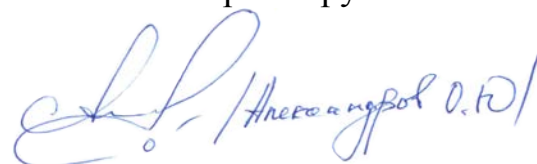


УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
Кафедра «Проектирование и эксплуатация магистральных  
газонефтепроводов»

На правах рукописи



Александров О.Ю.

АЛЕКСАНДРОВ ОЛЕГ ЮРЬЕВИЧ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ  
И МЕТОДИК ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ  
ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ, ПОДВЕРЖЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЮ  
ТЕЛЛУРИЧЕСКИХ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

Специальность 25.00.19 – Строительство и эксплуатация  
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:  
д-р техн. наук, профессор  
Р.В. Агиней

Ухта– 2018

## СОДЕРЖАНИЕ

|  |    |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....  | 5  |
| 1 АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ МЕТОДОВ<br>ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ<br>ТРУБОПРОВОДОВ, РАБОТАЮЩИХ В УСЛОВИЯХ ДЕЙСТВИЯ<br>БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ ..... | 14 |
| 1.1 Актуальность темы исследования. Виды источников блуждающих токов..   | 14 |
| 1.1.1 Воздушные высоковольтные линии электропередач переменного тока   | 18 |
| 1.1.2 Теллурические источники блуждающего тока .....   | 19 |
| 1.2 Моделирование геомагнитно-индуцированных токов в трубопроводе .....  | 23 |
| 1.3 Методы коррозионных изысканий при проектировании магистральных<br>трубопроводов .....  | 33 |
| 1.3.1 Оценка коррозионной активности грунта .....  | 33 |
| 1.3.2 Определение наличия, идентификация и оценка опасности источника<br>блуждающих токов .....  | 35 |
| 1.4 Методы определения, идентификации и оценки опасности блуждающих<br>токов для действующих нефтегазопроводов.....  | 38 |
| 1.5 Методы защиты нефтегазопроводов от блуждающих токов.....   | 41 |
| Выводы по главе 1 .....  | 44 |
| 2 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ<br>ГЕОМАГНИТНО-ИНДУЦИРОВАННОГО ТОКА В ПОДЗЕМНОМ<br>ПРОТЯЖЕННОМ ТРУБОПРОВОДЕ .....                                 | 46 |
| 2.1 Теоретические основы моделирования геомагнитно-индуцированных токов,<br>воздействующих на нефтегазопроводы .....   | 46 |
| 2.2 Математическая модель процесса образования геомагнитно-<br>индуцированного тока в подземном трубопроводе.....  | 55 |
| 2.3 Аналитическое решение задачи о распределении геомагнитно-<br>индуцированного тока при независимых от координаты параметрах.....                                    | 58 |
| 2.4 Численное решение задачи о распределении геомагнитно-индуцированного<br>тока в общем случае.....   | 60 |

|   |            |
|---|------------|
| 2.5 Программное обеспечение для моделирования процесса образования геомагнитно-индуцированного тока в подземном трубопроводе.....   | 63         |
| 2.6 Исходные данные для моделирования процесса образования геомагнитно-индуцированного тока в подземном трубопроводе.....   | 64         |
| 2.7 Моделирование процесса образования геомагнитно-индуцированного тока при независимых от координаты параметрах .....  | 66         |
| 2.8 Моделирование процесса образования геомагнитно-индуцированного тока при зависящих от координаты параметрах .....  | 72         |
| Выводы по главе 2.....  | 80         |
| <b>3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВИДА И ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ИСТОЧНИКА БЛУЖДАЮЩЕГО ТОКА, ВОЗДЕЙСТВУЮЩЕГО НА СИСТЕМУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ «БОВАНЕНКОВО – УХТА» И «УХТА – ТОРЖОК» .....</b> | <b>83</b>  |
| 3.1 Сущность методов исследования .....   | 83         |
| 3.2 Выбор и обоснование объекта исследования.....   | 84         |
| 3.3 Приборы и оборудование для проведения измерений.....  | 87         |
| 3.4 Методика проведения исследования.....   | 96         |
| 3.5 Результаты измерения силы тока и разности потенциала «труба-земля» во времени.....  | 97         |
| 3.7 Анализ и обсуждение результатов исследования.....   | 110        |
| Выводы по главе 3.....  | 110        |
| <b>4 РАЗРАБОТКА МЕТОДИК В ОБЛАСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СООРУЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ, ПОДВЕРЖЕННЫХ ДЕЙСТВИЮ ГЕОМАГНИТНЫХ ИСТОЧНИКОВ БЛУЖДАЮЩЕГО ТОКА .....</b>                              | <b>112</b> |
| 4.1 Рекомендации при проектировании нефтегазопроводов, предрасположенных к воздействию геомагнитно-индуцируемых токов .....   | 112        |
| 4.2 Методика идентификации геомагнитно-индуцированных источников блуждающего тока на действующих нефтегазопроводах.....   | 117        |
| 4.3 Методика оценки опасности воздействия геомагнитно-индуцируемых токов на действующий нефтегазопровод.....  | 120        |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 4.4   | Совершенствование методов снижения коррозионной опасности геомагнитно-индуцируемых токов на действующих трубопроводах .....   | 123 |
| 4.4.1 | Электроизолирующие вставки.....   | 125 |
| 4.4.2 | Установки протекторной защиты.....  | 126 |
| 4.5   | Порядок регулирования системы электрохимической защиты на участках трубопроводов, подверженных геомагнитно-индуцируемым токам .....                                     | 134 |
| 4.6   | Пример локализации участка системы магистрального газопровода «Бованенково – Ухта», подверженного геомагнитно-индуцируемым токам, и оценки опасности их источника ..... | 138 |
|       | Выводы по главе 4.....  | 140 |
|       | ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....  | 142 |
|       | СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....  | 144 |
|       | ПРИЛОЖЕНИЕ .....  | 159 |

## ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает значительной и постоянно развивающейся разветвленной сетью магистральных трубопроводов, включая газо-, нефте-, продуктопроводы общей протяженностью порядка 250 тыс. км. Такие трубопроводы прокладываются преимущественно подземно и транспортируют подготовленный продукт. Полувекковая практика эксплуатации магистральных трубопроводов как в РФ, так и за рубежом, свидетельствует о том, что основным типом дефектов, а также основной причиной разрушения магистральных трубопроводов является почвенная коррозия, разрушающая наружную поверхность стенок труб.

Такая коррозия имеет электрохимическую природу и связана с образованием гальванопар, обуславливающих движение электрического тока, от плотности которого пропорционально зависят коррозионные потери.

Блуждающие токи (далее – БТ), протекающие по грунту, могут обладать существенной силой и приводить к ускоренной коррозии труб, поэтому учет наличия и опасности БТ в обязательном порядке выполняется и при проектировании и последующей эксплуатации магистральных нефтегазопроводов. Таким образом, совершенствование проектных решений и методик эксплуатации трубопроводов, работающих в зонах воздействия БТ, является актуальной задачей.

Основным источником БТ является электрифицированный ж/д. транспорт, поэтому методы коррозионных изысканий при проектировании нефтегазопроводов, планируемые при проектировании превентивные мероприятия, методы оценки опасности, разработаны только для таких источников БТ.

Однако в последние годы отмечается влияние на нефтегазопроводы т.н. «неклассических» источников БТ, например, связанных с индукционным влиянием воздушных линий электропередач (далее – ЛЭП) или влиянием теллурических токов. Существенный вклад в развитие методов проектирования и эксплуатации подземных нефтегазопроводов, подверженных влиянию высоковольтных ЛЭП внесли Крапивский Е.И., Яблучанский П.А., Markovic D., Tribollet B., Meyer M. и др.

Теллурические токи могут возникнуть в трубопроводе при изменении геомагнитного поля. Наличие таких источников зафиксировано в России (нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», газопроводы «Пунга – Вуктыл», «Ямал – Европа», «Бованенково – Ухта), а также за рубежом – в Канаде, США, Германии, Финляндии, Чехии и др. Изучению влияния геомагнитных токов, в том числе коррозионному разрушению трубопроводов, посвящены работы Григорьева Ю.М., Ефремова Е.Н., Козлова В.И., Тарабукина Л.Д., Корсакова А.А., Авакяна С. В., Воронина Н. А., Кузнецова В.А., Муллаярова В.А., Мустафина Ф.М., Каримова Р.Р., Адаменко С.В., Александрова Ю.В., Зубкова А.А., Ивонина А.А., Фуркина А.В., Гуревича В.И., Юшманова В.Н., Hejda P., Pulkkinen A., Trichtchenko L. Rajunraa K., Pirjola R., Viljanen A. и др.

Теллурические токи – электрические токи, возникающие в земной коре под влиянием вариаций переменного геомагнитного поля и изменений электрического поля Земли. Теллурические токи являются причиной изменений величины и знака потенциала «труба-земля» на отдельных участках подземных газонефтепроводов, что несет в себе риск развития разрушения трубопроводов, утечки углеводородов и нанесения ущерба окружающей среде.

Геомагнитно-индуцированный (теллурический) ток (далее – ГИТ) – изменяющийся во времени электрический ток, образующийся в грунте, а также в подземных стальных трубопроводах и других протяженных в пространстве проводниках под влиянием вариаций геомагнитного поля и связанных с этим изменений электрического поля на поверхности Земли [101, 104, 119]. Наличие ГИТ приводит к изменениям во времени потенциала поляризации трубопроводов [105, 112, 128, 141].

Влияние может быть кратковременным, периодическим или длительным в зависимости от расположения трубопроводной системы относительно магнитных полюсов Земли, от ее протяженности, ориентации, наличия ответвлений, качества изоляционного покрытия, характеристик окружающего трубопровод грунта и т.д. Наличие сквозных повреждений в изоляционном покрытии создает дополнительную опасность коррозионного повреждения трубопровода в зоне воздействия ис-

точников ГИТ. Кроме того, влияние источников ГИТ приводит к появлению помех, затрудняющих измерение потенциала поляризации и не позволяющих надежно определить степень защищенности трубопровода средствами электрохимической защиты (далее – ЭХЗ).

В настоящее время наблюдается увеличение протяженности трубопроводных систем, расположенных в более высоких широтах и в грунтах с большим удельным электрическим сопротивлением. В работе [111] на основании моделирование влияния ГИТ на проектируемых трубопроводах (Alaska Highway, Mackenzie River valley) и эксплуатируемом участке магистрального газопровода TransCanada Pipeline, установлено, что:

- чем выше интенсивность геомагнитной активности в авроральной зоне, тем выше напряженность геоэлектрического поля и, соответственно, значения потенциала «труба-земля»;
- моделирование геоэлектрического поля вблизи подземного трубопровода позволяет осуществлять деление трассы на различные участки по уровню геомагнитной активности, что, в свою очередь, позволяет ранжировать участки трубопроводной системы по уровню опасности воздействия ГИТ;
- наиболее достоверные результаты моделирования электрических процессов в трубопроводах могут быть получены только при условии исследования взаимного влияния трех компонентов: характеристик грунтов, геомагнитной активности и параметров трубопроводных систем.

Магистральные газонефтепроводы имеют многослойное заводское изоляционное покрытие, характеризующееся высоким значением переходного сопротивления, что приводит к повышению опасности коррозионных повреждений в результате стекания ГИТ, протекающего по трубопроводу, через имеющиеся сквозные повреждения изоляции незначительной площадью.

Таким образом, актуальной является задача предупреждения воздействия ГИТ как на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации магистральных

газонефтепроводов. Для ее решения необходимы исследования, направленные на изучение влияния ГИТ, включающие:

- оценку предрасположенности участка трубопроводной системы к возможному негативному воздействию ГИТ;
- разработку способа идентификации и локализации зон воздействия источников ГИТ;
- оценку коррозионной опасности ГИТ;
- изучение влияния характеристик трубопровода и изоляционного покрытия на процесс возникновения и распространения ГИТ;
- разработку защитных мероприятий, предотвращающих или снижающих негативное влияние источников ГИТ на подземные сооружения.

Необходимость исследования влияния ГИТ на трубопроводные системы впервые возникла в связи с сооружением аляскинского трубопровода в авроральной зоне, что нашло отражение в работе [103]. В периоды геомагнитных возмущений теллурические токи могут оказывать на подземные трубопроводы достаточно сильное влияние, в результате чего в зоне действия катодной защиты появляются участки, на которых величины потенциалов «труба-земля» не соответствуют нормативным требованиям [48]. В работе [112] проведены исследования, подтверждающие возможное увеличение скорости коррозии подземных трубопроводов в периоды повышения уровня геомагнитной активности, в связи с чем, при проектировании средств ЭХЗ трубопроводов необходимо принимать во внимание возможное снижение эффективности защиты от коррозии при наличии влияния источников ГИТ.

На стадии проектирования трубопроводов, которые могут быть подвержены влиянию ГИТ, целесообразно выполнение моделирования, по результатам которого устанавливают уровень опасности источника и назначают компенсирующие мероприятия.

Для трубопроводов, подверженных ГИТ, даны некоторые рекомендации в ISO/CD 21857:2018 «Petroleum, petrochemical and natural gas industries. Prevention



of corrosion on pipeline systems influenced by stray currents», однако не разработаны методы прогнозирования их проявления при коррозионных изысканиях, методы защиты трубопроводов на стадии проектирования, методы идентификации геомагнитных источников, методы локализации и оценки опасности на стадии эксплуатации нефтегазопроводов.

**Цель работы** – Обеспечение противокоррозионной защиты магистральных газонефтепроводов от геомагнитных источников блуждающих токов, путем совершенствования проектных решений и методов эксплуатации газонефтепроводов.

**Задачи исследования:**

1. выполнить математическое моделирование процессов образования геомагнитно-индуцированного тока (далее – ГИТ) в подземном протяженном трубопроводе;
2. разработать программное обеспечение по моделированию процессов геомагнитно-индуцированного тока в подземном протяженном трубопроводе;
3. провести экспериментальные исследования вида и параметров работы источника блуждающего тока, воздействующего на современные системы магистральных газопроводов «Бованенково-Ухта» и «Ухта-Торжок»;
4. разработать новые и усовершенствовать имеющиеся подходы в области проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, подверженных действию геомагнитных источников БТ.

**Соответствие паспорту специальности.** Представленная диссертационная работа соответствует паспорту специальности 25.00.19 – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ», а именно области исследования: 2 «Разработка и оптимизация методов проектирования, сооружения и эксплуатации сухопутных и морских нефтегазопроводов, нефтебаз и газонефтехранилищ с целью усовершенствования технологических процессов с учетом требований промышленной экологии» и 6 «Разработка и усовершенствование методов эксплуатации и технической диагностики оборудования насосных и компрессорных станций, линейной части трубопроводов и методов защиты от коррозии».

**Научная новизна:**

1) Предложены математические выражения, позволяющие проводить расчет силы тока и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом при зависящих от линейной координаты параметрах (продольное сопротивление трубопровода, проводимость изоляционного покрытия, напряженность внешнего электрического поля).

2) Установлены критерии определения границ участка трубопровода, подверженного геомагнитному влиянию, а также уточнены критерии идентификации источника блуждающего тока на исследуемом участке трубопровода при его эксплуатации.

3) Разработан алгоритм прогнозирования проявления геомагнитных токов на проектируемом участке трубопровода и выбора превентивных мероприятий для обеспечения эффективной защиты от коррозии.

4) Предложен алгоритм оценки опасности геомагнитного источника блуждающего тока на действующие магистральные газонефтепроводы, позволяющий определить потенциальную скорость коррозии от действия геомагнитных токов на основании результатов трассовых электроизмерений.

**Положения, выносимые на защиту.**

1. Реализация разработанного алгоритма прогнозирования проявления геомагнитного источника тока на магистральных газонефтепроводах позволяет на стадии проектирования и выбора решений по обеспечению защиты участка трубопровода от коррозии, оценить вероятность появления геомагнитных токов в трубопроводе и снизить опасность действия блуждающих токов до приемлемого уровня.

2. Применение разработанной методики проведения электрометрических измерений, действующих нефтегазопроводов, позволяет локализовать участок влияния ГИТ, идентифицировать его природу, оценить коррозионную опасность ГИТ, выбрать мероприятия, противодействующие негативному влиянию источника.

**Методология и методы исследования.** Поставленные задачи решены с использованием методов математического моделирования, а также экспериментальных исследований на действующем объекте – магистральном газопроводе. При этом, при проведении экспериментов использовались такие методы как: измерения, идеализация, абстрагирование и обобщение. При проведении электрометрических измерений применены инновационные методы определения силы квазипостоянного тока, протекающего по трубопроводу, а также статистические методы обработки экспериментальных данных.

**Степень достоверности и апробация результатов.** Достоверность результатов подтверждается сходимостью результатов математического моделирования с данными электроизмерений, полученными на участке действующего газопровода, а также результатами внедрения разработанных решений по локализации участков трубопровода, предрасположенных к воздействию геомагнитных источников блуждающих токов и оценке их опасности на системе магистральных газопроводов «Бованенково-Ухта». Полученные в работе результаты удовлетворительно согласуются с выводами, полученными другими исследователями.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на Межрегиональных вебинарах «Актуальные проблемы нефтегазотранспортной отрасли», УГТУ (г. Ухта – г. Н. Новгород, 2015-2018 гг.); Международных семинарах «Рассохинские чтения», УГТУ (г. Ухта, 2015 г., 2017 г., 2018 г.); Международной конференции «Трубопроводный транспорт. Теория и практика - 2016», АО «ВНИИСТ» (г. Москва, 3-5 февраля 2016 г.); Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (г. Нижневартовск, 20 апреля 2017 г.); Международной конференции «Трубопроводный транспорт: теория и практика – 2017», АО «ВНИИСТ» (г. Москва, 7-8 февраля, 2017 г.), на XII Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина (г. Москва, 12-14 февраля 2018 г.).

**Теоретическая и практическая значимость исследования** определяется тем, что:

- доказано, что при воздействии квазипеременного геомагнитного поля на участок трубопровода с изоляционным покрытием, имеющим не бесконечно высокое переходное сопротивление, возникает электрический ток, максимальная сила которого обнаруживается в середине указанного участка, максимальные по модулю потенциалы – на его границах;

- получены уравнения, позволяющие рассчитать силу тока в трубопроводе и разность потенциалов «труба-земля» при заданных электрических и геометрических характеристиках трубопровода с покрытием;

- изучено влияние протяженности участка трубопровода, его диаметра, электрической проводимости металла труб, переходного электрического сопротивления изоляции труб, величины электрического поля, создаваемой геомагнитным полем на характеристики возникающего блуждающего тока;

- введен новый термин «электрически неопределенный» участок трубопровода, протяженность  $L$  которого находится в интервале  $1/\gamma < L \leq 4/\gamma$  ( $\gamma$  – постоянная распространения тока);

- проведена модернизация критериев, идентифицирующих природу источника блуждающего тока, воздействующего на участки магистральных трубопроводов;

- разработан способ и устройство для защиты от источников геомагнитных блуждающих токов (патент РФ на изобретение 2642141, опубл. 24.01.2018 г.);

- определены необходимые диагностические методы исследования участка трубопровода, подверженного воздействию ГИТ для оценки коррозионной опасности;

- создано программное обеспечение, предназначенное для исследования закономерностей образования геомагнитно-индуцированного тока, а также для оценки величины силы тока и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом при разных значениях электрических и геометрических параметров;

- разработан алгоритм, позволяющий на стадии проектирования спрогнозировать появление блуждающих токов геомагнитной природы и обосновать выбор превентивных проектных решений, минимизирующих риск развития коррозии, вызванной источником ГИТ.

- результаты работы внедрены при разработке проектной и рабочей документации на капитальный ремонт магистрального газопровода Ухта-Торжок-3.

**Сведения о публикациях автора:** по теме диссертации опубликовано 9 печатных работ, из них 5 - в ведущих рецензируемых изданиях, включенных в перечень ВАК РФ, одно учебное пособие, получены 2 патента РФ на изобретения «Способ защиты участков трубопроводов от геомагнитно-индуцированных блуждающих токов и устройство для его осуществления», «Способ определения технического состояния изоляционного покрытия подземного трубопровода», получено положительное решение по заявке на изобретение РФ «Способ локализации участка трубопровода, подверженного влиянию блуждающих токов».

**Структура и объем работы:** состоит из введения, четырех глав, заключения, содержит 160 страниц текста, 74 рисунка, 15 таблиц, список литературы из 142 наименований и одного приложения.

**Личный вклад автора** заключается в постановке цели и задач исследования, изучении отечественных и зарубежных достижений в области защиты трубопроводов от блуждающих токов, проведении теоретических и экспериментальных исследований, анализе полученных результатов, их апробации, подготовке публикаций по выполненной работе, оформлении патентных заявок, разработке методик по эксплуатации и проектированию трубопроводов, подверженных ГИТ.

# 1 АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ МЕТОДОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ, РАБОТАЮЩИХ В УСЛОВИЯХ ДЕЙСТВИЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

## 1.1 Актуальность темы исследования. Виды источников блуждающих токов

Магистральный трубопроводный транспорт, в виду своей развитости и значительной общей протяженностью (более 250 тыс. км), занимает лидирующие позиции по объему выполняемой товаротранспортной работе, перемещая существенное количество углеводородного сырья на большие расстояния, при этом выгодно отличаясь от других видов транспорта способностью работать независимо от сезона и климатических факторов, развитости инфраструктуры, высокой степенью автоматизации, надёжностью и относительно невысокой стоимостью работы в расчете на единицу выполненной работы.

К надежности магистральных трубопроводов предъявляют особые требования, т.к. от их безаварийной и стабильной работы зависит энергетическая безопасность не только России, но и западных стран-партнеров-потребителей газа.

В ряде работ ученых [1, 2, 8, 9, 13 – 15, 21, 23, 29, 65, 93, 118], занимающихся вопросами эксплуатации нефтегазопроводов, отмечено, что разрушения магистральных трубопроводов по причине коррозии, к которым относится такое опасное и трудно-прогнозируемое явления, как коррозионное разрушение под напряжением (далее КРН или стресс-коррозия), находятся в числе доминирующих причин [22, 23, 31, 32, 35, 43, 57, 59, 77].

Такая статистика характерна не только для трубопроводов России, но и для трубопроводов стран бывшего СССР (Казахстан, Азербайджан, Украина и др.) [26, 30, 121, 130], Западной Европы [107, 108] и США [96].

Преимущественно коррозионный износ стенок труб связан с протеканием электрохимической реакции в грунтовых условиях [36]. Особую опасность представляет электрохимическая коррозия, обусловленная воздействием БТ, способ-

ных (по данным разных ученых) за два-три года образовать сквозные повреждения в трубопроводе [45, 52, 89]. БТ называют токи утечки из электрических цепей или любые несанкционированные токи, попадающие в землю от внешних источников.

В зоне натекания БТ на трубопровод происходит катодный процесс, приводящий к подщелачиванию грунта, а иногда и к выделению водорода [27, 77]. В местах стекания тока в грунт образуются анодные зоны, где происходит усиленное растворение металла, прямо пропорциональное плотности стекающего анодного тока [22]. В анодных зонах, при условии контакта сооружения с влажным грунтом, БТ вызывает электролиз, в следствие чего сооружению наносятся значительные коррозионные разрушения.

