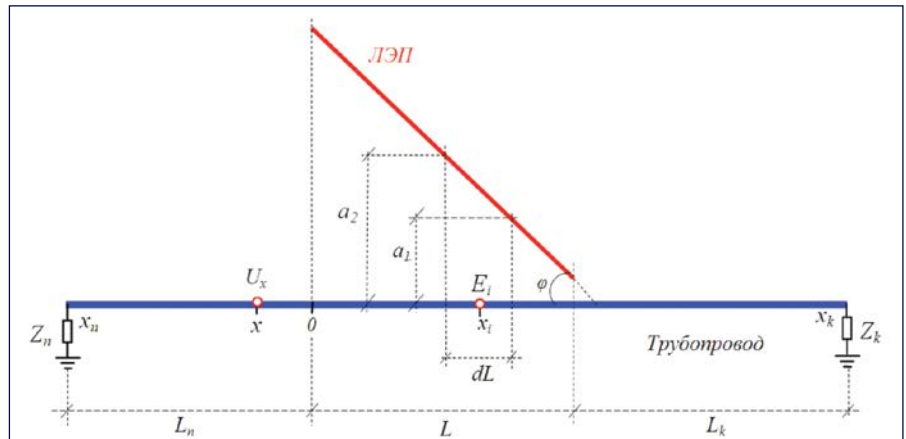


Рис. 1. Схема сближения элемента ЛЭП с трубопроводом

длиной dL в координате x_i , В/дЛ; m – количество фаз ЛЭП; x_i – координата i -й ЭДС, наведенной на трубопроводе, м; $\dot{Z}_{k(x_i)}$ – взаимное магнитное сопротивление между k -й фазой влияющей ЛЭП и трубопроводом на i -м отрезке длиной dL в координате x_i [8], Ом/дЛ; \dot{I}_k – ток k -й фазы ЛЭП, А; знак перед дробью $\frac{1}{2}$ выбирается в зависимости от значения координаты x_i относительно координаты x , в которой рассчитывается потенциал $\dot{U}_{t(x)}$: $+\frac{1}{2}$ при $x_i \geq x$; $-\frac{1}{2}$ при $x_i < x$

$$\dot{P}_i = \frac{e^{\dot{\gamma}(L_i - |x - x_i|)} + P_o e^{-\dot{\gamma}(L_i - |x - x_i|)}}{e^{\dot{\gamma}L_i} + P_o e^{-\dot{\gamma}L_i}}$$

где $\dot{\gamma}$ – постоянная распространения трубопровода, 1/м; x – координата точки расчета наведенного на трубе потенциала, м; L_i – расстояние от трубы вне зоны сближения, м;

$$P_o = \frac{Z_z - Z_u}{Z_z + Z_u}$$

Z_z – сопротивление нагрузки на конце трубопровода, Ом;

$$Z_z = Z_n, L_i = L_n + x_i \text{ при } (x - x_i) \leq 0;$$

$$Z_z = Z_k, L_i = L + L_k - x_i \text{ при } (x - x_i) > 0.$$

Если длины участков трубы L_n и L_k , расположенные вне зоны сближения, считать бесконечными, то

$$\dot{P}_i = e^{-\dot{\gamma}|x - x_i|}.$$

Анализ параметров, определяющих величину наведенного потенциала U_{acr} , проводился для схемы пересечения, представленной на рисунке 2. Схема пересечения выбрана в соответствии с требованиями ПУЭ, в котором пересечение ЛЭП с подземными трубопроводами в коридоре не менее 30 м должно выполняться под углом не менее 60°. Характер распределения напряжения прикосновения по длине трубопрово-