Основная особенность поля БТ заключается в ее нестабильности во времени, поэтому основным признаком наличия БТ в трубопроводной сети или в грунте служит характерная «флуктуация» измеряемого потенциала во времени [119].

Для определения количественной стороны опасности коррозии БТ помимо измерения разности потенциалов проводят измерения величины тока, текущего по подземному сооружению. Однако, сама по себе величина тока, протекающего по подземному сооружению, не определяет опасность коррозионного влияния. Существенной является плотность тока, возникающая на анодных поверхностях при стекании тока с металлического сооружения в окружающий грунт. Эта плотность зависит не только от величины тока, но и от площади поверхности анодной зоны. Согласно практике защиты подземных сооружений от БТ опасной среднесуточной плотностью тока для стальных трубопроводов считается  $75 \text{ мА/м}^2$  [22].

Скорость и интенсивность коррозии БТ совместно с почвенной коррозией особенно сильно возрастают при наличии частых и резких перепадов значений электрического сопротивления грунта вдоль линейного сооружения. Это объясняется тем, что в этих условиях блуждающие и гальванические токи то входят в сооружение и проходят по нему, то выходят из него и проходят через грунт, создавая тем самым множество анодных и катодных зон. Установлено, что

в грунте с высоким сопротивлением БТ более или менее полно собираются металлическим сооружением и протекают по нему. На участках, где расположен грунт с низким сопротивлением, эти токи покидают сооружение и частично переходят в грунт. Места наиболее сильных утечек тока из сооружения, совпадают с участками низкого сопротивления грунта и характеризуются наиболее интенсивными явлениями коррозии.

Таким образом, при наличии систем катодной защиты на одном трубопроводе и при отсутствии компенсирующих мероприятий на обоих, смежный трубопровод, находясь в зоне распространения токов катодной защиты, привлекает на себя эти токи, передает их как проводник более низкого омического сопротивления и возвращает через землю к источнику в анодных зонах, где и происходит его интенсивное разрушение.

Вышесказанное свидетельствует об актуальности научных исследований, связанных с совершенствованием методов поиска, локализации, идентификации источников БТ, воздействующих на подземные трубопроводы, а также с развитием методов проектирования трубопроводов, работающих в условиях действия БТ, оценки опасности коррозии, снижения скорости коррозии и регулировании систем противокоррозионной защиты [70].

В работе Фуркина А.В. [89] представлена наиболее полная классификация источников БТ.

Все известные источники БТ можно разделить на две группы: техногенного и природного характера. При этом часть источников БТ может действовать без прямого токообмена между металлом трубопровода и грунтом, а разность потенциалов возникает за счет явления электромагнитной индукции [47, 55, 56, 102, 117, 134].

Наиболее распространенными и изученными являются техногенные источники БТ, связанные с работой электрифицированных ж/д [28] (рисунок 1.1). Кроме этого, источниками БТ могут служить ЛЭП постоянного тока (рисунок 1.2).



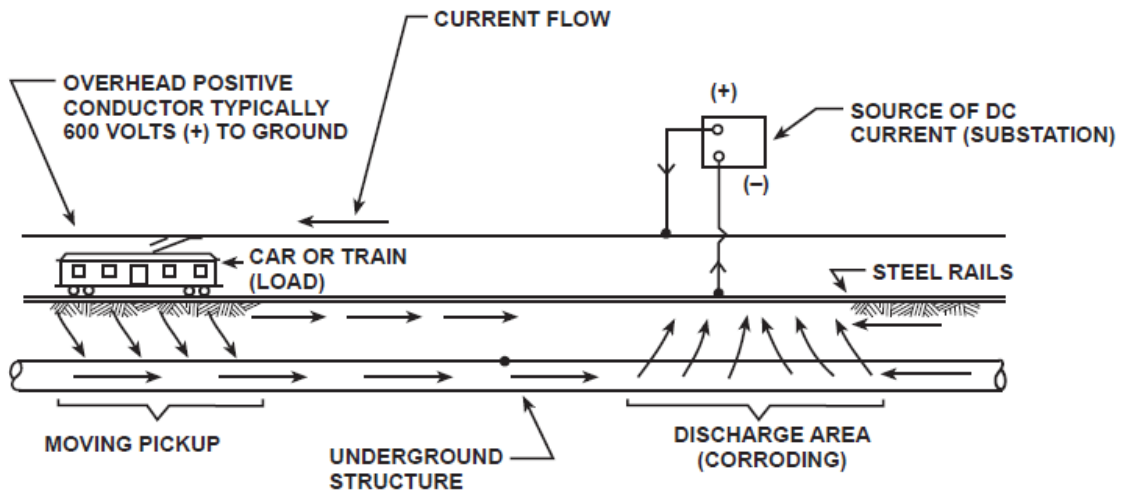


Рисунок 1.1 – Принцип возникновения БТ, связанных с работой электрифицированного транспорта [95]

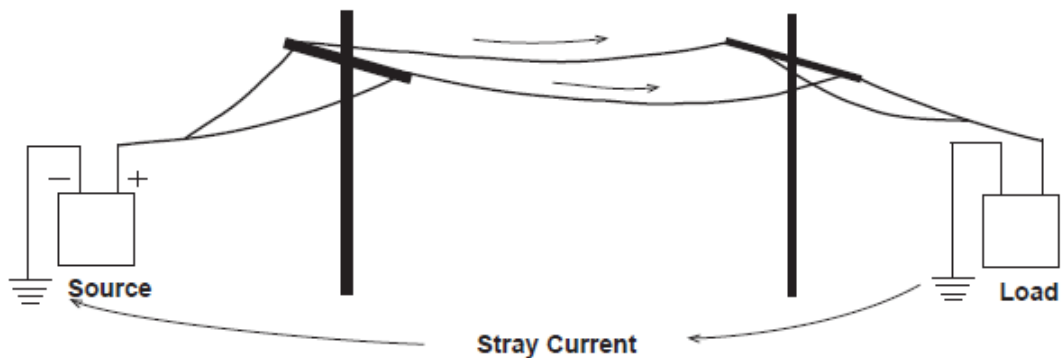


Рисунок 1.2 – Возникновение БТ при передаче постоянного тока по однополярной схеме [95]

В ряде случаев ток может перетекать между двумя подземными сооружениями с разными потенциалами «сооружение-земля» [95]. В работе [109] приведены результаты исследования негативного влияния токов, перетекающих между двумя подземными трубопроводами (рисунок 1.3).

Перечисленные источники БТ называют «классическими» и для таких источников тока достаточно полно во многих странах разработаны методики их выявления на стадиях проектирования и эксплуатации, а также разработаны и апробированы различные мероприятия по снижению их негативного влияния до требуемого уровня [22, 95, 114, 132].

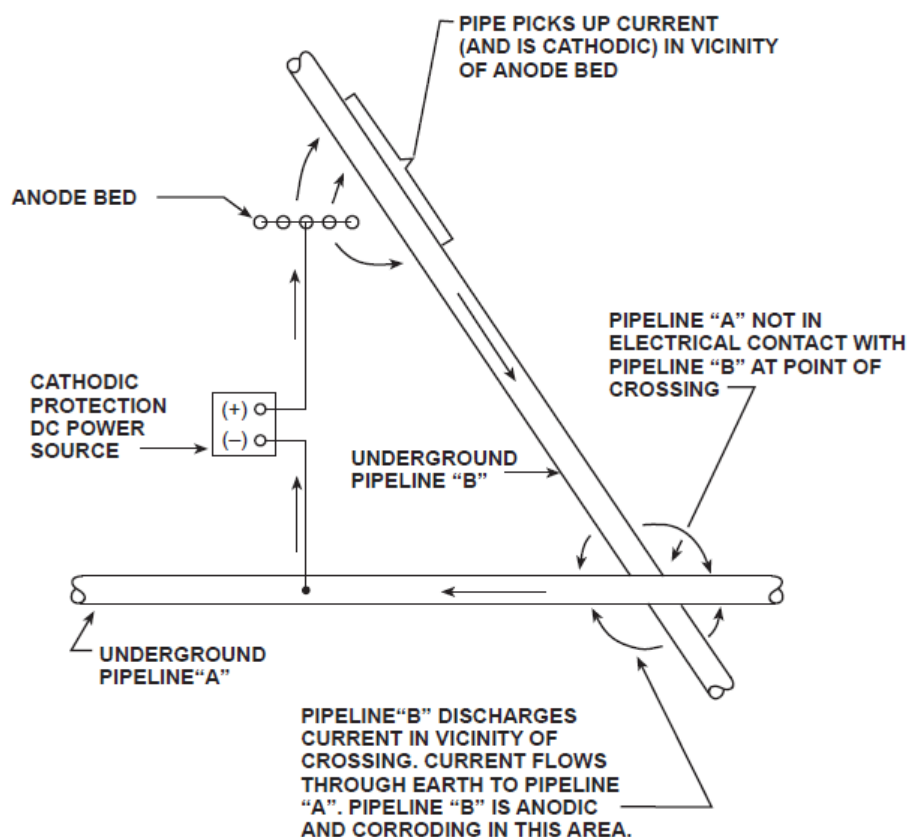


Рисунок 1.3 – Возникновение БТ при перетекании тока между сооружениями, находящимися под различными защитными потенциалами [95, 109]

Однако, на некоторых участках магистральных нефтегазопроводов, обнаруживается действие источников т.н. «неклассического» типа [6]. Некоторые источники БТ природного характера не могут быть обнаружены до строительства сооружения на стадии изысканий. Такие «неклассические» источники БТ будут рассмотрены ниже.

### 1.1.1 Воздушные высоковольтные линии электропередач переменного тока

Часть источников БТ действует без прямого токообмена между металлом трубопровода и грунтом за счет явления электромагнитной индукции [89].

Высоковольтная ЛЭП переменного тока может индуцировать на протяженном, хорошо изолированном трубопроводе, проходящем в непосредственной близости или пересекающимся с высоковольтной ЛЭП, значительную электродвижущую силу (далее – ЭДС), которая при определенных условиях вызывает дви-

жение тока. Наведенные в трубопроводе переменные токи, стекающие в землю через дефекты в изоляции, могут приводить к коррозионным повреждениям катодно-защищенного трубопровода [47, 55, 56, 94, 98, 102, 117, 134].

Значительный вклад в изучение влияния ЛЭП на металл протяженных подземных трубопроводов внесли Крапивский Е.И., Яблучанский П.А., Markovic D., Tribollet B., Meyer M. и др.

Практика показывает, что случаи разрушения трубопроводов от тока, индуцированного ЛЭП, редки, но все-таки имеют место быть [19, 34, 74]. В работе Фуркина А.В. [89] приведен пример разрушения участка газопровода, подверженного влиянию магнитного поля от ЛЭП переменного тока 500 и 220 кВ.

По результатам внутритрубной диагностики (далее – ВТД), на 39 и 41 км трубопровода были выявлены дефекты с глубиной порядка 50 % и 80 % от толщины стенки трубы (скорость роста коррозии составляла до 1,1 мм/год), произошедшие в результате перетекания индуцированного тока с защитного кожуха на трубопровод на участке перехода через автомобильную дорогу [89].

### **1.1.2 Теллурические источники блуждающего тока**

В ряде случаев на участках магистральных нефтегазопроводов, построенных вдали от населенных пунктов и промышленных объектов, т.е. на участках, где в пределах прохождения трассы, и на прилегающей к ней территории нет электрифицированных ж/д, ЛЭП постоянного тока и других источников и потребителей постоянного тока, обнаруживаются источники БТ, обусловленные природным происхождением [7]. Такие источники были отмечены в России на нефтепроводе «Восточная Сибирь – Тихий океан» («ВСТО») [54, 90], газопроводе «Пунга – Вуктыл» [6], системе магистральных газопроводов «Бованенково – Ухта» [48, 51, 129], а также и за рубежом (Канаде, США, Германии, Финляндии, Чехии и др.) [100, 110, 113, 127, 128, 136, 141].

Такие БТ называются «теллурическими». Теллурические токи (от лат. «telluris» – «Земля») – электрические токи, текущие в земной коре; их

существование связывают главным образом с вариациями магнитного поля Земли (наводящие токи согласно закону электромагнитной индукции), с электрическим полем атмосферы, с электрохимическими и термоэлектрическими процессами в горных породах (пьезоэлектрический эффект). Все геологические и техногенные структуры, стремящиеся исказить горизонтальное течение теллурического тока, например, складчатые структуры, погребенные хребты, большие искусственные сооружения, образуют теллурические аномалии [11, 115].

Теллурические (земные) токи текут в приповерхностном слое земной коры и без наличия, например, трубопроводов. Косвенно об их существовании можно судить на основе измерений разности потенциалов между двумя электродами, помещенными в грунт, при помощи потенциометра. Измеренная разность потенциалов представляет собой ЭДС, возникающую в результате течения электрических токов, величина которых зависит от сопротивления земной коры. Поскольку сопротивление Земли не изотропно, земные токи обладают преимущественным направлением [104].

Общеизвестно, что Земля обладает магнитным полем. Распределение напряжённости геомагнитного поля или его составляющих отображается на магнитных картах и картах земной поверхности (рисунок 1.4). На Мировых картах отражаются основные особенности главного геомагнитного поля (нормального поля), источником которого считается движение электропроводящего вещества земного ядра.

На мировых картах в отдельных районах наблюдаются значительные различия в ходе изодинам, т.е. искажения земного магнитного поля. Эти искажения поля называются магнитными аномалиями. Самые большие мировые магнитные аномалии находятся в Восточной Сибири, Северной Америке и Южной Атлантике.

Обтекание магнитосферы плазмой солнечного ветра с переменной плотностью и скоростью заряженных частиц, а также прорыв частиц в магнитосферу приводят к изменению интенсивности систем электрических токов в магнитосфере и ионосфере Земли [63, 64]. Токовые системы в свою очередь

вызывают в околоземном космическом пространстве и на поверхности Земли колебания геомагнитного поля в широком диапазоне частот (от  $10^{-5}$  до  $10^2$  Гц) и амплитуд (от  $10^{-3}$  до  $10^{-7}$  Э).

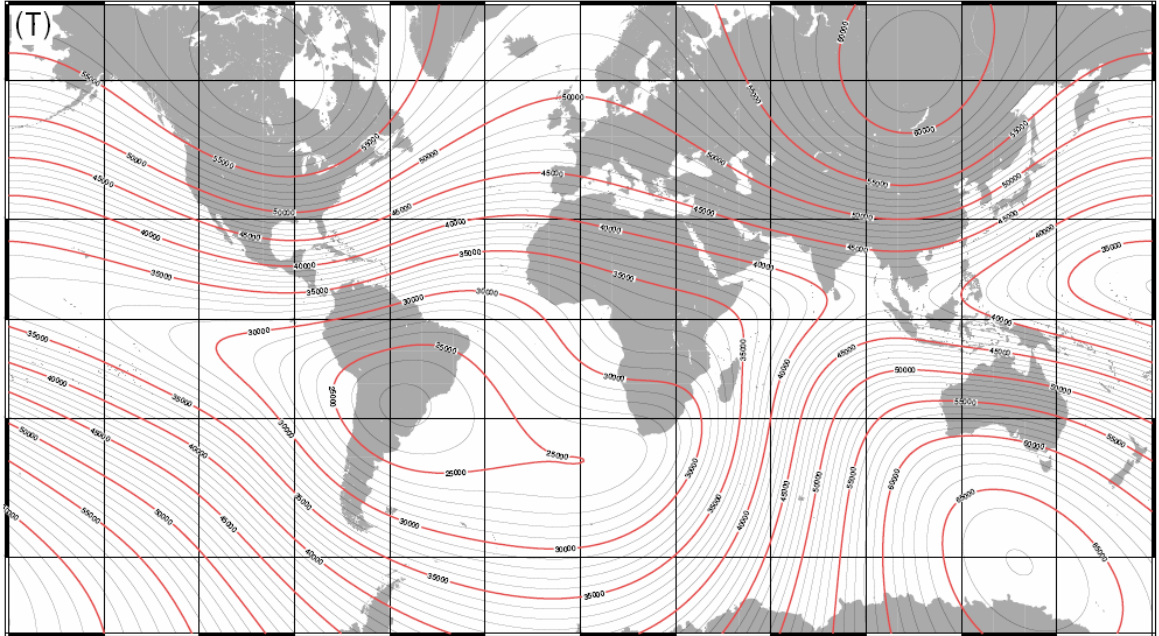


Рисунок 1.4 – Карта магнитной напряженности в мкТл

В соответствии с законом магнитной индукции Фарадея [55, 76], в проводнике (например, грунте Земли, металлическом протяженном сооружении) возникает ток, ЭДС которого зависит от скорости изменения магнитного потока и угла между проводником и полем (рисунок 1.5). ЭДС самоиндукции  $\varepsilon$ , В, вычисляется по формуле:

$$\varepsilon = -\frac{\Delta\Phi}{\Delta t} = -L\frac{\Delta I}{\Delta t}, \quad (1.1)$$

где  $\Phi$  – изменяющийся магнитный поток через контур, Вб;

$L$  – индуктивность контура, Гн;

$I$  – изменяющийся электрический ток через контур, А.

Таким образом, электрическое поле на поверхности Земли связано с временными вариациями магнитного поля и обусловлено законом электромагнитной индукции Фарадея. Поверхностное электрическое поле

вызывает электрические токи, известные как ГИТ, способные течь в любой проводящей структуре, например, в подземном трубопроводе [4, 25, 129].

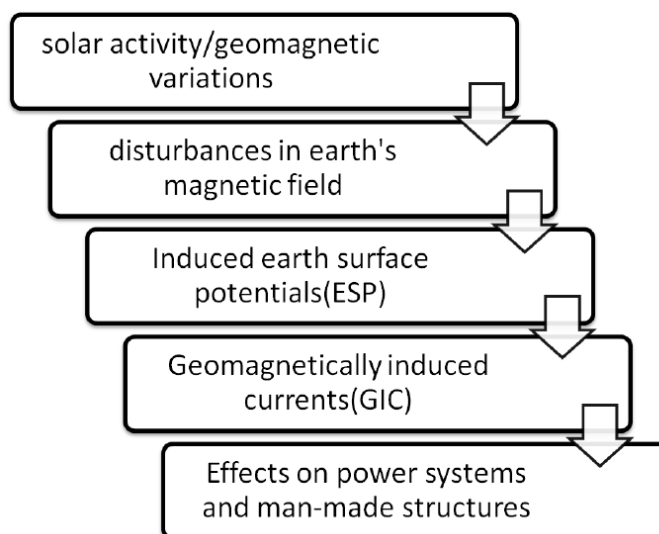


Рисунок 1.5 – Иллюстрация, поясняющая механизм образования теллурических токов, вызываемых геомагнитной вариацией [129]

Интенсивность и направление теллурических токов изменяются во времени с периодами от нескольких лет (циклические, годовые вариации) до нескольких минут и секунд (короткопериодные вариации) [12, 129].

Такие источники действуют не только на трубопроводы, но и на другие технические системы, вызывая, например, сбой и повреждения их энергосистемы [3, 39 – 41, 60, 91, 101, 120, 126, 133, 138]. Дополнительно от воздействия геомагнитного тока по обмоткам трансформаторов энергосистемы протекает квазипостоянный ток, разрушающий их обмотки (рисунок 1.6).

В работе [40, 41] отмечается, что из-за проблемы геомагнитных токов некоторые ведущие мировые производители мощных высоковольтных трансформаторов (Siemens, ABB и др.) выпускают специальные трансформаторы с защитой от ГИТ (т.н. GIC SafePowerTransformers), которые способны выдержать в течение нескольких часов ток величиной до 50 А, а отдельные импульсы ГИТ с амплитудой до 200 А [42].

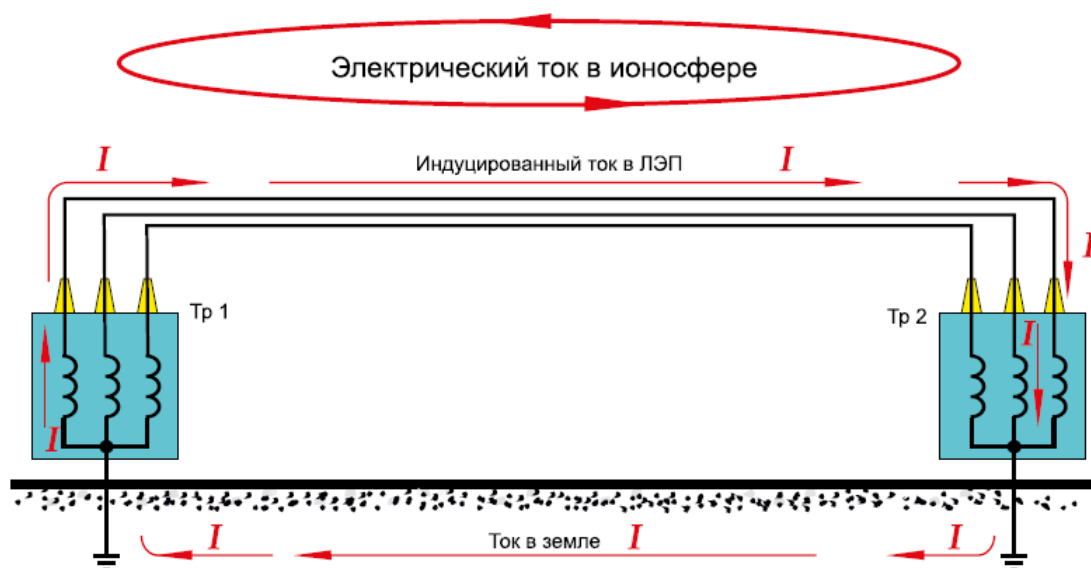


Рисунок 1.6 – Схема циркуляции токов, наведенных в проводах ЛЭП и замыкающихся через нейтралы силовых трансформаторов [40, 41]

Таким образом, показано, что среди «неклассических» источников БТ, особое место занимают геомагнитные источники. Они проявляются на трубопроводах, расположенных преимущественно в авроральной зоне и имеющих высокое переходное сопротивление изоляции. Такой тип источников ГИТ наиболее изучен за рубежом. Это обусловлено тем обстоятельством, что в России магистральные трубопроводы в основном многониточные, а строить новые коридоры трубопроводов, изолированных современными типами изоляционных покрытий, стали относительно недавно. К таким трубопроводам относятся, например, «ВСТО» и «Бованенково – Ухта», на которых фиксируется действие геомагнитного источника тока.

## 1.2 Моделирование геомагнитно-индуцированных токов в трубопроводе

Для того чтобы оценить масштабность действия геомагнитных источников БТ, определить условия их возникновения, спрогнозировать их опасность в части усиления коррозии магистральных трубопроводов, а также предложить эффективные меры противодействия ГИТ, необходимо выполнить моделирование происходящих физических процессов.

За рубежом вопросами моделирования ГИТ, воздействующего на подземные трубопроводы, занимались известные ученые, такие как Boteler D., Trichtchenko L., Kaufman A.A., Ogunade S.O., начиная с 80-х годов прошлого века. На сегодняшний момент в отечественной практике эксплуатации явление воздействия геомагнитных токов на магистральный трубопровод незначительна, и данная проблема была зарегистрирована лишь в нескольких случаях. До сих пор этот вопрос остается малоизученным, что подтверждается небольшим количеством научных публикаций российских авторов. Однако стоит отметить, что данная проблема будет увеличиваться по мере строительства современных трубопроводов с высокими показателями сопротивления покрытия в авроральной зоне [103].