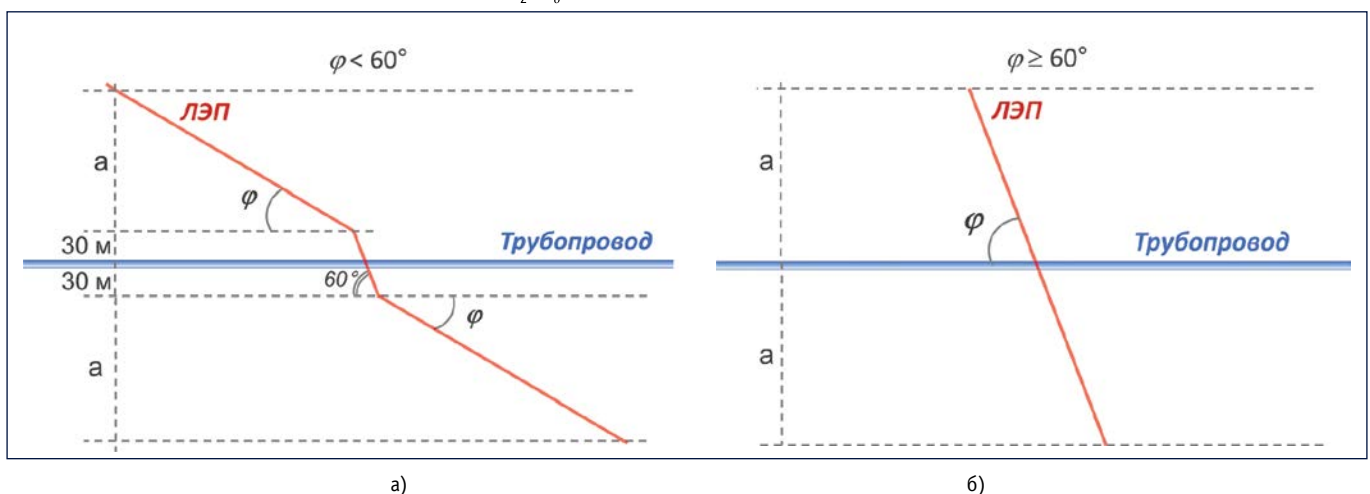


Рис. 2. Схемы пересечения трубопровода с ЛЭП под углом φ в коридоре шириной $2a$

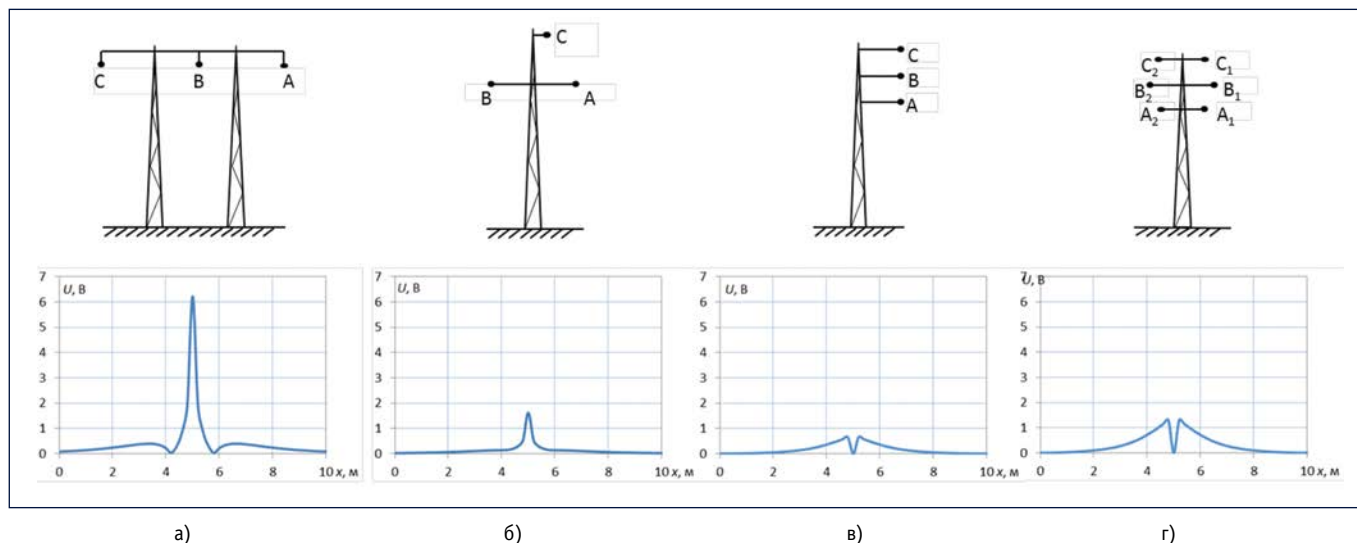


Рис. 3. Распределение потенциала U , наведенного на трубопроводе при пересечении с ЛЭП под углом $\varphi = 45^\circ$. Профили опор с расположением фаз: горизонтальным (а), треугольным (б), вертикальным (в – одноцепная ЛЭП, г – двухцепная ЛЭП). Параметры ЛЭП: $I = 1000\text{ А}$ – ток ЛЭП; $H = 10\text{ м}$ – высота подвеса нижнего провода ЛЭП. Параметры трубопровода: $D = 1020 \times 16\text{ мм}$ – диаметр и толщина стенки; $R_{из} = 10^3\text{ Ом}^*\text{м}^2$ – сопротивление защитного покрытия. Сопротивление грунтов $\rho = 100\text{ Ом}^*\text{м}$. Схема пересечения представлена на рисунке 1

да, наведенного вследствие влияния пересекаемой под углом $\varphi = 45^\circ$ ЛЭП с различным типом опор, представлен на рисунке 3. Для профилей опор с горизонтальным и треугольным расположением фаз напряжение прикосновения на трубопроводе имеет один максимум, находящийся в точке пересечения оси ЛЭП с трубопроводом. Профили опор с вертикальным расположением фаз, как одноцепные, так и двухцепные, имеют два максимума, находящихся на некотором расстоянии от места пересечения.

На примере трехфазной ЛЭП 500 кВ с опорами типа ПБ2Т с горизонтальным расположением проводов (ток $I = 1\text{ кА}$) выполнен расчет зависимостей максимального наведенного потенциала от угла пересечения φ , сопротивления грунта ρ , сопротивления защитного покрытия трубопровода $R_{из}$ и диаметра трубопровода D (рис. 4).

Анализ влияния параметров $R_{из}$, D , ρ на величину наведенного на трубопроводе потенциала выполнялся в виде зависимостей $\Delta U/I$, % от удельного сопротив-

ления грунтов (dU_ρ), сопротивления защитного покрытия ($dU_{R_{из}}$), диаметра трубопровода (dU_D) (рис. 5):

$$dU_\rho = [(U/I_{10000} - U/I_1) / U/I_{10000}] * 100, \%$$

где U/I_1 – максимальный U/I на трубопроводе при $\rho = 1\text{ Ом}^*\text{м}$ для $R_{из} = 10^3 \div 10^6\text{ Ом}^*\text{м}^2$ и $D = 219 \div 1420\text{ мм}$,

U/I_{10000} – максимальный U/I на трубопроводе при $\rho = 10000\text{ Ом}^*\text{м}$ для $R_{из} = 10^3 \div 10^6\text{ Ом}^*\text{м}^2$ и $D = 219 \div 1420\text{ мм}$;

$$dU_{R_{из}} = [(U/I_6 - U/I_3) / U/I_6] * 100, \%$$

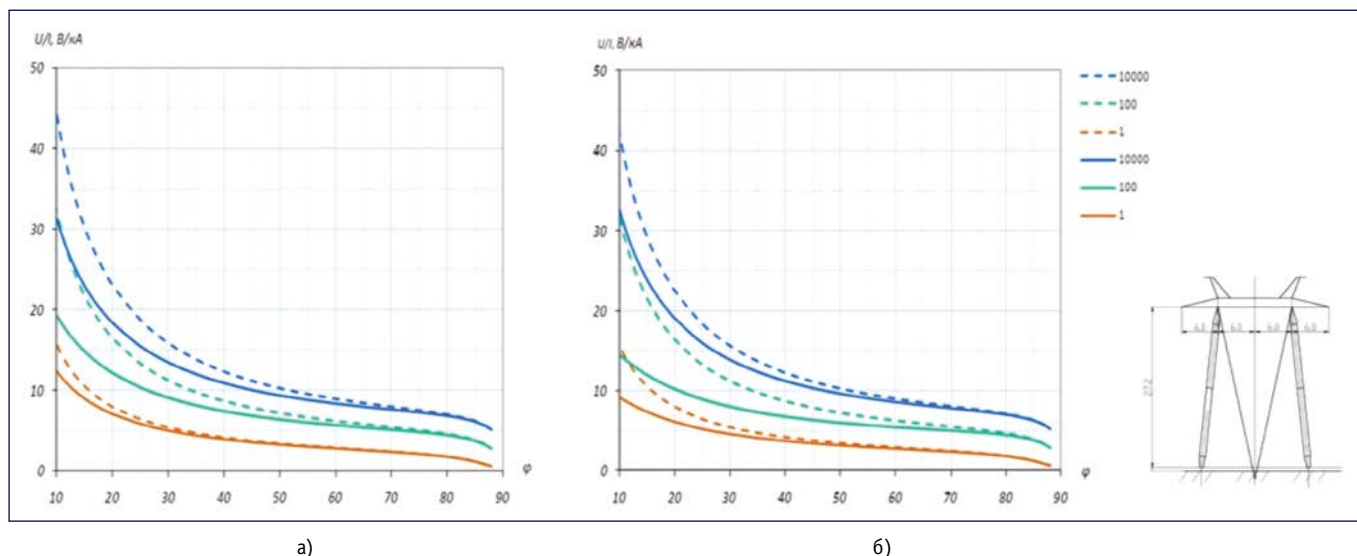


Рис. 4. Графики максимального потенциала U/I , наведенного на трубопроводе D219 (а) и D1420 (б) при пересечении ЛЭП 500 кВ с опорами типа ПБ2Т (ток $I = 1\text{ кА}$) в зависимости от угла пересечения φ для различных ρ грунта (индекс кривых) при изменении защитного покрытия $R_{из}$ в диапазоне $10^2 \div 10^6\text{ Ом}^*\text{м}^2$ (сплошная линия – $R_{из} = 10^2\text{ Ом}^*\text{м}^2$, пунктирная линия – $R_{из} = 10^6\text{ Ом}^*\text{м}^2$).