В настоящее время наблюдается увеличение протяженности трубопроводных систем, расположенных в более высоких широтах и в грунтах с большим удельным электрическим сопротивлением. В диссертационной работе [111] на основании моделирование влияния ГИТ на проектируемые трубопроводы «Alaska Highway» и «Mackenzie Valley» («Mackenzie River») и эксплуатируемый участок магистрального газопровода «TransCanada», установлено, что:

- чем выше интенсивность геомагнитной активности в авроральной зоне, тем выше напряженность геоэлектрического поля и, соответственно, значения потенциала «труба-земля»;
- моделирование геоэлектрического поля вблизи подземного трубопровода позволяет осуществлять деление трассы на различные участки по уровню геомагнитной активности, что, в свою очередь, позволяет ранжировать участки трубопроводной системы по уровню опасности воздействия ГИТ;
- наиболее достоверные результаты моделирования электрических процессов в трубопроводах могут быть получены только при условии исследования взаимного влияния трех компонентов: характеристик грунтов, геомагнитной активности и параметров трубопроводных систем.

Необходимость исследования влияния ГИТ на трубопроводные системы впервые возникла в связи с сооружением трансалайскинского трубопровода в авроральной зоне, что нашло отражение в работе [111]. В периоды геомагнитных



возмущений теллурические токи могут оказывать на подземные трубопроводы достаточно сильное влияние, в результате чего в зоне действия катодной защиты появляются участки, на которых величины потенциалов «труба-земля» не соответствуют нормативным требованиям [103, 105]. В работе [48] проведены исследования, подтверждающие возможное увеличение скорости коррозии подземных трубопроводов в периоды повышения уровня геомагнитной активности, в связи с чем при проектировании средств ЭХЗ трубопроводов необходимо принимать во внимание возможное снижение эффективности защиты от коррозии при наличии влияния источников ГИТ.

Для трубопроводов, которые могут быть подвержены влиянию ГИТ, на стадии проектирования целесообразно выполнять моделирование, по результатам которого устанавливается уровень опасности источника, и назначаются компенсирующие мероприятия.

Моделирование электрических процессов в трубопроводах состоит из двух этапов [112]: геофизического и технологического (рисунок 1.7). Геофизический этап подразумевает оценку геоэлектрического поля в различных точках рассматриваемого трубопровода, магнитотеллурическое профилирование, а также анализ данных геомагнитных обсерваторий, расположенных вблизи рассматриваемого участка. На технологическом этапе в качестве исходных данных для оценки изменения величины потенциала «труба-земля» в нескольких точках, расположенных вдоль трассы трубопровода, используются результаты геоэлектрического моделирования в совокупности с характеристиками рассматриваемой трубопроводной системы.

Исследование взаимосвязи между электрическим полем трубопровода и электрическим полем Земли первоначально проводились путем моделирования воздействия ГИТ на проводник в виде бесконечно длинного многослойного цилиндра, т.н. ICL-модель [118, 140]. Согласно этой теории, сила ГИТ, протекающего вдоль участка трубопровода, может достигать сотен ампер, что явно не соответствует реально измеренным значениям [68]. Значительное совершенствование подхода в вопросах моделирования воздействия источников ГИТ на трубопро-

водные системы представлено в [97]. В отличие от ранее проводившихся исследований, в более поздних работах были получены выражения, полностью описывающие изменения потенциала «труба-земля» и силы тока, протекающего по протяженным подземным трубопроводным системам при наличии возмущений геомагнитного поля. Отличием от предыдущих исследований является возможность учета в расчетах количества слоев, выполненных из различных материалов, моделирующих поведение грунта, изоляционного покрытия трубопровода, стали, а также перекачиваемой среды. Это позволяет определить, каким образом геоэлектрическое поле влияет на трубопроводную систему, а также какое влияние наличие трубопровода в грунте оказывает на изменение напряженности геоэлектрического поля Земли.

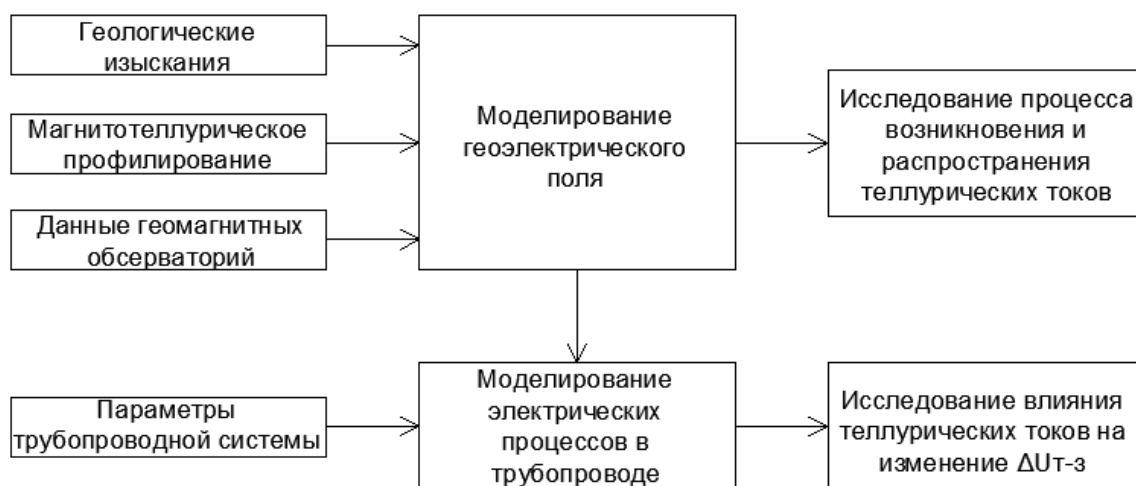


Рисунок 1.7 – Этапы исследования взаимосвязи между электрическим полем трубопровода и электрическим полем Земли при оценке влияния ГИТ на трубопроводные системы [33]

Математическая основа моделирования процесса возникновения и протекания ГИТ по бесконечно длинному многослойному цилиндру представлена в работах [116, 135]. Геомагнитное поле Земли принято в виде плоской волны, направленной вертикально вниз. Многослойный проводник (рисунок 1.8), помещенный в грунт (слой 1), состоит из трех слоев: изоляционного покрытия (слой 2), стальной трубы (слой 3) и перекачиваемой среды (слой 4) [17].

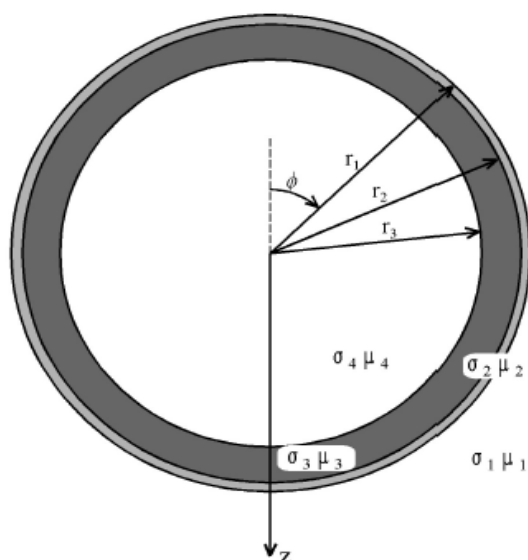


Рисунок 1.8 – Характеристики слоев модели трубопровода:

$r_1, r_2, r_3$  – расстояние от центра трубы до соответствующего слоя;

$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3, \sigma_4$  – проводимость соответствующего слоя;

$\mu_1, \mu_2, \mu_3, \mu_4$  – магнитная проницаемость соответствующего слоя [116]

При наличии многослойного проводника в грунте происходят изменения электрического и магнитных полей, при этом электрическое поле, воздействующее на проводник, отличается от электрического поля самого проводника (рисунок 1.9).

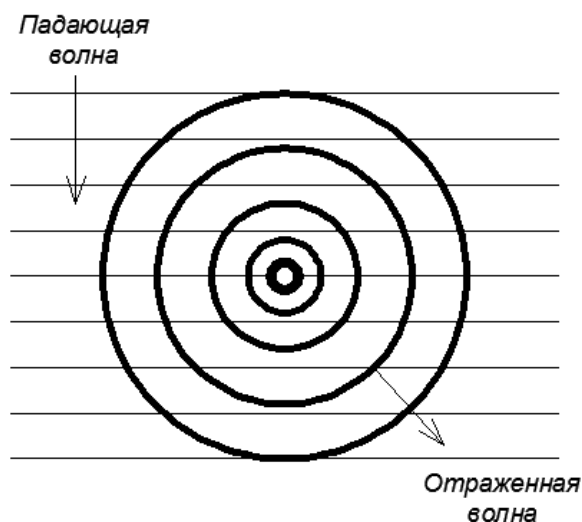


Рисунок 1.9 – Визуализация электрических полей модели: поле, действующее на проводник и вторичное поле проводника

Как правило, рассматривают два случая:

- 1) электрическое поле параллельно трубопроводу ( $E$ -поляризация);
- 2) электрическое поле перпендикулярно трубопроводу, а магнитное поле параллельно трубопроводу ( $H$ -поляризация).

Для электромагнитного поля с  $E$  параллельной цилиндру, электрическое поле в любом слое удовлетворяет уравнению диффузии в цилиндрических координатах:

$$\frac{\partial^2 E}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial E}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 E}{\partial \phi^2} - k^2 E = 0, \quad (1.2)$$

где  $E$  – напряженность электромагнитного поля, А/м;

$r$  – радиус от оси симметрии до рассматриваемого слоя цилиндрической поверхности, м;

$\phi$  – угол между вертикалью и вектором  $r$  (рисунок 1.8);

$k$  – постоянная распространения конкретного слоя:

$$k = \sqrt{i\omega\mu\sigma}, \quad (1.3)$$

где  $i$  – порядок слоя;

$\omega$  – частота колебания электромагнитного поля, Гц;

$\mu$  – магнитная проницаемость;

$\sigma$  – коэффициент проводимости.

Электрическое поле в любом слое, кроме внутреннего, может быть представлено в виде суммы падающей и отраженной частей. Для внутреннего слоя, существует только падающая часть. Электрическое поле в трубопроводной стали  $E_p$  вычисляется как:

$$E_p = \sum_{n=0}^{\infty} A_{pn} [I_n(\kappa_p r) + P_{pn} K_n(\kappa_p r)] \cos n\phi, \quad (1.4)$$

где  $A_{pn}$  – амплитуда колебаний  $n$  слоя;

$\kappa_p$  – постоянная распространения в трубопроводной стали;

$I_n(\kappa_p r)$ , – модифицированные функции Бесселя первого и второго видов;

$K_n(\kappa_p r)$

- $R_{pn}$  – коэффициент отражения;  
 $n$  – порядок слоя,  $n=1, 2, \dots, 4$ .

В уравнении (1.4) первый член представляет падающую волну, поступающую из внешнего слоя, а второй член представляет волны, отраженные от границы внутреннего слоя (см. рисунок 1.9).

Выражения (1.2) и (1.4) могут быть записаны и для других слоев (окружающего грунта, покрытия труб и нефти/газа в трубе). В этих выражениях амплитуды  $A_n$  и коэффициенты отражения  $R_n$  для каждого слоя могут быть найдены из граничных условий и определяются из понятия амплитуды электрического поля Земли, а также проводимости  $\sigma$  и магнитная проницаемости  $\mu$  каждого слоя. Эти граничные условия сохраняются для электрического поля на каждой границе с известным (ноль) коэффициентом отражения для внутреннего слоя и электрического поля Земли.

В работе [135] симитирована модель бесконечно длинного цилиндра с электромагнитными характеристиками трубопровода «Norman – Wales – Zama». Диаметр трубопровода составляет 32,4 см с толщиной стенки 7 мм. Трубопроводная сталь имеет проводимость  $5,5 \cdot 10^6$  См/м. Покрытие трубопровода толщиной 0,7 мм и электропроводностью  $10^{-6}$  См/м. Для нефти внутри трубопровода используется значение проводимости 1,0 См/м, а для грунта 0,02 См/м. Грунт, покрытие трубопровода и нефть, как предполагается, имеют свободное пространство равное  $(4\pi \cdot 10^{-7})$ , для магнитной проницаемости и для трубопроводной стали относительная магнитная проницаемость равна 180.

На рисунке 1.10 показано отношение между электрическим полем в трубной стали и электрическим полем в грунте (при отсутствии трубы) как функции частоты. Из рисунка видно, что электрическое поле в трубе такое же, как и электрическое поле в земле для периодов примерно выше 10 с. В периоды менее 10 с электрическое поле в трубе все больше ослабевает, а частота увеличивается.

В исследованиях [97, 135, 137] показано, что возмущения электрического поля, вызванные наличием многослойного проводника в грунте, уменьшаются с увеличением периода колебаний с 1 с до 1 мин. По результатам исследований [99]

выявлено, что электрическое поле проводника сопоставимо с электрическим полем окружающей среды при более продолжительных периодах колебаний. Для стальных трубопроводов плотность протекающего по ним тока не зависит от частоты изменения поля за исключением периодов продолжительностью менее 10 с. Данная модель применяется для оценки влияния материала трубопроводов и характеристик окружающей среды на величину ГИТ.

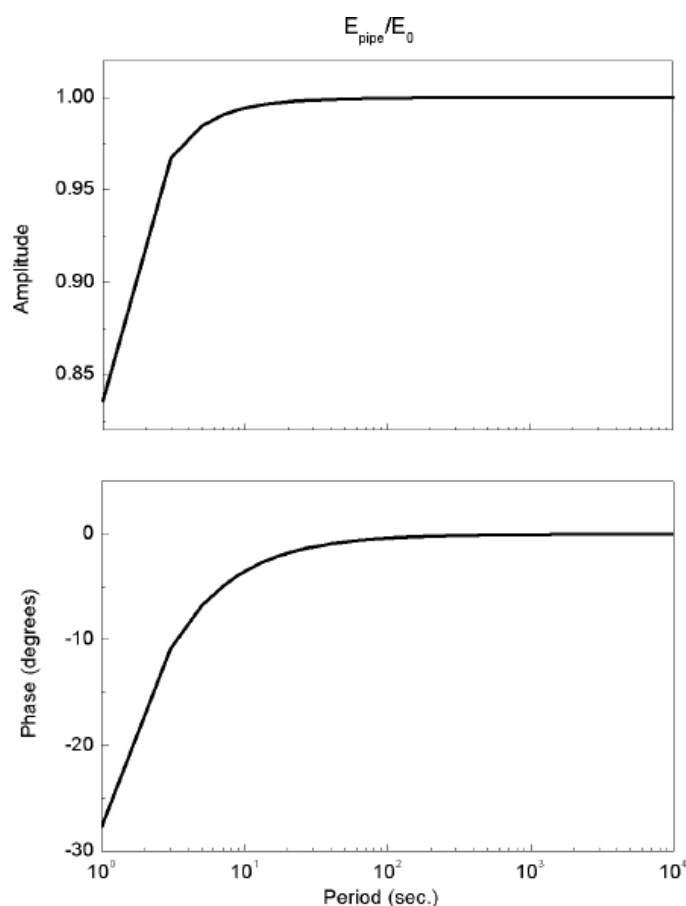


Рисунок 1.10– Отношение между электрическим полем в трубной стали и электрическим полем в земле для трубопровода «Norman – Wales – Zama» [135]

Математическая модель проводника, состоящего из нескольких участков, различных по своим характеристикам (DSTL-модель), описанная впервые в [131], в настоящее время широко используется для моделирования возникновения индуцированного тока в трубопроводных системах (рисунок 1.11).

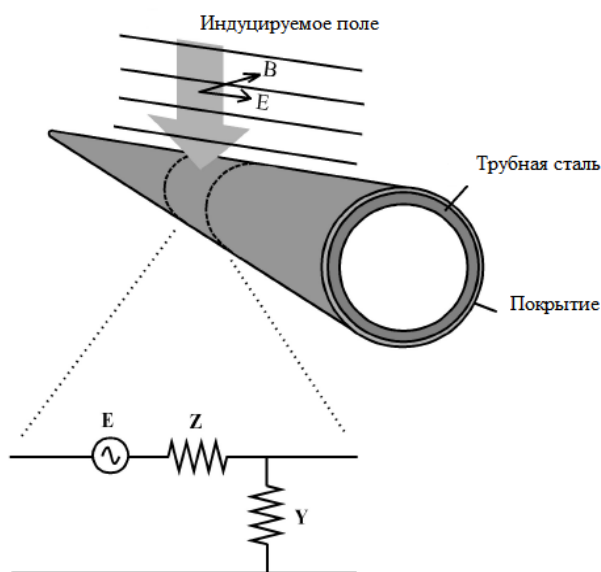


Рисунок 1.11 – Модель трубопровода, включающая распределенные источники напряжения, представляющие индуцированное электрическое поле:  $E$  – вектор напряженности электрического поля;  $B$  – вектор магнитной индукции;  $Z$  – продольное сопротивление;  $Y$  – проводимость изоляционного покрытия

Основные уравнения, описывающие напряжение и ток, создаваемые на любом участке трубопровода с помощью индуцированного электрического поля  $E_p$ :

$$\begin{aligned} \frac{d^2 V_p}{dx^2} - \gamma^2 V_p &= \frac{dE_p}{dx}, \\ \frac{d^2 I_p}{dx^2} - \gamma^2 I_p &= -Y E_p, \end{aligned} \quad (1.5)$$

где  $\gamma$  – постоянная распространения вдоль трубопровода, определяемая как:

$$\gamma = \sqrt{ZY}, Y = G + i\omega C, Z = R + i\omega L, \quad (1.6)$$

где  $Y$  – параллельная проводимость;

$Z$  – серия сопротивлений на единицу длины;

$G$  – проводимость на землю;

$C$  – емкость;

$R$  – сопротивление трубопроводной стали;

$L$  – индуктивность.

Из ICL-модели следует, что реакция трубопровода на периоды, превышающие 10 с не зависит от частоты (рисунок 1.10). По этой причине, зависящие от частоты детали, такие как емкость  $C$  и индуктивность  $L$ , не были включены в моделирование.

Уравнения (1.5) для участка трубопровода с равномерным индуцированным электрическим полем имеют решения вида:

$$\begin{aligned} V_p &= \frac{E_p}{\gamma} \left( A_p e^{-\gamma(x-x_1)} - B_p e^{-\gamma(x_2-x)} \right), \\ I_p &= \frac{E_p}{\gamma \cdot Z_c} \left( 1 + A_p e^{-\gamma(x-x_1)} + B_p e^{-\gamma(x_2-x)} \right), \end{aligned} \quad (1.7)$$

где  $x_1, x_2$  – координаты концов трубопровода;

$A_p, B_p$  – константы, зависящие от граничных условий на концах трубопровода;

$Z_c$  – волновое сопротивление трубопровода, определяемое как:

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z}{Yis}}. \quad (1.8)$$

Окончанием любого участка трубопровода могут быть и другие участки труб, возможно, с различными электрическими свойствами, каждый из которых испытывает воздействие индуцированного электрического поля. Для такого моделирования используют теорему Тевенина, заключающуюся в том, что любая электрическая цепь может быть представлена в виде эквивалентной схемы, состоящей из источников напряжения и сопротивления, соединенных последовательно. Расчеты начинают с последнего участка трубопровода с использованием известного сопротивления грунта и ее электрического поля. Значения компонентов эквивалентной схемы Тевенина могут быть, следовательно, рассчитаны с учетом напряжения разомкнутой цепи и сопротивления короткого замыкания каждой секции, как показано Ботлером [99].

Анализ вышеприведенных работ показал, что проблема моделирования процессов возникновения токов в трубопроводах в результате геомагнитных вариаций, с целью их прогнозирования на стадии проекта, до конца не решена. Ак-



туальным видится создание программных комплексов, позволяющих выполнять расчеты в автоматизированном режиме для быстрых вычислений.

### **1.3 Методы коррозионных изысканий при проектировании магистральных трубопроводов**

Существует ряд нормативных документов, обуславливающих порядок и объем сбора данных при проектировании трубопроводов различного назначения: для транспортировки нефти и газа, водоводов, систем отопления, оросительных систем [37, 50, 61, 78, 79, 84, 92].

В ходе предпроектных обследований уточняют следующие условия:

1) местоположение сопутствующих прокладываемому трубопроводу сторонних подземных коммуникаций, расположение установок ЭХЗ и контрольно-измерительных пунктов (далее – КИП) на них, а также возможности совместной защиты проектируемых трубопроводов и смежных подземных сооружений;

2) данные о расположении рельсовой сети электрифицированного транспорта, их тяговых подстанций, пунктов присоединения питающих линий к рельсам;

3) сведения о других возможных источниках БТ, находящихся в зоне трассы проектируемой сети.

Кроме этого, при проектировании трубопроводов, не зависимо от их назначения, по результатам коррозионных изысканий на трассе прохождения будущего трубопровода, как правило, учитывают:

- коррозионную агрессивность грунта;
- опасное влияние постоянного БТ.

#### **1.3.1 Оценка коррозионной активности грунта**

Известно, что коррозионная активность грунта определяется концентрацией в грунтовом электролите ионов, способных обеспечивать движение электрического тока, т.е. зависит от электрического сопротивления. Так в [37] и ряде других нормативных документов предложены критерии такой оценки.

Для измерения удельного электрического сопротивления применяется четырехэлектродная схема измерения на переменном токе, т.н. метод Шлюмберже. Особенность этого метода заключается в том, что все четыре электрода располагаются на одной линии симметрично середины отрезка  $AB$ , а расстояние  $MN$  мало по сравнению с  $AB$  (рисунок 1.12).

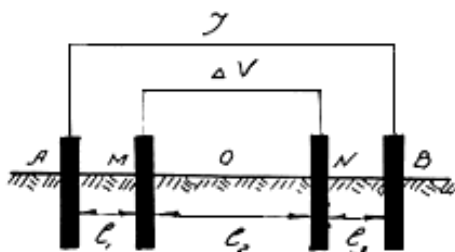


Рисунок 1.12 – Расположение электродов при измерении методом Шлюмберже

Крайние электроды – токовые, они подключаются к генератору переменного тока (частота генератора порядка 1 – 5 кГц). Центральные электроды – измерительные, подключены к вольтметру, измеряющему переменное напряжение  $\Delta V$ , зависящее от удельного электросопротивления грунта  $\rho$ .

Величину удельного сопротивления грунта определяют по формуле:

$$\rho = \frac{K\Delta V}{I}, \quad (1.9)$$

где  $\Delta V$  – напряжение на центральных электродах;

$I$  – сила тока, на токовых электродах;

$K$  – коэффициент, зависящий от расстановки электродов и рассчитывается как:

$$K = 2\pi \frac{l_1 l_3 (l_1 + l_2)(l_2 + l_3)}{l_2 (l_1 + l_2) + l_3 (l_2 + l_3)}, \quad (1.10)$$

где  $l_1, l_2, l_3$  – расстояния между электродами согласно рисунку (1.12).

Рекомендуется применять между электродами одинаковые расстояния, примерно равные глубине заложения трубопровода. Тогда расчет удельного электрического сопротивления грунта, проводят по формуле:

$$\rho = 2\pi aR, \quad (1.11)$$

где  $a$  – расстояние между электродами, равное глубине прокладки трубопровода, м;

$R$  – измеренная по прибору величина сопротивления, Ом.