где U/I_3 – максимальный U/I на трубопроводе при $R_{из} = 10^3 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ для $\rho = 1 \div 10000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и $D = 219 \div 1420 \text{ мм}$,
 U/I_6 – максимальный U/I на трубопроводе при $R_{из} = 10^6 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$
 для $\rho = 1 \div 10000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и $D = 219 \div 1420 \text{ мм}$;

$$dU_D = [(U/I_{219} - U/I_{1420}) / U/I_{219}] \cdot 100, \%$$

где U/I_{219} – максимальный U/I на трубопроводе при $D = 219 \text{ мм}$ для $R_{из} = 10^3 \div 10^6 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ и $\rho = 1 \div 10000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$,
 U/I_{1420} – максимальный U/I на трубопроводе при $D = 1420 \text{ мм}$ для $R_{из} = 10^3 \div 10^6 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ и $\rho = 1 \div 10000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Анализ представленных зависимостей максимального $\Delta U/I$, %, для различных углов пересечения показывает значительное влияние всех вышеперечисленных факторов на величину наведенного на трубопроводе потенциала (табл. при рис. 5). Изменение $\Delta U/I$, %, не превышающее 10%, наблюдается только для параметров D при $\varphi > 45^\circ$ и $R_{из}$ при $\varphi > 70^\circ$.

Анализ для ЛЭП с другими профилями опор в целом подтверждает представленные выше зависимости от угла пересечения, сопротивления грунта, диаметра трубопровода и сопротивления защитного покрытия.

Для оценки коррозионной опасности по значению наведенного напряжения U_{ac} рассчитывается плотность тока j_d утечки через возможный дефект покрытия. Плотность тока через дефект является основным критерием коррозионной опасности воздействия переменного тока на трубопровод. Плотность тока j_d , $\text{А}/\text{м}^2$ через дефект в защитном покрытии определяют по формуле

$$j_d = \frac{U_{ac}}{R \cdot S} \quad (1)$$

где S – площадь поверхности дефекта в защитном покрытии, м^2 ; R – сопротивление растеканию тока с дефекта, Ом . Сопротивление растеканию тока с дефекта R выражается зависимостью [9]

$$R = \frac{\rho}{2 \cdot d} \quad (2)$$

где d – диаметр дефекта в покрытии, м ; ρ – электрическое сопротивление грунта, $\text{Ом} \cdot \text{м}$.

Из (1) и (2) плотность тока на дефекте выражается формулой

$$j_d = \frac{2,548 \cdot U_{ac}}{\rho \cdot d} \quad (3)$$

При известном напряжении U_{ac} и постоянном сопротивлении грунта ρ плотность тока j_d будет тем больше, чем меньше диаметр дефекта. Дефекты малой площади подвержены риску коррозионного разрушения больше, чем дефекты большой площади при том же напряжении U_{ac} .

При оценке воздействия ЛЭП на трубопровод дефект покрытия обычно принимается стандартным. В отечественной нормативной документации площадь стандартного дефекта в защитном покрытии трубопровода равна $S_d = 6,25 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ [10], в зарубежных нормах стандартный дефект принят площадью $S_d = 1 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$.

При неизменном диаметре дефекта плотность тока будет тем больше, чем меньше сопротивление грунта. Сопротивление грунта, непосредственно прилегающего к дефекту, не явля-



на правах рекламы

Выявляя дефекты. Избегая потерь.

Тепловизор **testo 875i** надежно выявляет причины неполадок на нефтеперерабатывающих предприятиях.

- Термограммы с разрешением 320x240 пикселей с технологией SuperResolution (детектор 160x120 пк)
- Автоматическое распознавание горячих точек
- Сменный объектив для измерений на разных расстояниях

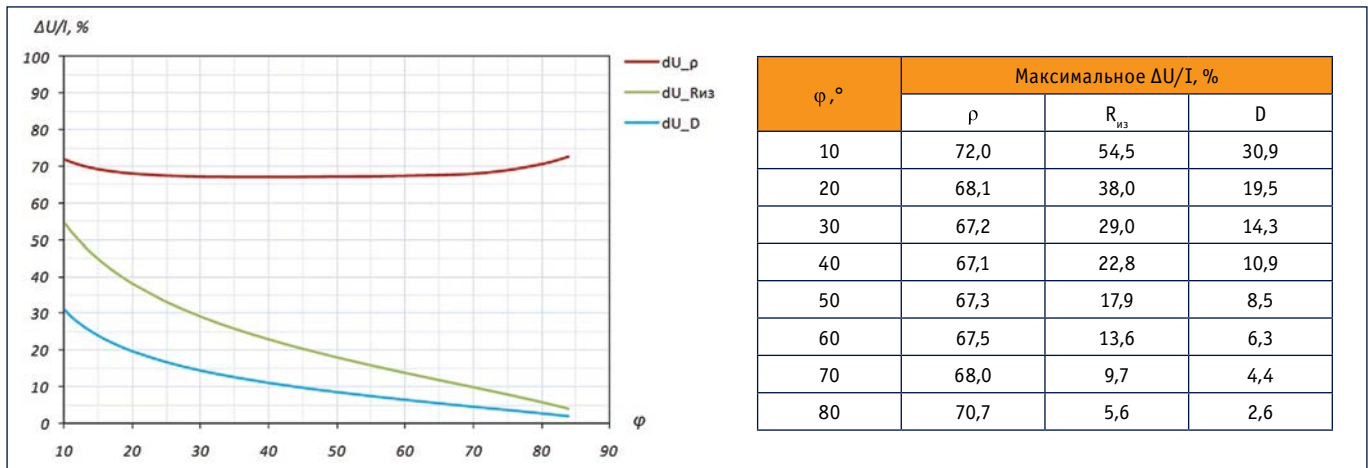


Рис. 5. Максимальное изменение $\Delta U/I$, %, в зависимости от угла пересечения φ при изменении параметров в диапазоне: диаметр трубопровода D 219÷1420 мм; сопротивление защитного покрытия $R_{из}$ $10^3 \pm 10^6$ Ом*м²; удельное сопротивление земли ρ 1÷10000 Ом*м. Индекс кривых – максимальное изменение $\Delta U/I$, %, относительно удельного сопротивления грунтов (dU_{ρ}), сопротивления защитного покрытия ($dU_{R_{из}}$), диаметра трубопровода (dU_D).

ется постоянной величиной. В работах [11, 12] обращено внимание на то, что в месте дефекта могут происходить значительные изменения сопротивления грунта при совместном действии наведенных переменных токов и тока катодной защиты. Ток катодной защиты способствует образованию ионов OH⁻ в земле в непосредственной близости от дефекта, увеличивающему pH грунта в этой области, следствием чего является уменьшение сопротивления грунта, прилегающего к дефекту.

Для выявления зависимостей изменения сопротивления грунта под воздействием токов катодной защиты были проведены экспериментальные исследования на одном из действующих магистральных газопроводов. Для измерений использовались вспомогательные электроды (ВЭ), подключенные к трубопроводу и расположенные рядом со стандартным электродом сравнения и имеющие оголенную стальную поверхность заданной площади, что позволяет имитировать дефект в защитном покрытии трубопровода и контролировать параметры переменного тока непосредственно на дефекте.

Измерения на ВЭ площадью $S = 0,000625$ м², $d = 0,0282$ м, установленном на трубопроводе, показали следующие результаты:

U_{ac} на трубопроводе, В – 3,1;

I_{ac} через вспомогательный электрод (ВЭ), А – 0,042;

j_{ac} на ВЭ ($j = I/S$), А/м² – 67,2; R_D растеканию ВЭ ($R_D = U/I$), Ом – 73,8; ρ_D грунта в месте ВЭ ($\rho_D = R_D \cdot 2d$), Ом*м – 4,2.

По данным изысканий, сопротивление грунта в месте установки контрольно-измерительного пункта составляет 25 Ом*м, что примерно в 6 раз меньше значения сопротивления грунта, прилегающего непосредственно к ВЭ. Расчетная плотность тока, определенная по напряжению прикосновения $U_{ac} = 3,1$ В с использованием значений сопротивления грунтов по данным изысканий 25 Ом, составляет 11,2 А/м², что в 6 раз меньше, чем фактическая 67,2 А/м².

На этом же трубопроводе рядом со стандартным ВЭ, результаты измерений на котором представлены выше, был установлен новый ВЭ площадью $1 \cdot 10^{-4}$ м² с целью проследить динамику изменения сопротивления грунта во времени. Измерения осуществлялись в период с 20.06.2012 г. по 25.03.2013 г. с периодичностью 10 дней. Полученные данные представлены на рисунке 6.

По графикам видно, что сопротивление грунта ρ_D (рис. 6в), прилегающего непосредственно к дефекту, в течение времени уменьшается с 25 до 5 Ом*м, при этом плотность тока j_{ac} возрастает с 10 до 40–50 А/м². Измерения на других трубопроводах показали аналогичную зависимость уменьшения сопротивле-

ния грунта, непосредственно прилегающего к ВЭ, в 4–10 раз по сравнению с сопротивлением грунтов, вмещающих трубопровод.

Результаты измерений говорят о необходимости учитывать изменение сопротивления грунта дефекта как один из основных факторов, определяющих величину плотности тока через дефект, при оценке коррозионного воздействия ЛЭП на подземный трубопровод.

Построение доступной методики прогнозирования коррозионно-опасных зон на трубопроводе, вызванных влиянием ЛЭП при их пересечении, по значениям плотности тока утечки с дефектов, полученной по величине расчетного наведенного потенциала $\ddot{U} = U/I$, не позволяет изобразить зависимость \ddot{U} от φ с использованием минимального количества номограмм, удобных для пользования, в связи со значительным диапазоном изменения параметра \ddot{U} от основных физико-технических характеристик трубопровода ($R_{из}$, D , ρ , φ) даже для одного типа опоры ЛЭП.