Для задач оценки коррозионной агрессивности грунта его сопротивление измеряют в периоды времени, когда оно наименьшее, в отличие от измерения значений сопротивления для защитных заземлений, которые должны выполняться, когда оно минимальное [61].

### 1.3.2 Определение наличия, идентификация и оценка опасности источника блуждающих токов

#### *Измерения на трассе проектируемого нефтегазопровода*

При отсутствии подземных металлических сооружений значение БТ в земле определяют измерением разности потенциалов между двумя точками земли через каждые 1000 м по двум взаимно перпендикулярным направлениям «Север-Юг» и «Запад-Восток» при разносе измерительных электродов на 100 м (рисунок 1.13) [89]. Если есть действующие трубопроводы, их катодную защиту отключают на время выполнения измерений.

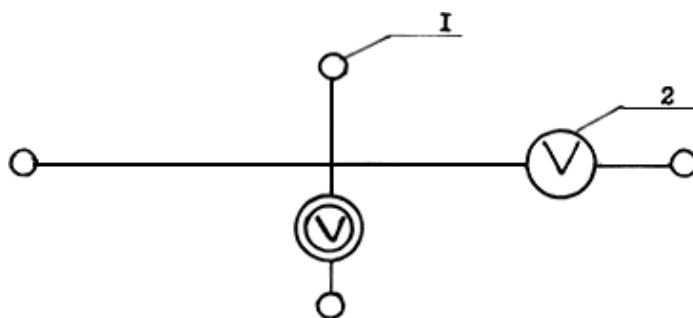


Рисунок 1.13 – Схема измерения разности потенциалов при выявлении источников БТ на трассе трубопроводов: 1 – медносульфатные электроды сравнения; 2 – самопишущие милливольтметры [33, 92]

Контакт с грунтом осуществляется с помощью неполяризующихся медносульфатных электродов сравнения.

Длительность регистрации разности потенциалов самопишущими приборами определяется в зависимости от наличия источников БТ, но не менее 0,5 часа и не более суток [92].

Критерием наличия БТ в земле служит изменение разности потенциалов по величине и знаку.

Направление и величину вектора поля БТ определяют графически. Для этого по осям  $Y$  и  $X$  откладывают в выбранном масштабе среднее значение разности потенциалов за время измерения в мВ. Положительные градиенты потенциалов, измеренные по направлениям «Север-Юг» и «Запад-Восток», откладывают по осям  $Y_{(+)}$  и  $X_{(+)}$ , а отрицательные по осям  $Y_{(-)}$  и  $X_{(-)}$ . Максимальная величина вектора поля БТ определяется в результате сложения векторов, отложенных по осям  $Y$  и  $X$ .

Если сделать несколько замеров, построить векторные диаграммы на карте местности в масштабе, то точка соединения этих векторов будет давать точку локализации источника БТ [89].

Кроме этого, в патенте [71] и в работе [89] указано, что для уточнения вектора поля БТ необходимо учитывать сопротивление грунта в месте измерения методом «креста».

В документе [92] показана методика определения опасности источника БТ при сборе данных на стадии проектирования.

Степень коррозионной опасности БТ определяют по величине потенциальной плотности источника БТ  $q$ , мА/м<sup>2</sup>, по формуле:

$$q = \frac{U}{\rho l}, \quad (1.12)$$

где  $U$  – максимальная величина суммарного вектора поля БТ, мВ;

$\rho$  – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м.

$l$  – расстояние между измерительными электродами, м.

Степень коррозионной опасности БТ на стадии проектирования можно определить по таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Критерии оценки степени коррозионной опасности БТ на стадии проектирования

| Показатель           | Потенциальная плотность БТ, $\text{мА/м}^2$ |            |            |            |
|----------------------|---|------------|------------|------------|
|                      | до 0,015                                    | 0,015-0,03 | 0,03-0,05  | свыше 0,05 |
| Степень опасности БТ | Низкая                                      | Средняя    | Повышенная | Высокая    |

Для качественной оценки степени коррозионной опасности БТ непосредственно в полевых условиях можно применять специальную номограмму [92] (рисунок 1.14).



Рисунок 1.14 – Номограмма качественной оценки степени коррозионной опасности БТ

По оси абсцисс откладывают максимальную величину вектора поля БТ в мВ, а по оси ординат – удельное электрическое сопротивление грунта в Ом·м. Точка пересечения линий с тем или иным значением вектора поля БТ и удельного электрического сопротивления грунта будет находиться в области определенных значений степени влияния БТ [92].

## 1.4 Методы определения, идентификации и оценки опасности блуждающих токов для действующих нефтегазопроводов

Методы идентификации (распознавания типа и природы) при последующей оценке опасности источника БТ чрезвычайно важны при эксплуатации трубопроводов подверженных влиянию БТ, потому как результаты идентификации, определяют последовательность проведения работ по оценке опасности источников БТ (рисунок 1.15).



Рисунок 1.15 – Последовательность реализации мероприятий по противодействию БТ на действующих подземных нефтегазопроводах

В ряде нормативных документов и работ, в частности в работе [89], приводится блок-схема определения наличия источника БТ, области его действия, а также оценки его опасности и определения превентивных мероприятий.

Однако данные рекомендации по определению влияния и опасности БТ, а также по оценке его опасности применимы только в том случае, если источник БТ является т.н. «классическим» [89, 92].

Наличие БТ на трассе действующего трубопровода определяют по результатам измерений разности потенциалов между трубопроводом и землей [22, 33, 75, 89, 92]. Считается, что если разность потенциалов меняется более чем на 40 – 50 мВ, то это связано с влиянием БТ [37].

В документе [37, 92] указано, что если измеряемая разность потенциалов изменяется по величине и знаку, или только по величине, то это указывает на наличие в земле БТ от электрифицированного транспорта. Однако это бывает не всегда так. Например, в работе [89] экспериментально показано, что разность потенциалов может изменяться без существенного токообмена между трубопроводом и грунтом, а в работе [6] данный факт был установлен на действующем трубопроводе в высокоомных грунтах на переходе через Уральские горы.

Принято, что если измеряемая разность потенциалов имеет устойчивый характер, то это указывает на наличие в земле токов почвенного происхождения, либо токов от ЛЭП постоянного тока, работающих по системе «провод-земля», если таковые имеются в данном районе, или установок катодной защиты на существующих подземных металлических сооружениях.

Разность потенциалов между трубопроводом и землей, как отмечалось выше, измеряют самопишущими вольтметрами с входным сопротивлением не менее 20 кОм на 1 В шкалы [75, 92]. Данное требование было актуально для стрелочных приборов, которые в настоящее время не применяются. Современные цифровые приборы имеют входное сопротивление более 10 МОм независимо от предела измерения [10, 21].

Продолжительность замеров (записи) разности потенциалов «труба-земля» в соответствии с [37, 92] составляет не менее 10 – 15 мин. Однако в работе [61] указано, что этого времени явно недостаточно, т.к. в указанный период может отсутствовать активное действие БТ, ввиду чего могут быть сделаны некорректные выводы.

Наиболее корректная методика выявления наличия источника БТ, действующего на коридор многониточного трубопровода, приведена в работе Фуркина А.В. [89].

Таким образом, сам факт воздействия источника БТ на трубу определяют по хаотически изменяющемуся потенциалу трубопровода относительно грунта, оценку опасности проводят по плотности стекающего тока в анодной зоне, а местоположение самого источника – путем построения векторных диаграмм [33, 85, 89, 92].

В работе [89] сформулированы критерии идентификации источника БТ, как «неклассического», предположительно, геомагнитного, а именно:

- единство источника тока, действующего на существенный по протяженности участок трубопровода: 100 – 200 км и более. Предполагается, что длина участка воздействия примерно равна расстоянию от источника до трубопровода. Расстояния 100 – 200 км являются маловероятными для преодоления БТ, поэтому данный признак выбран как приоритетный;

- отсутствие тока, протекающего по грунту вблизи трубопровода. Действительно, для таких источников отмечается, что методом «крестов» их местоположение не определяется [6, 89];

- отсутствие в измеряемой разности потенциалов переменной составляющей, кратной 50 Гц. Этот признак свидетельствует о непринадлежности к источникам тока, связанным с промышленными частотами и их гармониками.

Однако стоит выделить, что отмеченный Фуркиным А.В. [7, 89] перечень диагностических маркеров является верным, но далеко не полным, а значит, при помощи этого перечня невозможно достоверно определить источник, как геомагнитный. Следовательно, невозможно корректно определить его опасность и назначить эффективный комплекс превентивных мероприятий.

Если источник БТ «классический», методики оценки его опасности определены и представлены в различных нормативных документах, как российских, так и зарубежных [114, 132].



При локализации участка действия тока определяются точки стекания и натекания тока. Как правило, эти точки инверсны во времени и, если источник знакопеременный, то каждая из этих точек может быть как анодной зоной, так и катодной в зависимости от времени наблюдения [89].

Кроме этого, при анализе опасности источника БТ учитывают соотношение площадей фигур под графиком «разность потенциалов – время», соответствующих анодной и катодной зоне, частоту изменения тока и коэффициент несимметричности его действия [33, 75, 113].

В [81] и [82] установлены критерии опасности коррозионного воздействия ЛЭП переменного тока на трубопровод и предельные величины напряжения прикосновения (таблицы 1.2 и 1.3).

Таблица 1.2 – Показатели коррозионной опасности, вызываемой влиянием переменного тока

| Ток утечки $j$ , А/м <sup>2</sup> | Опасность коррозии | Примечание                        |
|-----------------------------------|--------------------|-----------------------------------|
| До 30                             | Отсутствует        | Дополнительные меры не требуются  |
| От 30 до 100                      | Вероятна           | Требуется контроль                |
| Более 100                         | Присутствует       | Требуется ограничение воздействия |

Таблица 1.3 – Допустимое напряжение прикосновения на трубопроводе, вызванное влиянием ЛЭП

| Напряжение прикосновения $U$ , В | Режим работы ЛЭП   |
|----------------------------------|--------------------|
| До 60                            | Длительный режим   |
| До 1000                          | Короткое замыкание |

### 1.5 Методы защиты нефтегазопроводов от блуждающих токов

Целесообразность реализации методов защиты от БТ определяют по результатам оценки опасности действующего источника БТ, методики которой отмечены выше.

Арсенал методов защиты от действия источников БТ включает:

- 1) применение усиленной наружной изоляции трубопроводов [38];
- 2) применение дренажей различного типа [22];
- 3) применение электроизолирующих вставок (далее – ВЭИ) [67];
- 4) применение средств ЭХЗ, имеющих автоматизированный режим работы с поддержанием потенциала «труба-земля» [22];
- 5) применение устройств защиты от перенапряжений трубопроводов [44].

Методы защиты выбирают в зависимости от природы источника и интенсивности его действия и других характеристик [16, 46, 121]. Разберем варианты применения различных методов подробнее.

#### *Усиленная изоляция труб*

Изоляция препятствует образованию точек стекания и натекания тока, что ведет к дополнительным сопротивлениям на пути БТ, но может привести к высокой плотности тока на малозначительных дефектах изоляции. Кроме этого, применение данного метода защиты затруднительно на действующих трубопроводах, поэтому такая мера может быть применена на стадии проектирования новых трубопроводов или при их реконструкции [5].

Такой метод защиты может быть не всегда эффективен. К примеру, было отмечено, что геомагнитные БТ в большей степени проявляются на нефтегазопроводах, имеющих высокие значения сопротивления изоляционного покрытия (300 кОм·м<sup>2</sup> и более).

#### *Применение дренажей*

Дренажи применяют только для источников БТ, которые связаны с электрифицированными ж/д и их принцип работы заключается в том, что в области потенциальной анодной зоны ток с трубы стекает не в грунт с разрушительными для металла последствиями, а по искусственно организованному проводнику прямо на рельс, что минимизирует вероятность коррозии. Для «неклассических» источников тока метод не приемлем.

#### *Применение ВЭИ*

Применение ВЭИ в ряде случаев позволяет избежать негативного влияния БТ на подземный трубопровод, т.к. ВЭИ делает трубопровод квазинепроводящим

на этом участке, т.е. электрический ток и цепь БТ прерывается. Однако применение вставок может привести к обратному негативному эффекту из-за возможного перетекания тока по грунту рядом со вставкой. Таким образом, вставка может искусственно вызвать условия для дополнительного образования точек стекания и натекания тока [132]. Между тем, стоит отметить, что ВЭИ являются эффективной мерой противодействия геомагнитным токам, однако в этом случае необходимо обосновать требуемую периодичность их установки, а таких методик не разработано.

#### *Применение автоматизированных средств ЭХЗ*

Применение автоматизированных преобразователей ЭХЗ, имеющих возможность поддерживать значение потенциала на некотором заданном уровне, позволяет в определенной мере справиться с проблемой БТ, однако возможности для такой регулировки крайне ограничены. Кроме этого, такой метод недопустим для работы на трубопроводах с геомагнитным влиянием, т.к. система ЭХЗ будет противостоять «мнимому» напряжению, которое натекает не извне, а возникло в самой трубе. Это, как правило, приводит к перерасходу энергии, сокращению срока службы анодных элементов и к выходу преобразователей из строя в течение нескольких недель [66].

#### *Применение защиты от перенапряжений*

Как было отмечено выше наведение переменного тока от ЛЭП редко ведет к разрушению металла труб от переменного тока. Это происходит только при определенных условиях. Однако при высоком сопротивлении изоляционного покрытия могут возникнуть опасные для обслуживающего персонала перенапряжения на трубопроводе. Рядом российских компаний, в частности ЗАО «Трубопроводные системы и технологии», налажен выпуск инновационных устройств для защиты от перенапряжений. Устройство подключается к трубопроводу и заземляется рядом с ним. В штатном режиме работы оно не оказывает влияния на работу системы ЭХЗ, при появлении значительных напряжений на трубопроводе, происходит стекание тока через устройство в грунт. Очевидно, что область применения

устройства ограничено зоной взаимного действия трубопроводов и высоковольтных ЛЭП. Для решения других задач устройство не применяется.

### **Выводы по главе 1**

Анализ, проведенный в главе 1 позволяет заключить следующее:

1. Тема исследования и противодействия БТ на стадии проектирования и строительства подземных нефтегазопроводов чрезвычайно актуальна, т.к. ее решение позволяет обеспечить их безаварийную эксплуатацию в течение расчетного срока службы.

2. Наиболее изученными источниками БТ являются источники, связанные с натеканием тока через грунт, например, от электрифицированных ж/д. Более экзотическими источниками являются источники, частью которых является сама труба: индуцированные источники тока от переменных магнитных полей ЛЭП и квазипостоянных геомагнитных полей во время магнитных бурь. Количество участков нефтегазопроводов с индукционным влиянием возрастает в связи с увеличением качества строительства и интегрального переходного сопротивления изоляционного покрытия.

3. Вопросами, связанными с моделированием геомагнитных токов, занимались ряд иностранных исследователей, однако вопрос моделирования процессов возникновения токов в трубопроводах в результате геомагнитных вариаций, с целью их прогнозирования на стадии проекта, до конца не решен. Кроме этого, актуальным видится создание программных комплексов, позволяющих выполнять расчеты в автоматизированном режиме для быстрых вычислений при проектировании и эксплуатации трубопроводов.

4. Для определения опасности источника БТ и применения превентивных мероприятий по защите трубопровода важным является идентификация типа источника БТ. В работах Фуркина А.В. предложена методика идентификации источника, однако перечень сформулированных диагностических маркеров является верным, но далеко не полным. Следовательно, при помощи этого перечня невоз-

можно достоверно определить источник, как геомагнитный, а также невозможно корректно определить его опасность и назначить эффективный комплекс превентивных мероприятий.

5. Анализ существующих методик, применяемых на стадиях проектирования, эксплуатации подземных магистральных нефтегазопроводов, включая технологии защиты от негативного действия БТ, показал, что такие методы разработаны для т.н. «классических» источников БТ и не подходят для работы с «неклассическими» источниками, например, геомагнитными. Это обстоятельство приводит к тому, что действие таких источников обнаруживается уже «постфактум» на построенных объектах, например, системе магистральных газопроводов «Бованенково – Ухта».

## **2 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ ГЕОМАГНИТНО-ИНДУЦИРОВАННОГО ТОКА В ПОДЗЕМНОМ ПРОТЯЖЕННОМ ТРУБОПРОВОДЕ**

### **2.1 Теоретические основы моделирования геомагнитно-индуцированных токов, воздействующих на нефтегазопроводы**

Согласно современным представлениям [122, 125], возникновение ГИТ объясняется следующей последовательностью явлений:

1. Образование ионосферных токов (переменных токов в ионосфере Земли на высотах от 50 км) в результате взаимодействия потоков заряженных частиц, источником которых является Солнце, и магнитосфера Земли.

2. Образование переменного магнитного поля (геомагнитных вариаций), связанного с ионосферными токами в соответствии с законом Био-Савара-Лапласа.

3. Образование переменного электрического поля, связанного с переменным магнитным полем в соответствии с законом Фарадея.

4. Образование переменного ГИТ в грунте и протяженных металлических коммуникациях под действием переменного электрического поля.

Схематично процесс возникновения ГИТ изображен на рисунке 2.1.

Непосредственное проведение количественной оценки связи магнитного и электрического полей в определенной области на поверхности Земли затрудняется тем, что на практике не известны характеристики (размеры, положение, сила тока) системы ионосферных токов, а также не определен контур, по которому протекает ток в грунте. Поэтому для установления количественной связи между напряженностью электрического поля и индукцией магнитного поля используются различные приближения. Рассмотрим наиболее простой и наглядный способ определения взаимосвязи напряженности электрического поля и индукции магнитного поля на поверхности Земли с использованием приближения плоских волн [123, 125].

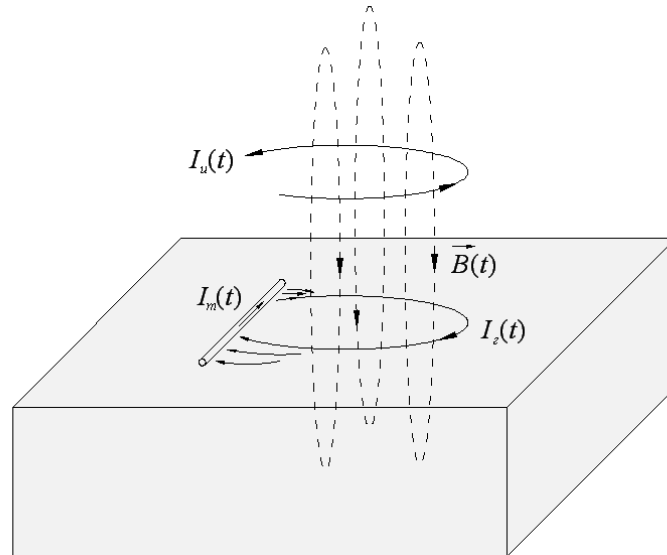


Рисунок 2.1 – Механизм образования ГИТ. Обозначения:  $I_u(t)$  – ионосферный ток,  $I_z(t)$  – ГИТ в грунте,  $I_m(t)$  – ГИТ в трубопроводе,  $B(t)$  – вектор магнитной индукции

Основные особенности электромагнитного поля определяются уравнениями Максвелла. Эти уравнения в дифференциальной форме в системе СИ записываются в следующем виде [76]:

$$\operatorname{div} B = 0, \quad (2.1)$$

$$\operatorname{rot} E = -\frac{\partial B}{\partial t}, \quad (2.2)$$

$$\operatorname{div} D = \rho, \quad (2.3)$$

$$\operatorname{rot} H = j + \frac{\partial D}{\partial t}, \quad (2.4)$$

- где  $H$  – напряженность магнитного поля;  
 $B$  – магнитная индукция;  
 $E$  – напряженность электрического поля;  
 $D$  – электрическая индукция;  
 $j$  – плотность электрического тока;  
 $\rho$  – плотность свободных электрических зарядов;  
 $t$  – время.

При решении этих уравнений используется то обстоятельство, что между входящими в них величинами имеются следующие соотношения:

$$B = \mu\mu_0 H, \quad (2.5)$$

$$D = \varepsilon\varepsilon_0 E, \quad (2.6)$$

$$j = \sigma E, \quad (2.7)$$

где  $\mu_0$  – магнитная постоянная;

$\varepsilon_0$  – электрическая постоянная.

Использование соотношений (2.5) – (2.7) позволяет записать уравнения (2.3) и (2.4) в следующем виде:

$$\operatorname{div} E = \frac{\rho}{\varepsilon\varepsilon_0}, \quad (2.8)$$

$$\operatorname{rot} B = \mu\mu_0 \sigma E + \mu\mu_0 \varepsilon\varepsilon_0 \frac{\partial E}{\partial t}. \quad (2.9)$$

При отсутствии свободных электрических зарядов в рассматриваемой области пространства ( $\rho = 0$ ) уравнение (2.8) принимает следующий вид:

$$\operatorname{div} E = 0. \quad (2.10)$$

Известно [26], что

$$\operatorname{rot} \operatorname{rot} B = \operatorname{grad} \operatorname{div} B - \Delta B, \quad (2.11)$$

где  $\Delta$  – оператор Лапласа.

Применим к уравнению (2.9) операцию  $\operatorname{rot}$ :

$$\operatorname{rot} \operatorname{rot} B = \operatorname{grad} \operatorname{div} B - \Delta B = \mu\mu_0 \operatorname{rot} \left( \sigma E + \varepsilon\varepsilon_0 \frac{\partial E}{\partial t} \right) = \mu\mu_0 \left( -\sigma \frac{\partial B}{\partial t} - \varepsilon\varepsilon_0 \frac{\partial^2 B}{\partial t^2} \right). \quad (2.12)$$

Т.к.  $\operatorname{div} B = 0$  (2.1), то уравнение (2.12) может быть записано в следующем виде:

$$\Delta B = \mu\mu_0 \left( \sigma \frac{\partial B}{\partial t} + \varepsilon\varepsilon_0 \frac{\partial^2 B}{\partial t^2} \right). \quad (2.13)$$

Если зависимость  $B$  от времени  $t$  представлена множителем вида  $e^{i\omega t}$ , то справедливы следующие соотношения:



$$\frac{\partial B}{\partial t} = i\omega B, \quad (2.14)$$

$$\frac{\partial^2 B}{\partial t^2} = -\omega^2 B, \quad (2.15)$$

$$\omega = 2\pi f,$$

где  $e$  – основание натурального логарифма;

$i$  – мнимая единица;

$\omega$  – круговая (циклическая) частота колебаний;

$f$  – частота колебаний, то справедливы следующие соотношения.

Подставив (2.14) и (2.15) в (2.13), получим следующее уравнение:

$$\Delta B = \mu\mu_0(i\omega\sigma - \omega^2\varepsilon\varepsilon_0)B. \quad (2.16)$$

Введем величину  $k$ , удовлетворяющую следующему соотношению:

$$k = \sqrt{\mu\mu_0(\omega^2\varepsilon\varepsilon_0 - i\omega\sigma)}. \quad (2.17)$$

Тогда уравнение для магнитной индукции может быть записано в следующем виде:

$$\Delta B + k^2 B = 0. \quad (2.18)$$

Аналогичное уравнение может быть получено для напряженности электрического поля:

$$\Delta E + k^2 E = 0. \quad (2.19)$$

Введем декартову систему координат, ось  $z$  которой направлена вертикально вниз, оси  $x$  и  $y$  расположены в горизонтальной плоскости, плоскость  $z = 0$  совпадает с поверхностью грунта (рисунок 2.2).

Рассмотрим плоскую электромагнитную волну с частотой  $\omega$ , фронт которой перпендикулярен оси  $z$ . В этом случае вектора  $B$  и  $E$  лежат в плоскости  $xy$ , а компоненты векторов  $E$  и  $B$  не зависят от координат  $x$  и  $y$ . Тогда из уравнения (2.18) с использованием известного представления оператора Лапласа  $\Delta$  в декартовых координатах [28] могут быть получены следующие соотношения для горизонтальных компонент вектора  $B$ :

$$\frac{\partial^2 B_x}{\partial z^2} + k^2 B_x = 0, \quad (2.20)$$

$$\frac{\partial^2 B_y}{\partial z^2} + k^2 B_y = 0. \quad (2.21)$$

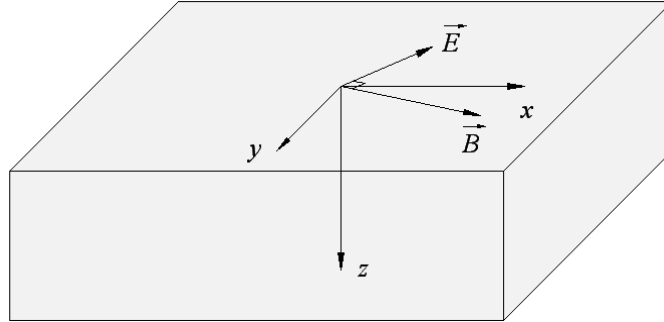


Рисунок 2.2 – К расчету взаимосвязи напряженности электрического поля и индукции магнитного поля плоской электромагнитной волны на границе однородного полупространства

Соотношения (2.20) и (2.21) представляют собой линейные однородные дифференциальные уравнения второго порядка. Общие решения таких уравнений записываются в следующем виде [80]:

$$B_x = B_{x0}e^{-ikz} + B_{x1}e^{ikz}, \quad (2.22)$$

$$B_y = B_{y0}e^{-ikz} + B_{y1}e^{ikz}, \quad (2.23)$$

где  $B_{x0}, B_{x1}, B_{y0}, B_{y1}$  – величины, не зависящие от  $z$ .

Величины  $B_x$  и  $B_y$  стремятся к нулю при  $z \rightarrow \infty$ , поэтому  $B_{x1} = B_{y1} = 0$ . С учетом этого, уравнения (2.22) и (2.23) приобретают следующий вид:

$$B_x = B_{x0}e^{-ikz}, \quad (2.24)$$

$$B_y = B_{y0}e^{-ikz}. \quad (2.25)$$

Аналогичные соотношения могут быть получены из (2.19) для величин  $E_x$  и  $E_y$ :

$$E_x = E_{x0}e^{-ikz}, \quad (2.26)$$

$$E_y = E_{y0}e^{-ikz}. \quad (2.27)$$

где  $E_{x0}, E_{y0}$  – величины, не зависящие от  $z$ .

Величины  $B_{x0}$ ,  $B_{y0}$ ,  $E_{x0}$ ,  $E_{y0}$  представляют собой компоненты индукции магнитного поля и напряженности электрического поля соответственно на поверхности Земли (при  $z = 0$ ).

Из уравнения (2.2) с использованием известного представления оператора *rot* в декартовых координатах [28] могут быть получены следующие соотношения:

$$\frac{\partial E_y}{\partial z} = i\omega B_x, \quad (2.28)$$

$$\frac{\partial E_x}{\partial z} = i\omega B_y. \quad (2.29)$$

Подставив в (2.28) выражения (2.27) и (2.24), а в (2.29) – выражения (2.26) и (2.25), получим следующие соотношения:

$$\frac{E_y}{B_x} = \frac{E_{y0}}{B_{x0}} = -\frac{\omega}{k}, \quad (2.30)$$

$$\frac{E_x}{B_y} = \frac{E_{x0}}{B_{y0}} = \frac{\omega}{k}. \quad (2.31)$$

Отношение горизонтальных составляющих векторов  $E$  и  $B$  плоской монохроматической электромагнитной волны на поверхности Земли (при  $z = 0$ ) называется поверхностным импедансом Земли или магнитотеллурическим импедансом  $Z$ :

$$Z = -\frac{E_{y0}}{B_{x0}} = \frac{E_{x0}}{B_{y0}} = \frac{\omega}{k}. \quad (2.32)$$

При частотах, характерных для геомагнитных вариаций, выполняется условие квазистационарности  $\sigma \gg \varepsilon\varepsilon_0\omega$  [123], что позволяет пренебречь первым слагаемым в скобках в уравнении (2.17). Таким образом, уравнение для величины  $k$  может быть записано в следующем виде:

$$k = \sqrt{-i\omega\sigma\mu_0} = \sqrt{\omega\sigma\mu_0} e^{-i\frac{\pi}{4}} = (1-i)\sqrt{\frac{\omega\sigma\mu_0}{2}}. \quad (2.33)$$

Соответственно, уравнение для величины  $Z$  примет следующий вид:

$$Z = \sqrt{\frac{i\omega}{\mu\mu_0\sigma}}. \quad (2.34)$$

Проведем оценку амплитуды изменения напряженности электрического поля на поверхности грунта. При этом будем использовать следующие характерные значения параметров:  $\mu = 1$  [123],  $\sigma = 10^{-3} \text{ Ом}^{-1}\text{м}^{-1}$  [113],  $\omega = 10^{-3} \text{ Гц}$  [127, 136]. Типичные значения амплитуды вариаций величины  $B_x$  лежат в диапазоне от  $10^{-2}$  до  $10^{-1}$  мкТл. С использованием уравнений (2.32) и (2.34) легко показать, что в этом случае значения амплитуды вариации величины  $E_y$  лежат в диапазоне от  $10^{-5}$  до  $10^{-4}$  В/м.

На практике характер изменения геомагнитного поля во времени не является гармоническим. Проведем обобщение полученных выше результатов на случай произвольной зависимости геомагнитных вариаций от времени. В этом случае зависимости  $E_y(t)$  и  $B_x(t)$  могут быть представлены в виде интегралов Фурье [28]:

$$E_y(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} E_y(\omega) e^{i\omega t} d\omega, \quad (2.35)$$

$$B_x(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} B_x(\omega) e^{i\omega t} d\omega, \quad (2.36)$$

где  $E_y(\omega), B_x(\omega)$  – трансформаторы Фурье функций  $E_y(t)$  и  $B_x(t)$ ;

$$E_y(\omega) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} E_y(t) e^{-i\omega t} dt, \quad (2.37)$$

$$B_x(\omega) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} B_x(t) e^{i\omega t} dt. \quad (2.38)$$

Для величин  $E_y(\omega)$  и  $B_x(\omega)$  с учетом (2.30) можно записать следующее уравнение:

$$E_y(\omega) = -\frac{\omega}{k(\omega)} B_x(\omega). \quad (2.39)$$

Обозначим  $g_x(t)$  производную по времени от  $B_x(t)$ :

$$g_x(t) = \frac{dB_x(t)}{dt}. \quad (2.40)$$

Трансформанта Фурье функции  $g_x(t)$  имеет следующий вид:

$$g_x(\omega) = i\omega B_x(\omega). \quad (2.41)$$

С учетом (2.41) уравнение (2.39) принимает следующий вид:

$$E_y(\omega) = \frac{ig_x(\omega)}{k(\omega)}. \quad (2.42)$$

Подставив (2.42) в (2.35), получим:

$$E_y(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{ig_x(\omega)}{k(\omega)} e^{i\omega t} d\omega. \quad (2.43)$$

Известно, что если  $F_1(\omega)$  и  $F_2(\omega)$  – трансформанты Фурье функций  $f_1(t)$  и  $f_2(t)$  соответственно, то справедливо следующее соотношение (теорема о свертке) [28]:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} F_1(\omega)F_2(\omega)e^{i\omega t} d\omega = \int_{-\infty}^{+\infty} f_1(t-u)f_2(u)du. \quad (2.44)$$

С учетом (2.44) соотношение (2.43) можно переписать следующим образом:

$$E_y(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} g_x(t-u)q(u)du, \quad (2.45)$$

где  $q(t)$  – функция, трансформанта Фурье.

Для трансформанта Фурье  $q(\omega)$  имеет следующий вид:

$$q(\omega) = \frac{i}{k(\omega)}. \quad (2.46)$$

Функция  $q(t)$  определяется следующим соотношением:

$$q(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} q(\omega)e^{i\omega t} d\omega = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{i}{k(\omega)} e^{i\omega t} d\omega. \quad (2.47)$$

Известно [118], что

$$\int_{-\infty}^{+\infty} \frac{ie^{i\omega t} d\omega}{\sqrt{\omega^2 - ip\omega}} = -2\pi e^{-\frac{pt}{2}} J_0\left(i\frac{pt}{2}\right)\theta(t), \quad (2.48)$$

где  $J_0$  – функция Бесселя нулевого порядка;

$\theta$  – ступенчатая функция:

$$\theta(t) = \begin{cases} 1, & t > 0 \\ \frac{1}{2}, & t = 0 \\ 0, & t < 0 \end{cases} \quad (2.49)$$

Если  $k(\omega)$  определяется соотношением (2.17), то из (2.47) с учетом (2.48) получим следующее соотношение:

$$q(t) = -\sqrt{\frac{2\pi}{\mu\mu_0\varepsilon\varepsilon_0}} e^{-\frac{\sigma}{2\varepsilon\varepsilon_0}t} J_0\left(i\frac{\sigma t}{2\varepsilon\varepsilon_0}\right) \theta(t). \quad (2.50)$$

С учетом (2.50) уравнение (2.45) примет следующий вид:

$$E_y(t) = -\frac{1}{\sqrt{\mu\mu_0\varepsilon\varepsilon_0}} \int_0^\infty g_x(t-u) e^{-\frac{\sigma u}{2\varepsilon\varepsilon_0}} J_0\left(i\frac{\sigma u}{2\varepsilon\varepsilon_0}\right) du. \quad (2.51)$$

Если  $u \gg \varepsilon\varepsilon_0/\sigma$ , то функция  $J_0$  может быть разложена в ряд и заменена на первый член этого разложения [123]:

$$J_0\left(i\frac{\sigma u}{2\varepsilon\varepsilon_0}\right) \approx \sqrt{\frac{\varepsilon\varepsilon_0}{\pi\sigma u}} e^{-\frac{\sigma u}{2\varepsilon\varepsilon_0}}. \quad (2.52)$$

Подставив (2.52) в (2.51), получим:

$$E_y(t) \approx -\frac{1}{\sqrt{\pi\sigma\mu\mu_0}} \int_0^\infty \frac{g_x(t-u)}{\sqrt{u}} du. \quad (2.53)$$

Аналогичное соотношение может быть получено для  $E_x(t)$ :

$$E_x(t) \approx -\frac{1}{\sqrt{\pi\sigma\mu\mu_0}} \int_0^\infty \frac{g_y(t-u)}{\sqrt{u}} du. \quad (2.54)$$

где использовано обозначение

$$g_y(t) = \frac{dB_y(t)}{dt}. \quad (2.55)$$

Согласно уравнениям (2.53) и (2.54), значения  $E_y$  и  $E_x$  в данный момент времени зависят от значений  $g_x$  и  $g_y$ , относящихся к предыдущим моментам времени, причем наибольшее влияние оказывают значения  $g_x$  и  $g_y$ , относящиеся к моментам времени, наименее удаленным от данного момента (множитель  $u^{1/2}$  в знаменателе). Таким образом, при наличии данных о значениях компонент маг-

нитной индукции на протяжении некоторого интервала времени, с помощью соотношений (2.53) и (2.54) могут быть определены компоненты напряженности электрического поля. Уравнения вида (2.53) использовались при моделировании ГИТ, например, в работах [113, 124, 128, 139, 142].

## **2.2 Математическая модель процесса образования геомагнитно-индуцированного тока в подземном трубопроводе**

Рассмотрим участок подземного трубопровода с изоляционным покрытием, находящийся под воздействием внешнего электрического поля. Частота изменения напряженности внешнего электрического поля, связанного с геомагнитными вариациями – величина порядка  $10^{-3}$  Гц. При моделировании процессов образования ГИТ в подземном трубопроводе, как правило, считается, что из-за столь низкой частоты продольным индуктивным сопротивлением трубопровода можно пренебречь по сравнению с продольным омическим сопротивлением, а ёмкостной утечкой тока через изоляцию можно пренебречь по сравнению с омической утечкой [127, 136].

Пусть координатная ось  $x$  направлена вдоль оси трубопровода. Будем использовать следующие обозначения:  $E(x)$  – проекция вектора напряженности внешнего электрического поля на ось  $x$ ,  $I(x)$  – сила тока в трубопроводе,  $U_1(x)$  – потенциал трубопровода,  $U_2(x)$  – потенциал грунта.

Рассмотрим элементарный участок трубопровода длиной  $dx$ , расположенный вблизи точки с линейной координатой  $x$  (рисунок 2.3).

Пусть  $U(x)$  – разность потенциалов между трубопроводом и грунтом:

$$U(x) = U_1(x) - U_2(x). \quad (2.56)$$

Изменение потенциала трубопровода на элементарном участке длиной  $dx$  определяется следующим соотношением:

$$dU_1(x) = U_1(x + dx) - U_1(x) = -Z(x)I(x)dx, \quad (2.57)$$

где  $Z(x)$  – продольное сопротивление участка трубопровода, длина которо-

го равна единице.

Изменение потенциала грунта на элементарном участке длиной  $dx$  зависит от проекции вектора напряженности внешнего электрического поля на ось  $x$ :

$$dU_2(x) = U_2(x + dx) - U_2(x) = -E(x)dx. \quad (2.58)$$

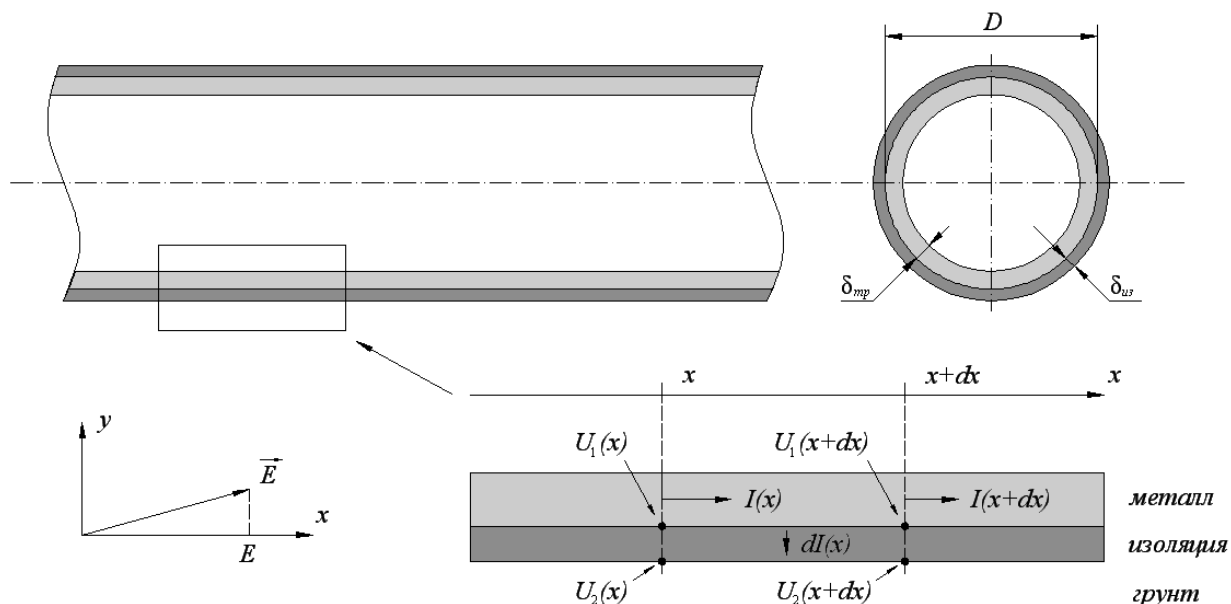


Рисунок 2.3 – К расчету распределения силы тока в подземном трубопроводе и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом

Изменение разности потенциалов между трубопроводом и грунтом на элементарном участке длиной  $dx$  может быть записано в следующем виде:

$$dU(x) = dU_1(x) - dU_2(x) = E(x)dx - Z(x)I(x)dx. \quad (2.59)$$

Изменение силы тока на элементарном участке длиной  $dx$  за счет утечки тока через изоляцию пропорционально разности потенциалов между трубопроводом и грунтом:

$$dI(x) = -Y(x)U(x)dx, \quad (2.60)$$

где  $Y(x)$  – проводимость изоляционного покрытия на единицу длины трубопровода.

Уравнения (2.59) и (2.60) могут быть записаны в следующем виде:



$$\frac{dU(x)}{dx} + Z(x)I(x) = E(x), \quad (2.61)$$

$$\frac{dI(x)}{dx} = -Y(x)U(x). \quad (2.62)$$

Система дифференциальных уравнений (2.61) и (2.62) при известных  $Z(x)$ ,  $Y(x)$  и  $E(x)$  полностью определяет распределение величин  $I$  и  $U$  вдоль трубопровода. [106]

Рассмотрим вопрос о связи величин  $Z$  и  $Y$  с такими параметрами трубопровода, как диаметр, толщина стенки, удельное сопротивление металла трубопровода, толщина и удельное сопротивление изоляционного покрытия. Известно, что сопротивление  $R$  элемента проводящей среды определяется соотношением

$$R = \rho \frac{l}{s}, \quad (2.63)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление среды;

$l$  – длина элемента (в направлении протекания тока);

$s$  – площадь поперечного (по отношению к направлению протекания тока) сечения элемента.

Рассмотрим участок трубопровода длины  $\Delta x$ , по которому протекает ток в направлении, совпадающем с осью трубопровода. Для этого участка:

$$I_{TP} = \Delta x, \quad s_{TP} = \pi D \delta_{TP}, \quad (2.64)$$

где  $D$  – наружный диаметр трубопровода;

$\delta_{TP}$  – толщина стенки трубопровода.

Следовательно, продольное сопротивление  $Z$  участка трубопровода, длина которого равна единице, определяется соотношением:

$$Z = \frac{1}{\Delta x} \frac{\rho_{TP} \Delta x}{\pi D \delta_{TP}} = \frac{\rho_{TP}}{\pi D \delta_{TP}}, \quad (2.65)$$

где  $\rho_{TP}$  – удельное сопротивление металла трубопровода.

Рассмотрим участок изоляционного покрытия трубопровода, по которому протекает ток в направлении, перпендикулярном поверхности трубопровода.

Пусть длина участка в направлении, совпадающем с направлением оси трубопровода, равна  $\Delta x$ . Для этого участка:

$$I_{из} = \delta_{из}, s_{из} = \pi D \Delta x, \quad (2.66)$$

где  $\delta_{из}$  – толщина изоляционного покрытия.

Следовательно, проводимость (величина, обратная сопротивлению)  $Y$  изоляционного покрытия участка трубопровода единичной длины определяется соотношением:

$$Y \approx \frac{1}{\Delta x} \frac{\pi D \Delta x}{\rho_{из} \delta_{из}} = \frac{\pi D}{\rho_{из} \delta_{из}}, \quad (2.67)$$

где  $\rho_{из}$  – удельное сопротивление изоляционного покрытия.

### 2.3 Аналитическое решение задачи о распределении геомагнитно-индуцированного тока при независимых от координаты параметрах

Если величины  $Z$ ,  $Y$  и  $E$  не зависят от координаты  $x$  ( $Z(x) = Z$ ,  $Y(x) = Y$ ,  $E(x) = E$ ), то путем несложных преобразований из соотношений (2.61) и (2.62) может быть получено следующее уравнение, описывающее распределение силы тока вдоль трубопровода:

$$\frac{d^2 I(x)}{dx^2} - YZ I(x) + YE = 0. \quad (2.68)$$

Распределение разности потенциалов между трубопроводом и грунтом вдоль трубопровода связано с распределением силы тока следующим соотношением:

$$U(x) = -\frac{1}{Y} \frac{dI(x)}{dx}. \quad (2.69)$$

Уравнение (2.68) представляет собой линейное неоднородное дифференциальное уравнение второго порядка с постоянными коэффициентами. Общее решение такого уравнения записывается в виде [80]:

$$I(x) = C_1 e^{\sqrt{YZ}x} - C_2 e^{-\sqrt{YZ}x} + \frac{E}{Z}, \quad (2.70)$$

где  $C_1, C_2$  – постоянные, значения которых определяются из граничных условий.

Пусть рассматривается участок трубопровода длиной  $L$ . Тогда граничные условия могут быть заданы, например, в следующем виде (сила тока на концах трубопровода равна нулю):

$$I(x=0) = 0, \quad I(x=L) = 0. \quad (2.71)$$

Подставив выражение (2.71) в (2.70) и решив систему из двух алгебраических уравнений с двумя неизвестными, получим следующие соотношения для  $C_1$  и  $C_2$ :

$$C_1 = \frac{E}{Z} \frac{e^{-\sqrt{YZ}L} - 1}{e^{\sqrt{YZ}L} - e^{-\sqrt{YZ}L}}, \quad (2.72)$$

$$C_2 = \frac{E}{Z} \frac{1 - e^{\sqrt{YZ}L}}{e^{\sqrt{YZ}L} - e^{-\sqrt{YZ}L}}. \quad (2.73)$$

Распределение разности потенциалов между трубопроводом и грунтом вдоль трубопровода при известной функции  $I(x)$  (2.70) определяется в соответствии с уравнением (2.69) [72]:

$$U(x) = -\sqrt{\frac{Z}{Y}} (C_1 e^{\sqrt{YZ}x} - C_2 e^{-\sqrt{YZ}x}), \quad (2.74)$$

Уравнения (2.70) и (2.74) с учетом (2.72) и (2.73) позволяют рассчитать распределение силы тока и потенциала вдоль трубопровода, а также зависимости силы тока и потенциала от параметров трубопровода и напряженности внешнего электрического поля в точках с заданными координатами. Результаты соответствующих расчетов при некоторых значениях параметров представлены в подразделе 2.7.

## 2.4 Численное решение задачи о распределении геомагнитно-индуцированного тока в общем случае

Если величины  $Z$ ,  $Y$  и  $E$  зависят от координаты  $x$ , то для расчета распределения силы тока и потенциала вдоль трубопровода необходимо использовать численные методы. Принцип расчета заключается в том, что рассматриваемый участок трубопровода разбивается на элементы, в пределах которых параметры  $Z$ ,  $Y$  и  $E$  считаются постоянными.

Рассмотрим участок трубопровода длиной  $L$ , разделенный на  $n$  элементарных участков одинаковой длины  $h$ :

$$h = \frac{L}{n}. \quad (2.75)$$

Точки, расположенные на границах элементарных участков, будем называть узловыми точками (узлами). Каждой узловой точке поставим в соответствие индекс  $i$ ,  $i = 0, 1, \dots, n$  (рисунок 2.4). Элементарные участки будем характеризовать индексом узловой точки, представляющей собой начало данного участка. Таким образом, первый элементарный участок будет иметь индекс  $i = 0$ , последний элементарный участок будет иметь индекс  $i = n - 1$ . Введем следующие обозначения:  $x_i$  – линейная координата  $i$ -й узловой точки,  $I_i$  – сила тока трубопроводе в  $i$ -й узловой точке,  $U_i$  – разность потенциалов между трубопроводом и грунтом в середине  $i$ -го элементарного участка,  $Z_i$  – продольное сопротивление участка трубопровода единичной длины на участке с координатами от  $x_i - h/2$  до  $x_i + h/2$  (при  $i = 1, 2, \dots, n - 1$ ),  $Y_i$  – проводимость изоляционного покрытия на единицу длины трубопровода на  $i$ -м элементарном участке,  $E_i$  – проекция вектора напряженности внешнего электрического поля на ось  $x$  на участке с координатами от  $x_i - h / 2$  до  $x_i + h / 2$  (при  $i = 1, 2, \dots, n - 1$ ).