Создание методики прогнозирования коррозионно-опасных зон на трубопроводе можно упростить, используя вместо \ddot{U} параметр ξ в зависимости от угла пересечения φ для различных удельных сопротивлений грунтов ρ :

$$\xi = 2,548 \cdot \ddot{U} / \rho \quad (4)$$

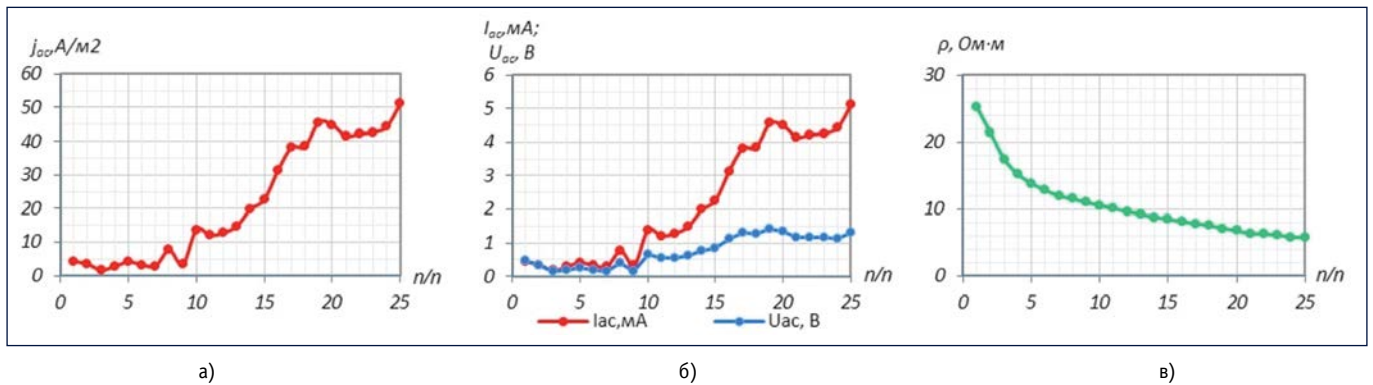


Рис. 6. Измерения на вспомогательном электроде одного из действующих трубопроводов, находящегося в зоне влияния ЛЭП переменного тока: плотность тока $j_{ср}$ через ВЭ (а); напряжение переменного тока $U_{ср}$ и сила переменного тока $I_{ср}$ через ВЭ (б); сопротивление грунта ρ , прилегающего к дефекту (в)

с учетом поправочных коэффициентов $k_{из}$ за сопротивление защитного покрытия трубопровода.

Для примера на рисунке 7 представлена номограмма для оценки коррозионного влияния на трубопровод диаметром 219 мм под воздействием ЛЭП 500 кВ с опорами типа ПБ2Т при их пересечении. Полученная номограмма позволяет рассчитать плотность токов утечки j , А/м² с дефектов защитного покрытия трубопровода с использованием значений ξ , В/(кА*Ом*м) и коэффициента $k_{из}$ для

параметров, изменяющихся в пределах:

- электрическое сопротивление защитного покрытия, Ом*м² – $10^3 \div 10^6$;
- электрическое сопротивление грунтов, Ом*м – $1 \div 10^5$.

Плотность тока утечки с дефекта в защитном покрытии рассчитывается из выражения

$$j = (\xi/d) \cdot I \cdot k_p \cdot k_{из} \text{ [A/m}^2\text{]},$$

где d – диаметр дефекта, м; I – ток ЛЭП, кА; k_p – коэффициент снижения сопро-

тивления грунта в непосредственной близости от дефекта вследствие влияния катодной защиты трубопровода ($k_p = 4 \div 10$); $k_{из}$ – коэффициент, учитывающий сопротивление защитного покрытия трубопровода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненный анализ показывает, что при оценке коррозионной опасности воздействия ЛЭП с различными профилями опор при пересечении под различными углами с подземным трубопроводом необходимо дополнительно учитывать четыре основных фактора:

- сопротивление грунта с учетом его изменения под воздействием катодной защиты;
- диаметр трубопровода;
- сопротивление защитного покрытия трубопровода;
- размер возможного дефекта в защитном покрытии трубопровода.

Катодная защита трубопровода влияет на сопротивление грунта, прилегающего к дефекту. Из этого следует, что при оценке коррозионной опасности влияния ЛЭП на подземный трубопровод при расчете плотности тока на дефекте в защитном покрытии необходимо вводить поправочный коэффициент $k_p = 4 \div 10$, учитывающий изменение сопротивления грунтов в районе дефекта под действием катодной защиты трубопровода.