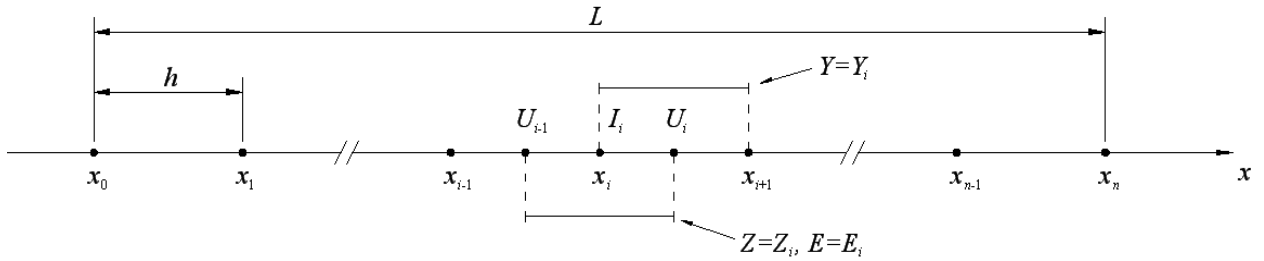


Рисунок 2.4 – Элементарные участки и узловые точки

Рассмотрим узел с индексом  $i$ , лежащим в диапазоне от 1 до  $n - 1$ . С использованием введенных обозначений запишем для данного узла конечно-разностные аналоги уравнений (2.61) и (2.62):

$$\frac{U_i - U_{i-1}}{h} + Z_i I_i = E_i, \quad (2.76)$$

$$\frac{I_{i+1} - I_i}{h} = Y_i U_i. \quad (2.77)$$

Используя (2.77), запишем соотношения для величин  $U_i$  и  $U_{i-1}$ :

$$U_i = -\frac{I_{i+1} - I_i}{h Y_i}, \quad (2.78)$$

$$U_{i-1} = -\frac{I_i - I_{i-1}}{h Y_{i-1}}. \quad (2.79)$$

Подставив соотношения (2.78) и (2.79) в (2.76), получим следующее уравнение:

$$\frac{I_{i+1} - I_i}{h^2 Y_i} - \frac{I_i - I_{i-1}}{h^2 Y_{i-1}} - Z_i I_i = -E_i. \quad (2.80)$$

Если считать, что сила тока на концах трубопровода равна нулю, то для узлов с индексами  $i = 0$  и  $i = n$  могут быть записаны следующие уравнения:

$$I_0 = 0, I_n = 0. \quad (2.81)$$

Таким образом, значения силы тока в узлах могут быть определены путем решения системы линейных уравнений, в которую входят уравнения вида (2.80) для  $i = 1, 2, \dots, n - 1$  и уравнения (2.81) для  $i = 0$  и  $i = n$ . Рассматриваемая система линейных уравнений может быть представлена в матричном виде:

$$AI = B, \quad (2.82)$$

где  $A$  – матрица коэффициентов (размерность  $n + 1 \times n + 1$ );

$B$  – вектор правой части (размерность  $n + 1$ );

$I$  – вектор неизвестных значений силы тока в узлах (размерность  $n + 1$ ):

$$A = \begin{pmatrix} a_{00} & a_{01} & \dots & a_{0n} \\ a_{10} & a_{11} & \dots & a_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n0} & a_{n1} & \dots & a_{nn} \end{pmatrix}, B = \begin{pmatrix} b_0 \\ b_1 \\ \dots \\ b_n \end{pmatrix}, I = \begin{pmatrix} I_0 \\ I_1 \\ \dots \\ I_n \end{pmatrix}. \quad (2.83)$$

Коэффициенты  $a_{ij}$  определяются следующим образом:

$$a_0 = 1, a_{nn} = 1, \quad (2.84)$$

$$a_{ii-1} = \frac{1}{h^2 Y_{i-1}}, a_{ii} = -\frac{1}{h^2 Y_i} - \frac{1}{h^2 Y_{i-1}}, a_{ii+1} = \frac{1}{h^2 Y_i}. \quad (2.85)$$

В выражениях (2.85)  $i = 1, 2, \dots, n - 1$ . Остальные коэффициенты  $a_{ij} = 0$ .

Величины  $b_i$  определяются следующим образом:

$$b_0 = 0, b_n = 0, \quad (2.86)$$

$$b_i = -E. \quad (2.87)$$

В выражении (2.87)  $i = 1, 2, \dots, n - 1$ .

Решение системы уравнений (2.82) может быть получено, например, путем умножения матрицы  $A^{-1}$ , обратной по отношению к матрице  $A$ , на вектор  $B$ :

$$I = A^{-1}B. \quad (2.88)$$

При известных значениях силы тока в узлах значения разности потенциалов между трубопроводом и грунтом в середине элементарных участков определяются в соответствии с уравнением (2.78) [49].

Результаты расчетов распределения силы тока и потенциала вдоль трубопровода при зависящих от линейной координаты параметрах (сопротивление трубопровода, проводимость изоляционного покрытия, проекция вектора напряженности внешнего электрического поля на ось трубопровода) представлены в разделе 2.8.

## 2.5 Программное обеспечение для моделирования процесса образования геомагнитно-индуцированного тока в подземном трубопроводе

В ходе работы создано специализированное программное обеспечение для численного моделирования процесса образования ГИТ в подземных трубопроводах (рисунок 2.5) [19].

Программное обеспечение предназначено для исследования закономерностей образования ГИТ, а также для оценки величины силы тока и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом при разных значениях параметров (длина трубопровода, продольное сопротивление трубопровода, проводимость изоляционного покрытия, напряженность внешнего электрического поля).

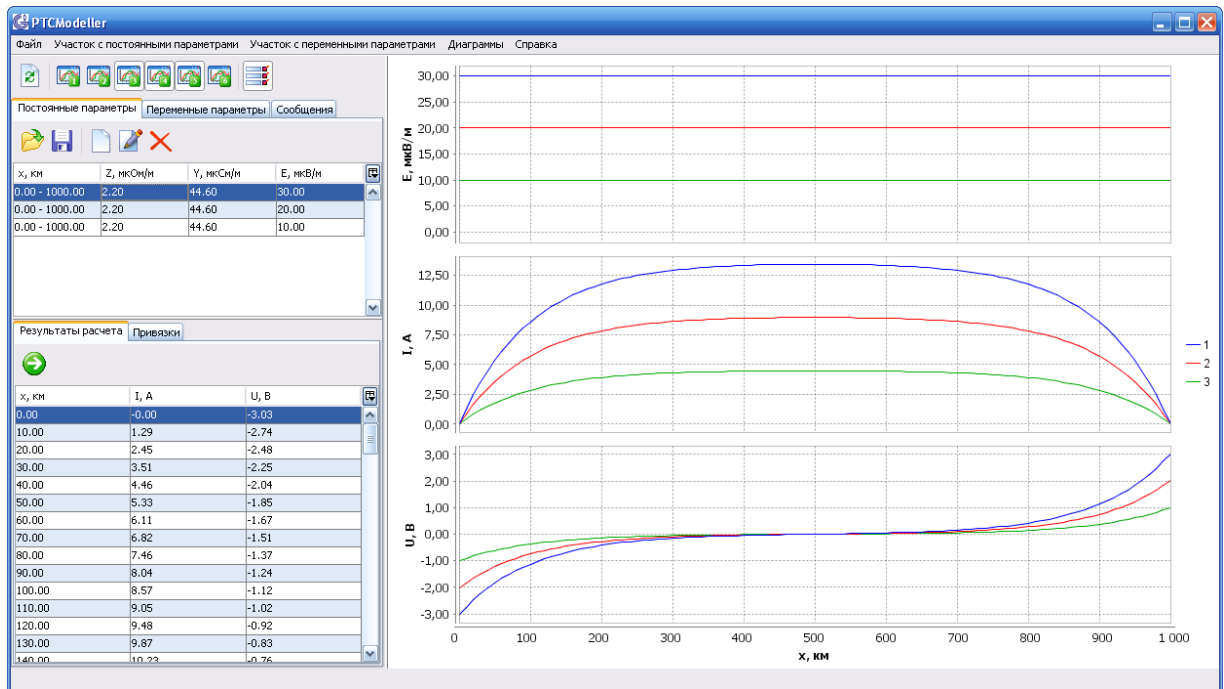


Рисунок 2.5 – Главное окно программного обеспечения для моделирования процесса образования ГИТ в подземном трубопроводе

Программное обеспечение позволяет проводить расчет зависимостей силы тока в трубопроводе и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом от линейной координаты. Для участка с постоянными (не зависящими от линейной координаты) параметрами расчет осуществляется в соответствии с аналитическими соотношениями, представленными в разделе 2.3. Для участка с переменными

(зависящими от линейной координаты) параметрами для расчета используются численные методы, представленные в разделе 2.4. Программное обеспечение позволяет осуществлять визуализацию исходных данных (зависимости  $Z(x)$ ,  $Y(x)$ ,  $E(x)$ ) и результатов расчетов (зависимости  $I(x)$ ,  $U(x)$ ). Предусмотрена возможность сохранения исходных данных и результатов выполненных расчетов, а также возможность работы с ранее сохраненными данными.

## **2.6 Исходные данные для моделирования процесса образования геомагнитно-индуцированного тока в подземном трубопроводе**

Для проведения моделирования процесса образования ГИТ необходима информация о значениях параметров трубопровода (продольное сопротивление участка трубопровода единичной длины  $Z$ , проводимость изоляционного покрытия на единицу длины трубопровода  $Y$ ) и величине напряженности внешнего электрического поля  $E$ .

В таблице 2.1 представлены результаты расчетов продольного сопротивления участка трубопровода единичной длины, выполненных согласно приближенному соотношению (2.65) для некоторых сочетаний наружного диаметра и толщины стенки трубопровода. При расчетах считалось, что удельное сопротивление металла трубопровода  $\rho_{mp} = 1,6 \cdot 10^{-7}$  Ом·м.

При увеличении диаметра трубопровода и толщины стенки величина продольного сопротивления участка трубопровода единичной длины  $Z$  уменьшается.

В нормативной документации [38] регламентируются минимальные значения произведения величин  $\rho_{из}$  и  $\delta_{из}$  для изоляционных покрытий различных типов на законченных строительством и засыпанных участках трубопровода при температуре выше 0 °С. Например, для заводских полимерных покрытий и покрытий на основе термоусаживающихся материалов произведение  $\rho_{из}\delta_{из}$  должно составлять не менее  $3 \cdot 10^5$  Ом·м<sup>2</sup>; для ленточных полимерных покрытий и покрытий на основе эпоксидных красок – не менее  $1 \cdot 10^5$  Ом·м<sup>2</sup>; для ленточных полимерно-битумных и мастичных покрытий – не менее  $5 \cdot 10^4$  Ом·м<sup>2</sup>. При этом отмечается,



что сопротивление изоляции для всех видов покрытий не должно уменьшаться более чем в 3 раза через 10 лет и более чем в 8 раз через 20 лет эксплуатации.

Таблица 2.1 – Результаты расчета продольного сопротивления участка трубопровода единичной длины  $Z$  для некоторых сочетаний наружного диаметра и толщины стенки трубопровода

| $D$ , мм | $\delta_{mp}$ , мм | $Z$ , мкОм/м | $D$ , мм | $\delta_{mp}$ , мм | $Z$ , мкОм/м |
|----------|--------------------|--------------|----------|--------------------|--------------|
| 159      | 4                  | 80,1         | 720      | 8                  | 8,8          |
|          | 6                  | 53,4         |          | 10                 | 7,1          |
|          | 8                  | 40,1         |          | 12                 | 5,9          |
| 219      | 5                  | 46,5         | 1020     | 10                 | 5,0          |
|          | 7                  | 33,2         |          | 14                 | 3,6          |
|          | 9                  | 25,9         |          | 18                 | 2,8          |
| 325      | 7                  | 22,4         | 1220     | 12                 | 3,5          |
|          | 9                  | 17,4         |          | 16                 | 2,6          |
|          | 11                 | 14,3         |          | 20                 | 2,1          |
| 530      | 8                  | 12,0         | 1420     | 16                 | 2,2          |
|          | 10                 | 9,6          |          | 20                 | 1,8          |
|          | 12                 | 8,0          |          | 24                 | 1,5          |

В таблице 2.2 представлены результаты расчетов проводимости изоляционного покрытия на единицу длины трубопровода, выполненных согласно приближенному соотношению (2.67) для указанных нормируемых значений произведения  $\rho_{из}\delta_{из}$  и некоторых значений наружного диаметра трубопровода.

С увеличением диаметра трубопровода при постоянном произведении  $\rho_{из}\delta_{из}$  величина  $Y$  возрастает. С увеличением произведения  $\rho_{из}\delta_{из}$  при постоянном диаметре трубопровода величина  $Y$  уменьшается. Типичные значения амплитуды колебаний напряженности внешнего электрического поля  $E$  лежат в диапазоне 10 – 100 мкВ/м.

Таблица 2.2 – Результаты расчета проводимости изоляционного покрытия на единицу длины трубопровода  $Y$  для некоторых значений наружного диаметра

| $D$ , мм | $\rho_{из}\delta_{из}$ , Ом·м <sup>2</sup> | $Y$ , мкСм/м | $D$ , мм | $\rho_{из}\delta_{из}$ , Ом·м <sup>2</sup> | $Y$ , мкСм/м |
|----------|--|--------------|----------|--|--------------|
| 159      | $3 \cdot 10^5$                             | 1,7          | 720      | $3 \cdot 10^5$                             | 7,5          |
|          | $1 \cdot 10^5$                             | 5,0          |          | $1 \cdot 10^5$                             | 22,6         |
|          | $5 \cdot 10^4$                             | 10,0         |          | $5 \cdot 10^4$                             | 45,2         |
| 219      | $3 \cdot 10^5$                             | 2,3          | 1020     | $3 \cdot 10^5$                             | 10,7         |
|          | $1 \cdot 10^5$                             | 6,9          |          | $1 \cdot 10^5$                             | 32,0         |
|          | $5 \cdot 10^4$                             | 13,8         |          | $5 \cdot 10^4$                             | 64,1         |
| 325      | $3 \cdot 10^5$                             | 3,4          | 1220     | $3 \cdot 10^5$                             | 12,8         |
|          | $1 \cdot 10^5$                             | 10,2         |          | $1 \cdot 10^5$                             | 38,3         |
|          | $5 \cdot 10^4$                             | 20,4         |          | $5 \cdot 10^4$                             | 76,6         |
| 530      | $3 \cdot 10^5$                             | 5,5          | 1420     | $3 \cdot 10^5$                             | 14,9         |
|          | $1 \cdot 10^5$                             | 16,6         |          | $1 \cdot 10^5$                             | 44,6         |
|          | $5 \cdot 10^4$                             | 33,3         |          | $5 \cdot 10^4$                             | 89,2         |

## 2.7 Моделирование процесса образования геомагнитно-индуцированного тока при независимых от координаты параметрах

В данном разделе представлены результаты расчетов распределения вдоль участка трубопровода длиной  $L$  ГИТ  $I$  и связанной с этим током разности потенциалов между трубопроводом и грунтом  $U$  при постоянных (не зависящих от линейной координаты  $x$ ) параметрах: продольном сопротивлении участка трубопровода единичной длины  $Z$ , проводимости изоляционного покрытия на единицу длины трубопровода  $Y$  и напряженности внешнего электрического поля  $E$ .

На рисунке 2.6 представлены зависимости  $I(x)$  и  $U(x)$  при трех разных значениях  $Z$ . Отметим некоторые характерные особенности распределения величин  $I$  и  $U$  вдоль трубопровода при постоянных параметрах. Величина  $I$  максимальна по абсолютной величине в центре изолированного участка трубопровода (при  $x = L/2$ ) и равна нулю на границах изолированного участка трубопровода (при  $x = 0$  и  $x = L$ ). Значения  $I$  в точках, находящихся на одинаковом расстоянии от концов

изолированного участка трубопровода, равны:  $I(x) = I(L - x)$ . Величина  $U$  максимальна по абсолютной величине на границах изолированного участка трубопровода (при  $x = 0$  и  $x = L$ ) и равна нулю в центре изолированного участка трубопровода (при  $x = L/2$ ). Значения  $U$  в точках, находящихся на одинаковом расстоянии от концов изолированного участка трубопровода, равны по абсолютной величине и противоположны по знаку:  $U(x) = -U(L - x)$ .

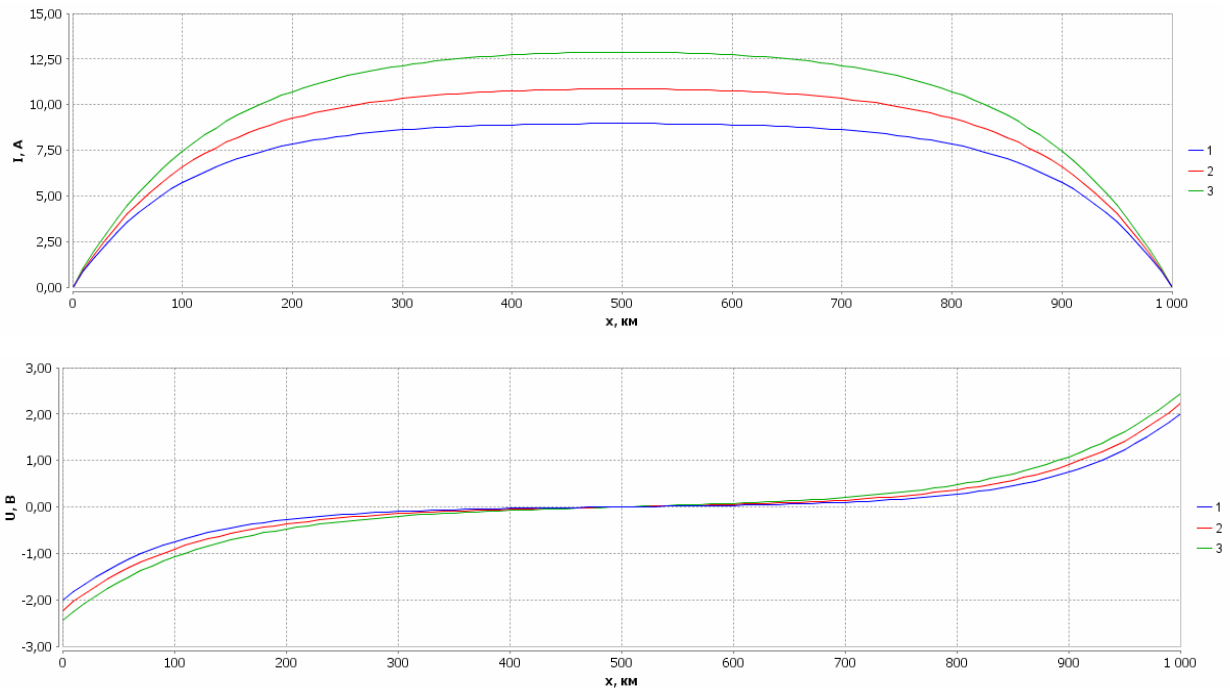


Рисунок 2.6 – Зависимости  $I(x)$  и  $U(x)$ .  $L = 1000$  км,  $Y = 44,6$  мкСм/м,  $E = 20$  мкВ/м,  $Z = 2,2$  мкОм/м (1),  $Z = 1,8$  мкОм/м (2),  $Z = 1,5$  мкОм/м (3)

На рисунке 2.7 представлены зависимости силы тока в трубопроводе в середине участка  $I_{x=L/2}$  и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом в начале участка  $U_{x=0}$  от величины  $Z$ .

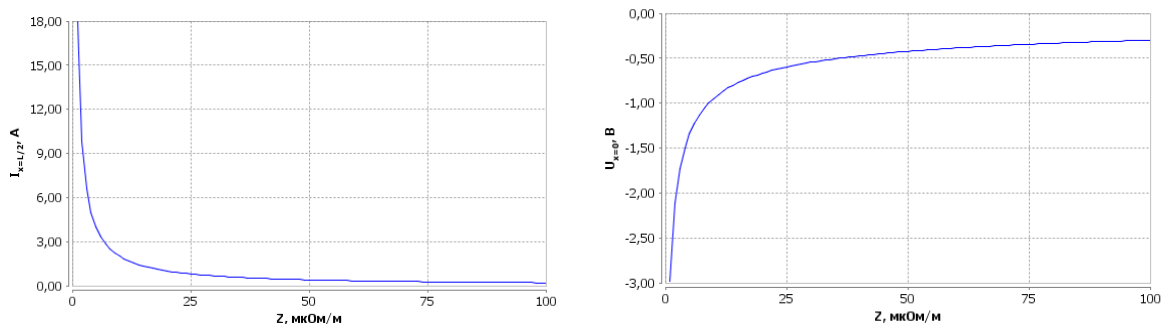


Рисунок 2.7 – Зависимости  $I_{x=L/2}(Z)$  и  $U_{x=0}(Z)$ .  $L = 1000$  км,  $Y = 44,6$  мкСм/м,  $E = 20$  мкВ/м

При увеличении  $Z$  сила тока в трубопроводе в середине участка и разность потенциалов между трубопроводом и грунтом на границах участка уменьшаются по абсолютной величине.

На рисунке 2.8 представлены зависимости  $I(x)$  и  $U(x)$  при трех разных значениях  $Y$ .