Номограммы могут быть построены для наиболее часто встречающихся типов опор ЛЭП (П110, П220, П330, ПБ2Т). Для их использования достаточно знать силу тока в проводах ЛЭП, сопротив-

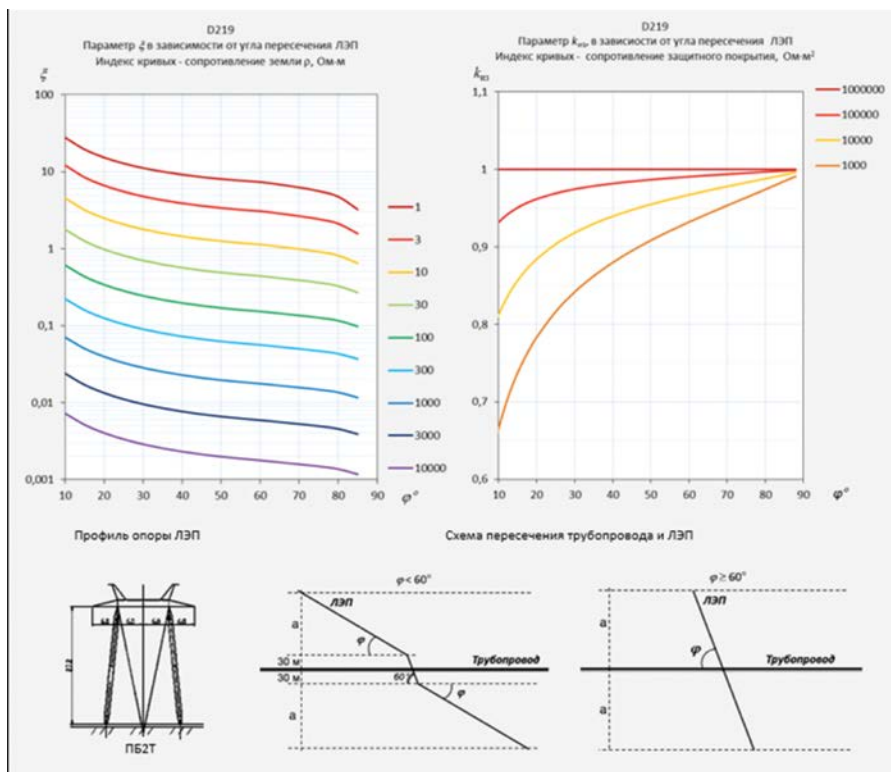


Рис. 7. Номограмма для расчета плотности тока утечки через дефект в защитном покрытии подземного трубопровода при пересечении им трассы ЛЭП

ление грунта в зоне пересечения, угол пересечения, диаметр трубопровода и сопротивление защитного покрытия трубопровода. Выполненный анализ степени влияния основных физических факторов

на величину плотности тока утечки через возможный дефект в защитном покрытии трубопровода позволяет разработать простую методику оценки степени влияния ЛЭП на коррозионное состояние подземного

трубопровода при их пересечении. Данная методика позволит оперативно выделять на существующих трубопроводах коррозионно-опасные зоны и включать их в план первоочередных обследований.

Литература:

1. Толстая М.А., Иоффе Э.И., Потемкинская И.В. Влияние переменного тока промышленной частоты на электрокоррозию стали // Газовое дело: Сборник. – № 3. – ЦНИИЭНефтегаз, 1963.
2. Толстая М.А., Иоффе Э.И., Потемкинская И.В. Электрохимическая коррозия стальных подземных сооружений переменным током промышленной частоты // Газовое дело: Сборник. – № 3. – ЦНИИЭНефтегаз, 1964.
3. Стрижевский И.В., Дмитриев В.И. Теория и расчет влияния электрифицированной железной дороги на подземные металлические сооружения. – М.: Изд-во литературы по строительству, 1967. – 247 с.
4. Инструкция по защите от коррозии подземных стальных трубопроводов, расположенных в зоне действия рельсового электротранспорта на переменном токе / Академия коммунального хозяйства им. К.Д. Панфилова. – М.: Стройиздат, 1972. – 125 с.
5. СТО Газпром 9.0-001-2009 «Защита от коррозии. Основные положения».
6. РД-17.220.00-КТН-151-10 «Методика определения воздействия ВЛ-110 кВ и выше на коррозию нефтепровода и мероприятия по защите трубопровода».
7. Крапивский Е.И., Яблuchанский П.А. Алгоритм расчета электромагнитного влияния линии электропередачи переменного тока на подземный трубопровод // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. – № 2. – С. 213–224.
8. Костенко В.М. Взаимные сопротивления между воздушными линиями с учетом поверхностного эффекта в земле // Электричество. – 1955. – № 10. – С. 29–34.
9. Бэкман В., Швенк В. Катодная защита от коррозии: Справ. изд./ Пер. с нем. – М.: Металлургия, 1984. – 496 с.
10. ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».
11. The CEOCOR Booklet, AC corrosion on cathodically protected pipelines. Guidelines for risk assessment and mitigation measures. – APCE, 2001. – 44 p.
12. DGC.FAUGT.10 AC/DC interference corrosion in pipelines. Summary Report, MetriCorr, 25.04.2006. – 46 p.

D.B. Zakharov, General Director, Truboprovodnye Systemy i Tekhnologii CJSC, e-mail: d.zakharov@pipe-st.ru; **P.A. Yabluchanskiy**, PG student, National Mineral Resources University (University of Mines) (Saint-Petersburg), e-mail: pajabluchanskii@gmail.com; **A.V. Titov**, Head of the ECP Electrical Equipment Department, Truboprovodnye Systemy i Tekhnologii CJSC, e-mail a.titov@pipe-st.ru

Assessment Of AC Corrosive Effect On The Underground Pipeline When Crossing Power-Lines

When the underground pipeline crosses high-voltage power lines it is required to assess the corrosive effect of the electromagnetic field of power lines on the pipeline and if necessary to provide mitigating measures. Existing evaluation techniques in Russia do not consider all the factors that significantly affect the value of the current density at a holiday in the protective coating of the pipeline, which is the main indicator of the corrosive effect of power line on a pipeline. The main factors must be considered when determining the level of corrosive effect of power line on a pipeline are analyzed in the paper.

Keywords: AC corrosion, assessment of AC corrosive exposure of power-line on a pipeline, current density at a pipeline coating holiday, cathodic protection effect on the spread resistance of a coating holiday.

References:

1. Tolstaya M.A., Ioffe E.I., Potemkinskaya I.V. Vliyanie peremennogo toka promyshlennoy chastoty na elektrokorroziyu stali (Effect of power frequency alternating current on steel electrocorrosion) // Gas Business: Collection. – No. 3. – TsNIIEneftegaz, 1963.
2. Tolstaya M.A., Ioffe E.I., Potemkinskaya I.V. Elektrokhimicheskaya korroziya stal'nykh podzemnykh sooruzheniy peremennym tokom promyshlennoy chastoty (Electrochemical corrosion of steel underground structures with power frequency alternating current) // Gas Business: Collection. – No. 3. – TsNIIEneftegaz, 1964.
3. Strizhevskiy I.V., Dmitriyev V.I. Teoriya i raschet vliyaniya elektrifitsirovannoy zheleznoi dorogi na podzemnye metallicheskie sooruzheniya (Theory and calculation of electrified railway lines impact on underground steel structures). – Moscow: Publishing House of Books on Construction, 1967. – 247 p.
4. Instruksiya po zatshite ot korrozii podzemnykh stal'nykh truboprovodov, raspolozhennykh v zone deistviya rel'sovogo elektrotransporta na peremennom toke (Instruction for corrosion protection of underground steel pipelines located in the area of rail electric transport operation on alternating current) / K.D. Panfilov Academy of Communal Services. – Moscow: Stroyizdat, 1972. – 125 p.
5. СТО Газпром 9.0-001-2009 «Zatshita ot korrozii. Osnovnye polozheniya» («Corrosion protection. Fundamentals»).
6. RD-17.220.00-KTH-151-10 «Metodika opredeleniya vozdeistviya VL-110 kV i vyshе na korroziyu nefteprovoda i meropriyatiya po zatshite truboprovoda» («Methodology to determine the effect of 110 kV and above overhead transmission lines on the oil pipeline corrosion and activities for pipeline protection»).
7. Krapiivskiy Ye.I., Yabluchanskiy P.A. Algoritm rascheta elektromagnitnogo vliyaniya linii elektropredachi peremennogo toka na podzemnyi truboprovod (The algorithm to calculate the electromagnetic influence of AC power transmission lines on the underground pipelines) // Mining information and analytical newsletter. – 2013. – No. 2. – P. 213–224.
8. Kostenko V.M. Vzaimnye soprotivleniya mezhdru vozdushnymi liniyami s uchetom poverkhnostnogo effekta v zemle (Mutual resistance between overhead transmission lines with consideration of ground surface effect) // Electricity. – 1955. – No. 10. – P. 29–34.
9. Baeckmann W., Schwenk W. Katodnaya zatshita ot korrozii (Cathodic corrosion protection): Handbook; Translated from German. – Moscow: Metallurgiya, 1984. – 496 p.
10. GOST 9.602-2005 «Edinaya sistema zatshity ot korrozii i stareniya. Sooruzheniya podzemnye. Obtschie trebovaniya k zatshite ot korrozii» («Unified system of corrosion and ageing protection. Underground constructions. General requirements for corrosion protection»).
11. The CEOCOR Booklet, AC corrosion on cathodically protected pipelines. Guidelines for risk assessment and mitigation measures. – APCE, 2001. – 44 p.
12. DGC.FAUGT.10 AC/DC interference corrosion in pipelines. Summary Report, MetriCorr, 25.04.2006. – 46 p.