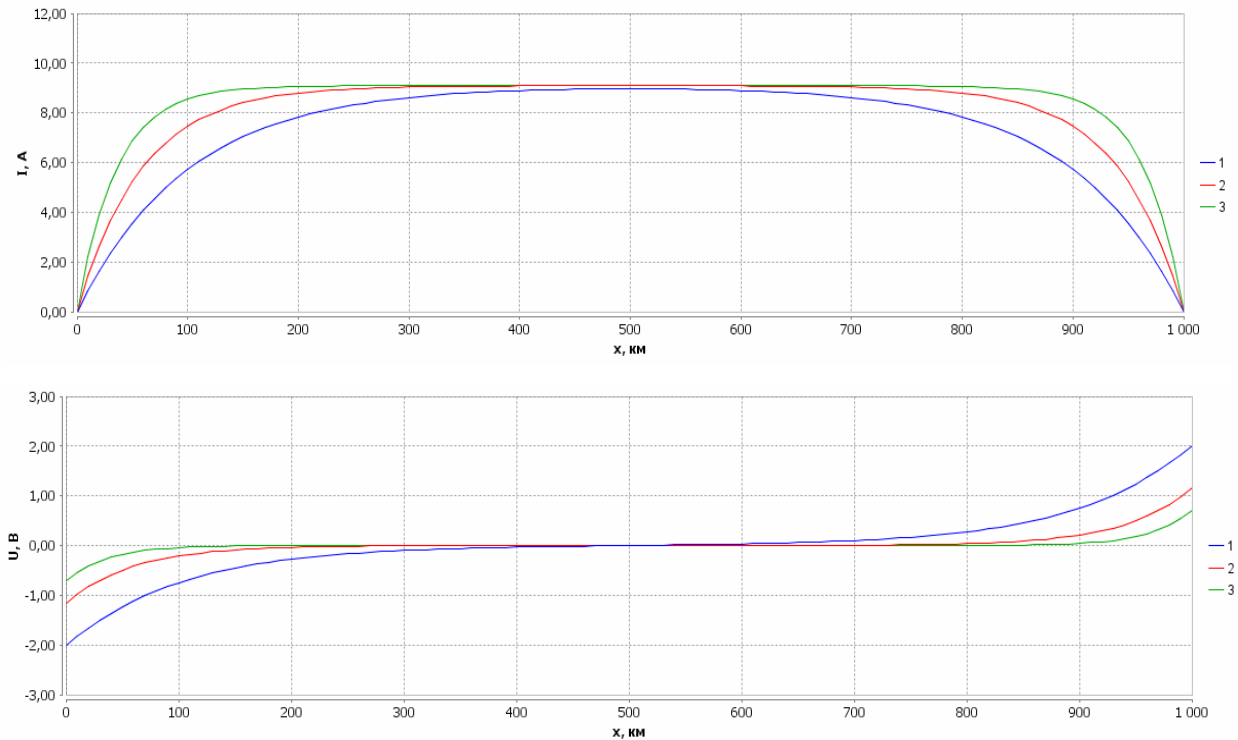


Рисунок 2.8 – Зависимости  $I(x)$  и  $U(x)$ .  $L = 1000$  км,  $Z = 2,2$  мкОм/м,  $E = 20$  мкВ/м,  $Y = 44,6$  мкСм/м (1),  $Y = 133,8$  мкСм/м (2),  $Y = 356,8$  мкСм/м (3)

На рисунке 2.9 представлены зависимости силы тока в трубопроводе в середине участка  $I_{x=L/2}$  и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом в начале участка  $U_{x=0}$  от величины  $Y$ .

При увеличении  $Y$  (т.е. при уменьшении сопротивления изоляционного покрытия) сила тока в трубопроводе в середине участка увеличивается по абсолютной величине и при некотором предельном значении  $Y$  (зависящем от других параметров) выходит на насыщение, разность потенциалов между трубопроводом и грунтом на границах участка уменьшается по абсолютной величине.

На рисунке 2.10 представлены зависимости  $I(x)$  и  $U(x)$  при трех разных значениях  $E$ .

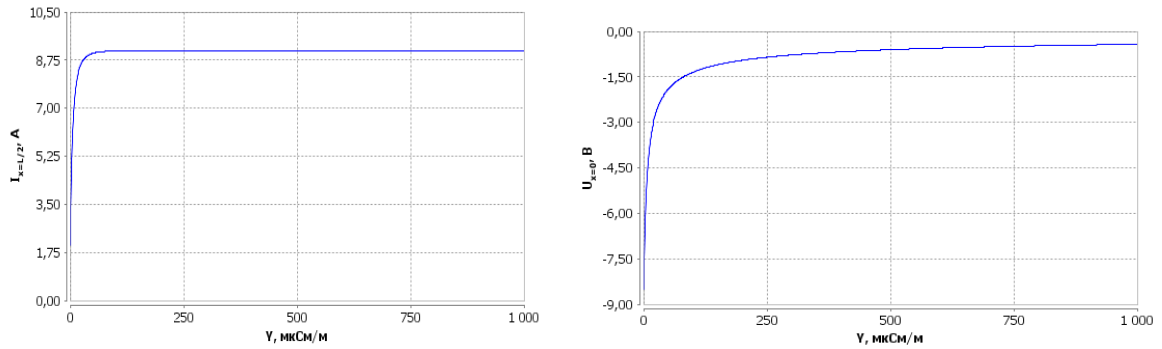


Рисунок 2.9 – Зависимости  $I_{x=L/2}(Y)$  и  $U_{x=0}(Y)$ .  $L = 1000$  км,  $Z = 2,2$  мкОм/м,  $E = 20$  мкВ/м

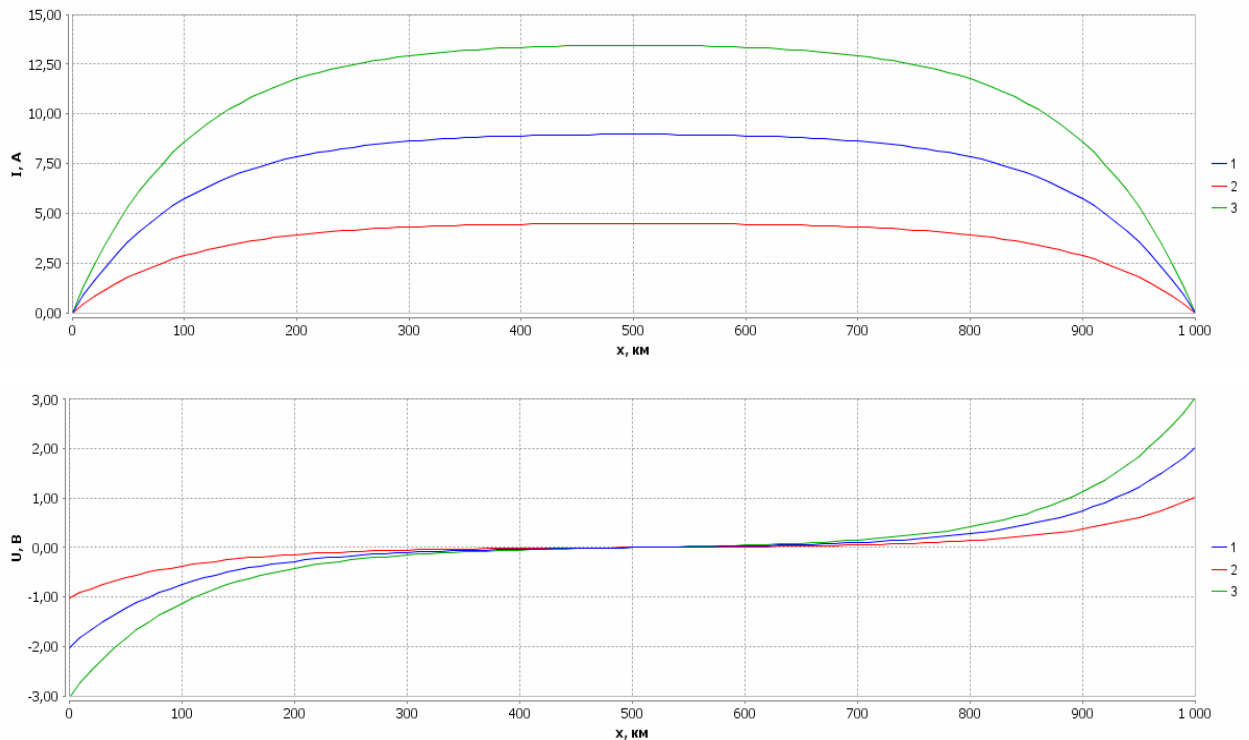


Рисунок 2.10 – Зависимости  $I(x)$  и  $U(x)$ .  $L = 1000$  км,  $Z = 2,2$  мкОм/м,  $Y = 44,6$  мкСм/м,  $E = 20$  мкВ/м (1),  $E = 10$  мкВ/м (2),  $E = 30$  мкВ/м (3)

На рисунке 2.11 представлены зависимости силы тока в трубопроводе в середине участка  $I_{x=L/2}$  и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом в начале участка  $U_{x=0}$  от величины  $E$ .

Зависимости  $I_{x=L/2}(E)$  и  $U_{x=0}(E)$  – прямо пропорциональные. При увеличении абсолютного значения  $E$  сила тока в трубопроводе в середине участка и разность потенциалов между трубопроводом и грунтом на границах участка увеличиваются по абсолютной величине. Изменение знака  $E$  приводит к изменению направле-

ния протекания тока в трубопроводе и к соответствующему изменению знаков разности потенциалов между трубопроводом и грунтом.

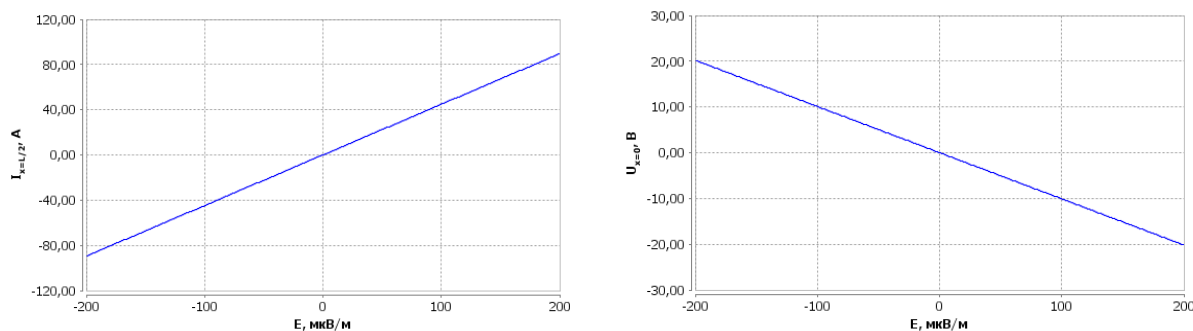


Рисунок 2.11 – Зависимости  $I_{x=L/2}(E)$  и  $U_{x=0}(E)$ .  $L = 1000$  км,  $Z = 2,2$  мкОм/м,  $Y = 44,6$  мкСм/м

На рисунке 2.12 представлены зависимости  $I(x)$  и  $U(x)$  при трех разных значениях  $L$ .

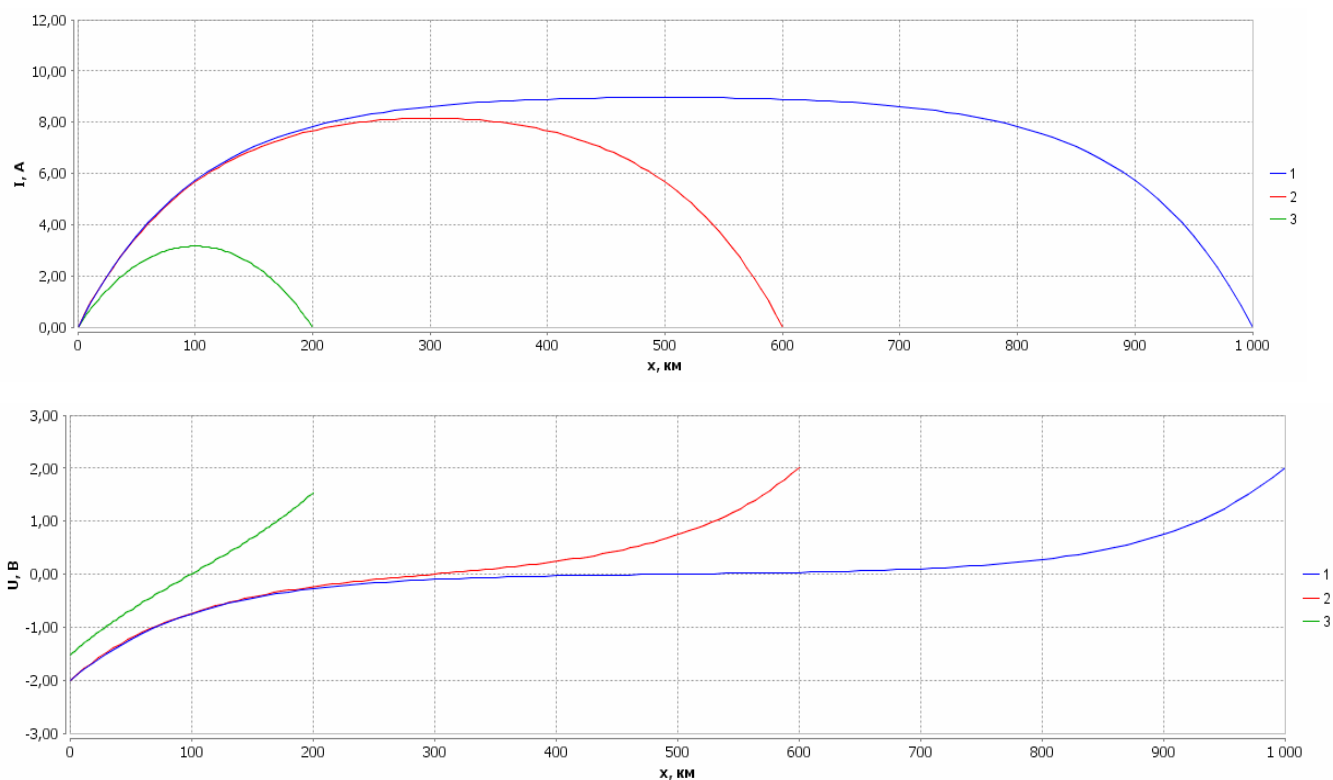


Рисунок 2.12 – Зависимости  $I(x)$  и  $U(x)$ .  $Z = 2,2$  мкОм/м,  $Y = 44,6$  мкСм/м,  $E = 20$  мкВ/м,  $L = 1000$  км (1),  $L = 600$  км (2),  $L = 200$  км (3)

На рисунке 2.13 представлены зависимости силы тока в трубопроводе в середине участка  $I_{x=L/2}$  и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом в начале участка  $U_{x=0}$  от величины  $L$ .

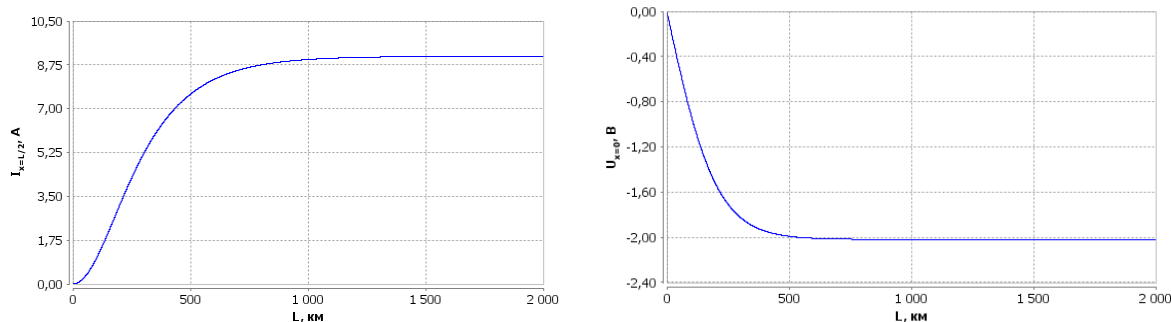


Рисунок 2.13 – Зависимости  $I_{x=L/2}(L)$  и  $U_{x=0}(L)$ .  $Z = 2,2$  мкОм/м,  $Y = 44,6$  мкСм/м,  $E = 20$  мкВ/м

При увеличении  $L$  сила тока в трубопроводе в середине участка и разность потенциалов между трубопроводом и грунтом на границах участка увеличиваются по абсолютной величине и при некоторых предельных значениях  $L$  (зависящих от других параметров) выходят на насыщение.

Проведем расчеты зависимостей  $I(x)$  и  $U(x)$  для трех участков трубопроводов, находящихся в одинаковых условиях (одинаковая длина, одинаковое качество изоляционного покрытия, одинаковая напряженность внешнего электрического поля), но отличающихся диаметром (и, соответственно, толщиной стенки). Параметры участков представлены в таблице 2.3. Графики зависимостей  $I(x)$  и  $U(x)$  для этих участков представлены на рисунке 2.14. Результаты расчетов показывают, что при увеличении диаметра трубопровода увеличивается абсолютное значение силы ГИТ, и возрастает абсолютное значение разности потенциалов между трубопроводом и грунтом на границах изолированного участка.

Результаты проведенных расчетов свидетельствуют о том, что негативному влиянию ГИТ, которое выражается в изменении во времени разности потенциалов между трубопроводом и грунтом, в наибольшей степени подвержены протяженные участки трубопроводов большого диаметра, причем при повышении качества изоляционного покрытия амплитуда колебаний разности потенциалов на границах изолированного участка и протяженность области изменения разности потенциалов возрастают.

Таблица 2.3 – Значения  $Z$  и  $Y$  для трех участков трубопроводов с разным наружным диаметром и толщиной стенки

|           | $D$ , мм | $\delta_{тр}$ , мм | $\rho_{из}\delta_{из}$ , Ом·м <sup>2</sup> | $Z$ , мкОм/м | $Y$ , мкСм/м |
|-----------|----------|--------------------|--|--------------|--------------|
| Участок 1 | 1420     | 16                 | $1 \cdot 10^5$                             | 2,2          | 44,6         |
| Участок 2 | 720      | 8                  | $1 \cdot 10^5$                             | 8,8          | 22,6         |
| Участок 3 | 159      | 4                  | $1 \cdot 10^5$                             | 80,1         | 5,0          |

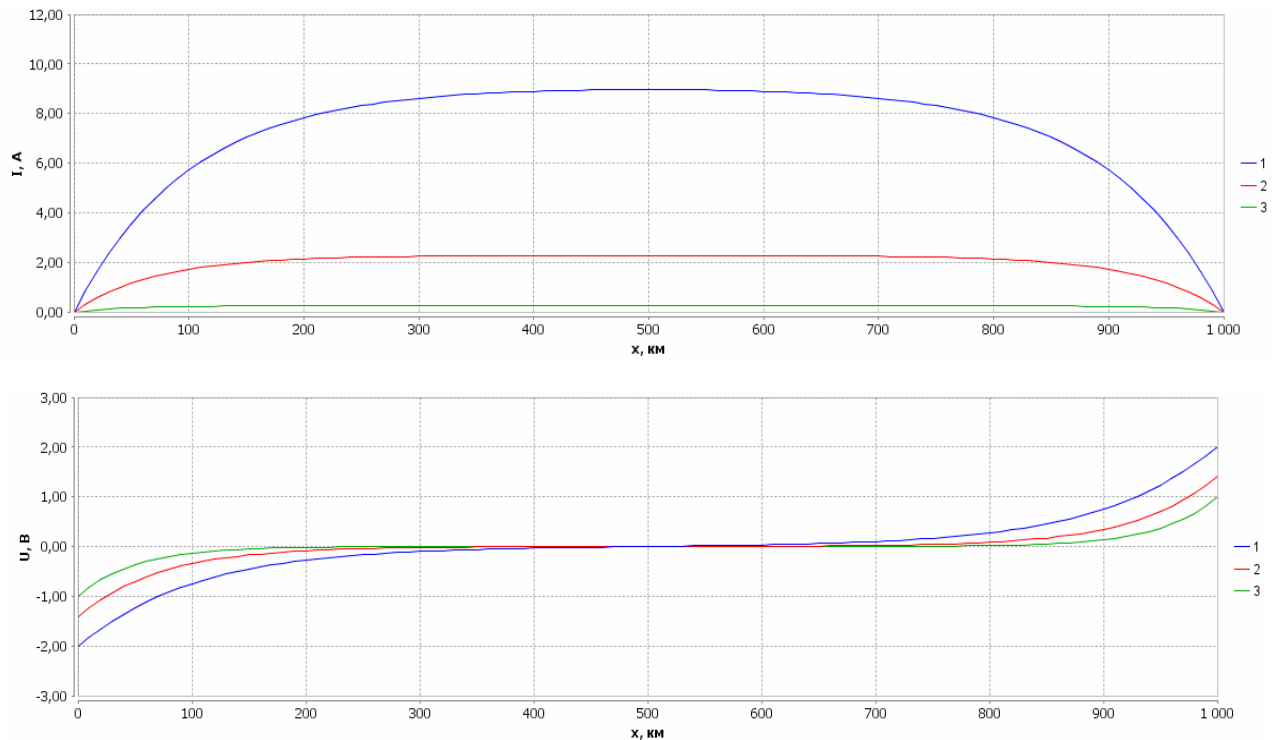


Рисунок 2.14 – Зависимости  $I(x)$  и  $U(x)$ .  $L = 1000$  км,  $E = 20$  мкВ/м. Участок 1 (1), Участок 2 (2), Участок 3 (3)

## 2.8 Моделирование процесса образования геомагнитно-индуцированного тока при зависящих от координаты параметрах

Рассмотрим, как влияет изменение каждого из параметров модели ( $Z$ ,  $Y$ ,  $E$ ) на некотором участке трубопровода (при постоянных остальных параметрах) на зависимости  $I(x)$  и  $U(x)$ . Пусть величины  $Y$  и  $E$  не зависят от линейной координаты ( $Y(x) = Y$ ,  $E(x) = E$ ), а зависимость  $Z(x)$  определяется следующим образом:



$$Z(x) \begin{cases} Z_1 & \text{при } 0 \leq x < x_1 \text{ и } x_2 < x \leq L \\ Z_2 & \text{при } x_1 \leq x \leq x_2 \end{cases} . \quad (2.89)$$

Зависимости  $Z(x)$ ,  $I(x)$  и  $U(x)$  при некоторых значениях  $Z_1$ ,  $Z_2$ ,  $x_1$ ,  $x_2$  представлены на рисунках 2.15 и 2.16.

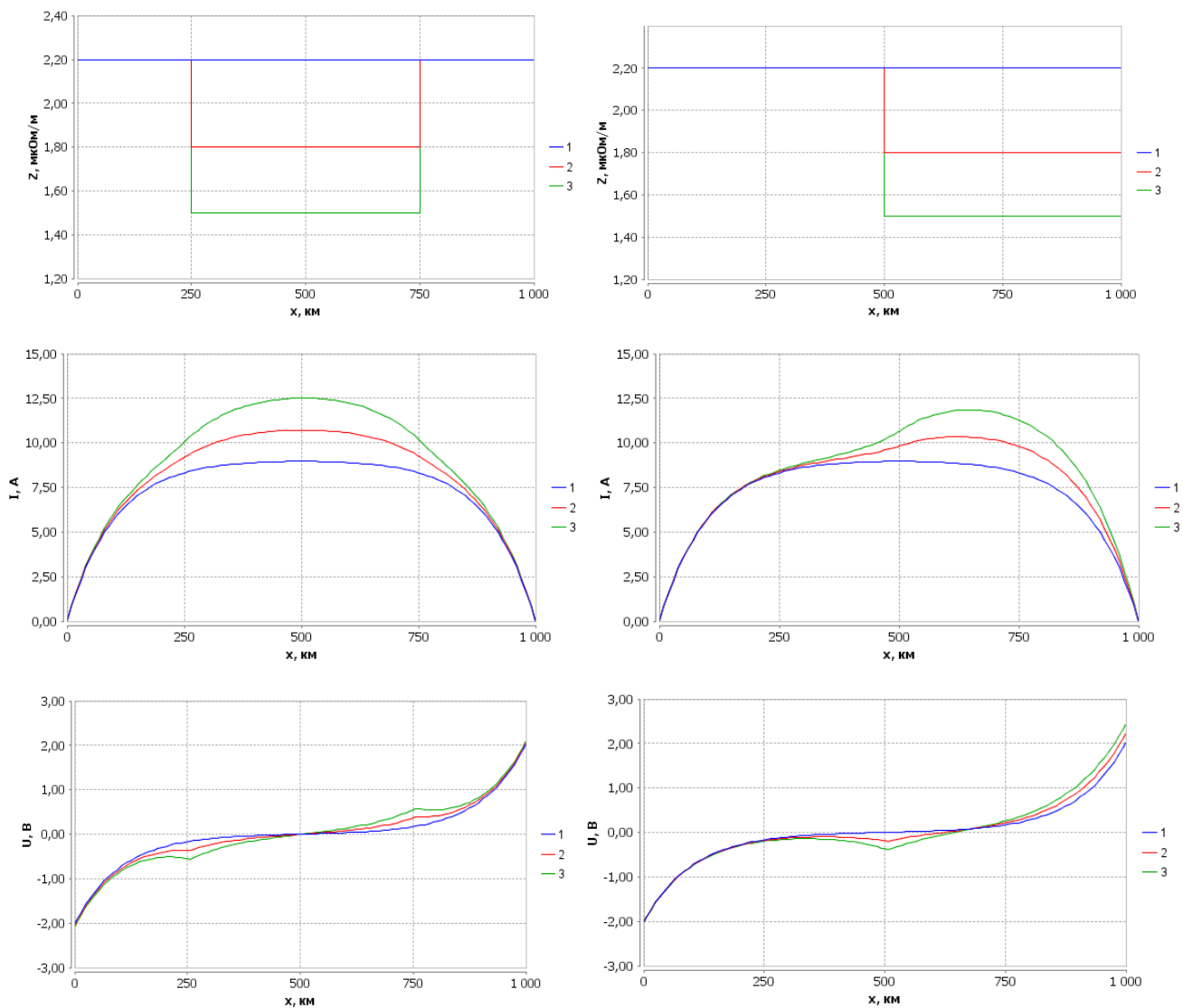


Рисунок 2.15 – Зависимости  $Z(x)$ ,  $I(x)$  и  $U(x)$ .  $L = 1000$  км,  $Y = 44,6$  мкСм/м,  $E = 20$  мкВ/м,  $Z_1 = Z_2 = 2,2$  мкОм/м (1);  $Z_1 = 2,2$  мкОм/м,  $Z_2 = 1,8$  мкОм/м (2);  $Z_1 = 2,2$  мкОм/м,  $Z_2 = 1,5$  мкОм/м (3);  $x_1 = 250$  км,  $x_2 = 750$  км (левый ряд диаграмм);  $x_1 = 500$  км,  $x_2 = 1000$  км (правый ряд диаграмм)

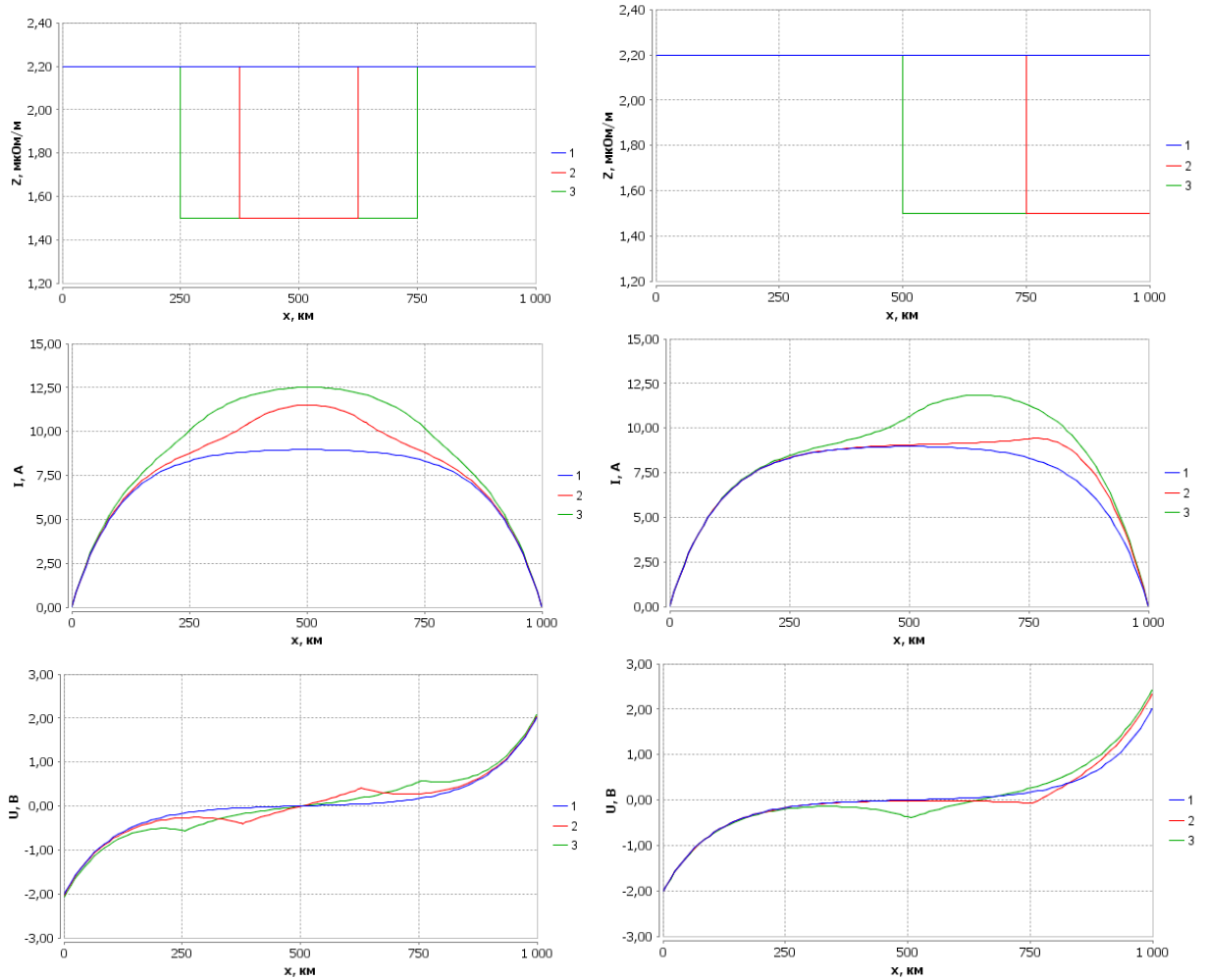


Рисунок 2.16 – Зависимости  $Z(x)$ ,  $I(x)$  и  $U(x)$ .  $L = 1000$  км,  $Y = 44,6$  мкСм/м,  $E = 20$  мкВ/м,  $Z_1 = Z_2 = 2,2$  мкОм/м (1);  $Z_1 = 2,2$  мкОм/м,  $Z_2 = 1,5$  мкОм/м (2, 3);  $x_1 = 375$  км,  $x_2 = 625$  км (2, левый ряд диаграмм);  $x_1 = 250$  км,  $x_2 = 750$  км (3, левый ряд диаграмм);  $x_1 = 750$  км,  $x_2 = 1000$  км (2, правый ряд диаграмм);  $x_1 = 500$  км,  $x_2 = 1000$  км (3, правый ряд диаграмм)

Изменение  $Z$  в реальных условиях может быть связано, например, с изменением толщины стенки или диаметра трубопровода. Изменение  $Z$  на некотором участке трубопровода приводит к изменению силы тока и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом не только в пределах данного участка, но и за его границами. При уменьшении  $Z$  абсолютные величины силы тока и разности потенциалов увеличиваются. Величины изменения силы тока и разности потенциалов отличаются для точек с разными линейными координатами и зависят от со-

отношения между значениями  $Z_1$  и  $Z_2$ , а также от длины и расположения участка, на котором происходит изменение  $Z$ . Максимальное изменение разности потенциалов наблюдается в районе границ участка, на котором происходит изменение  $Z$ . Если данный участок расположен в центральной части трубопровода, то изменение  $Z$  не приводит к заметному изменению разности потенциалов на границах всего трубопровода длиной  $L$ . Если данный участок примыкает к границе трубопровода, то изменение  $Z$  приводит к соответствующему изменению разности потенциалов на этой границе.

Пусть величины  $Z$  и  $E$  не зависят от линейной координаты ( $Z(x) = Z$ ,  $E(x) = E$ ), а зависимость  $Y(x)$  определяется следующим образом:

$$Y(x) \begin{cases} Y_1 & \text{при } 0 \leq x < x_1 \text{ и } x_2 < x \leq L \\ Y_2 & \text{при } x_1 \leq x \leq x_2 \end{cases} . \quad (2.90)$$

Зависимости  $Y(x)$ ,  $I(x)$  и  $U(x)$  при некоторых значениях  $Y_1$ ,  $Y_2$ ,  $x_1$ ,  $x_2$  представлены на рисунках 2.17 и 2.18.

Изменение  $Y$  в реальных условиях может быть связано с изменением качества изоляционного покрытия или с изменением диаметра трубопровода. Влияние изменения  $Y$  на распределения силы тока и разности потенциалов существенно зависит от того, на каком участке происходит это изменение. Изменение  $Y$  на участке, расположенном в центральной части трубопровода, приводит к незначительным изменениям силы тока и потенциала в районе границ данного участка. Аналогичное изменение  $Y$  на участке, примыкающем к границе трубопровода, приводит к существенному изменению распределения тока и разности потенциалов вблизи границы трубопровода. В этом случае увеличение  $Y$  приводит к снижению разности потенциалов на границе трубопровода. Характерно, что изменение длины участка, на котором происходит изменение  $Y$ , с 250 км до 500 км не влияет на распределения силы тока и разности потенциалов (кривые 2 и 3 на графиках  $I(x)$  и  $U(x)$  на рисунке 2.18 (правый ряд диаграмм) совпадают).

$$E(x) \begin{cases} E_1 & \text{при } 0 \leq x < x_1 \text{ и } x_2 < x \leq L \\ E_2 & \text{при } x_1 \leq x \leq x_2 \end{cases} . \quad (2.91)$$

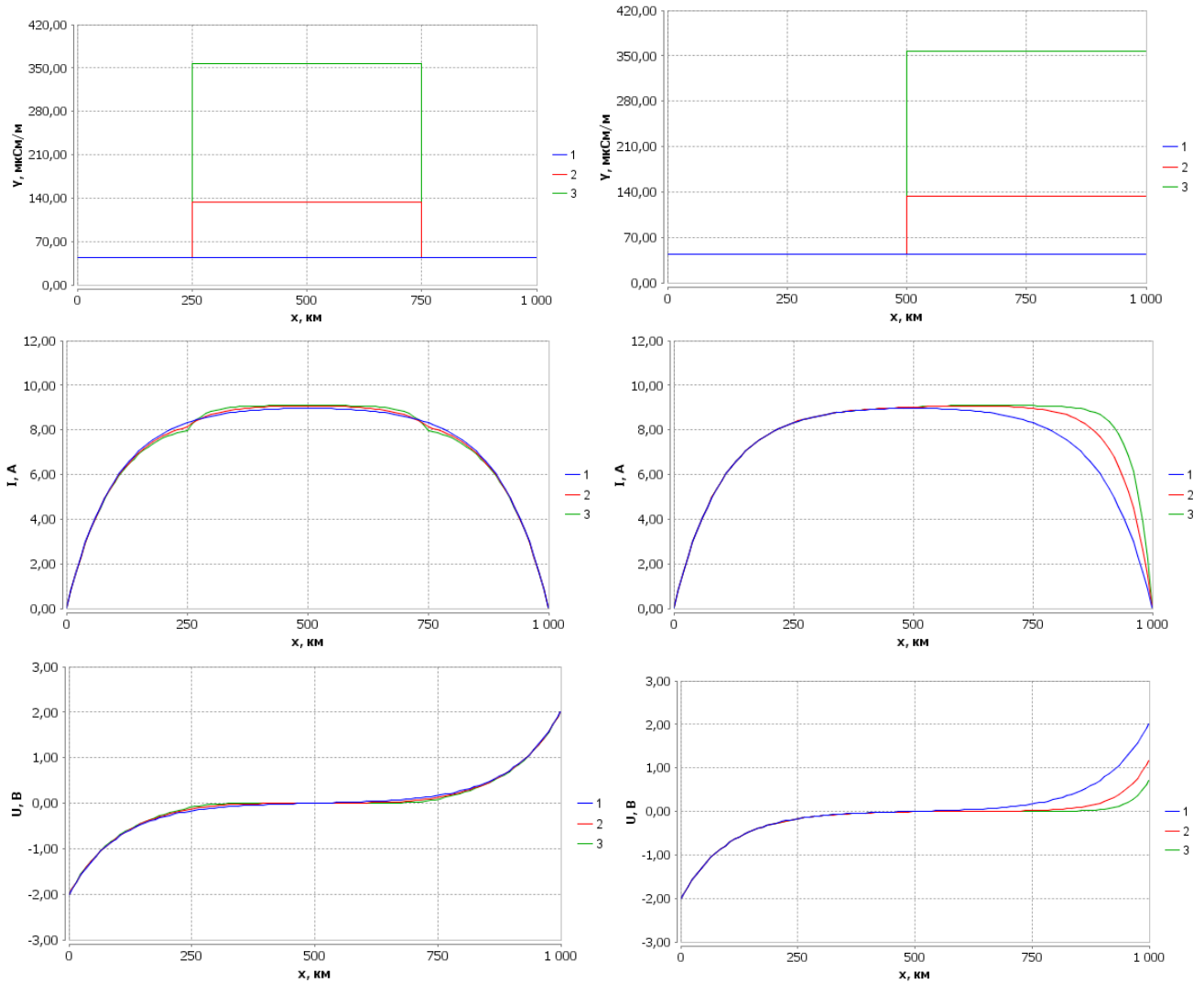


Рисунок 2.17 – Зависимости  $Y(x)$ ,  $I(x)$  и  $U(x)$ .  $L = 1000$  км,  $Z = 2,2$  мкОм/м,  $E = 20$  мкВ/м,  $Y_1 = Y_2 = 44,6$  мкСм/м (1);  $Y_1 = 44,6$  мкСм/м,  $Y_2 = 133,8$  мкСм/м (2);  $Y_1 = 44,6$  мкСм/м,  $Y_2 = 356,8$  мкСм/м (3);  $x_1 = 250$  км,  $x_2 = 750$  км (левый ряд диаграмм);  $x_1 = 500$  км,  $x_2 = 1000$  км (правый ряд диаграмм)

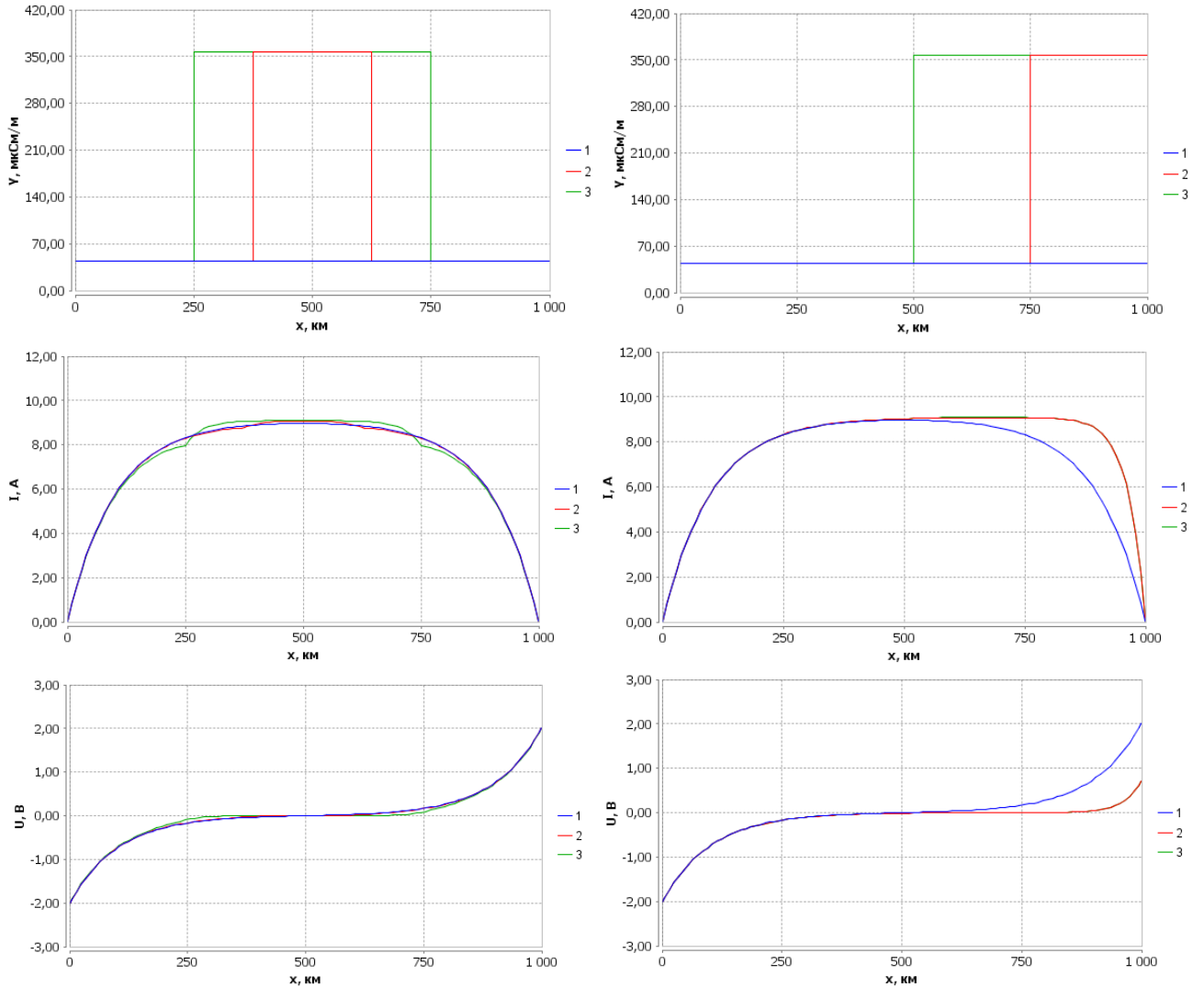


Рисунок 2.18 – Зависимости  $Y(x)$ ,  $I(x)$  и  $U(x)$ .  $L = 1000$  км,  $Z = 2,2$  мкОм/м,  $E = 20$  мкВ/м,  $Y_1 = Y_2 = 44,6$  мкСм/м (1);  $Y_1 = 44,6$  мкСм/м,  $Y_2 = 356,8$  мкСм/м (2, 3);  $x_1 = 375$  км,  $x_2 = 625$  км (2, левый ряд диаграмм);  $x_1 = 250$  км,  $x_2 = 750$  км (3, левый ряд диаграмм);  $x_1 = 750$  км,  $x_2 = 1000$  км (2, правый ряд диаграмм);  $x_1 = 500$  км,  $x_2 = 1000$  км (3, правый ряд диаграмм)

Зависимости  $E(x)$ ,  $I(x)$  и  $U(x)$  при некоторых значениях  $E_1$ ,  $E_2$ ,  $x_1$ ,  $x_2$  представлены на рисунках 2.19 и 2.20.

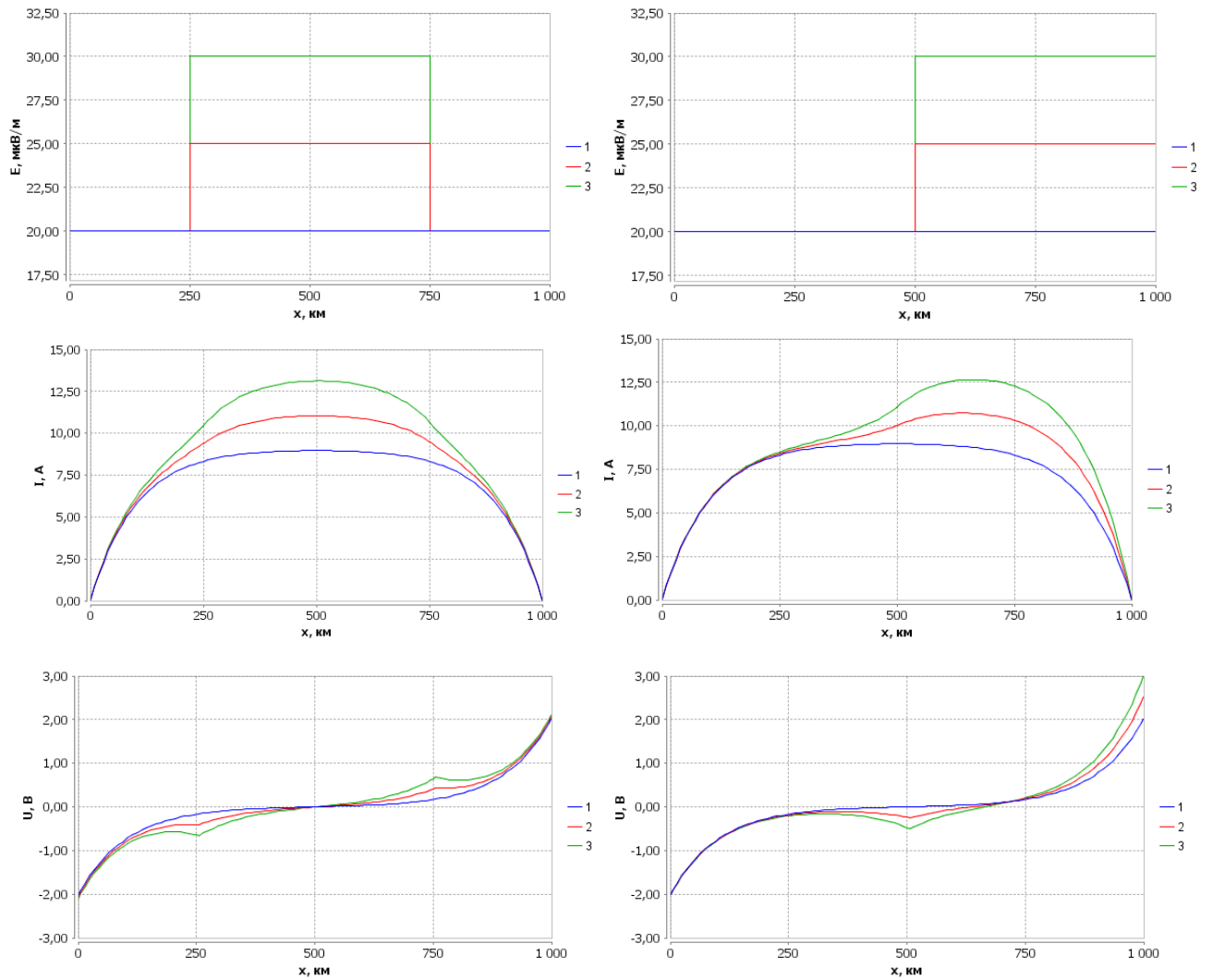


Рисунок 2.19 – Зависимости  $E(x)$ ,  $I(x)$  и  $U(x)$ .  $L = 1000$  км,  $Z = 2,2$  мкОм/м,  $Y = 44,6$  мкСм/м;  $E_1 = E_2 = 20$  мкВ/м (1);  $E_1 = 20$  мкВ/м,  $E_2 = 25$  мкВ/м (2);  $E_1 = 20$  мкВ/м,  $E_2 = 30$  мкВ/м (3).  $x_1 = 250$  км,  $x_2 = 750$  км (левый ряд диаграмм);  $x_1 = 500$  км,  $x_2 = 1000$  км (правый ряд диаграмм)

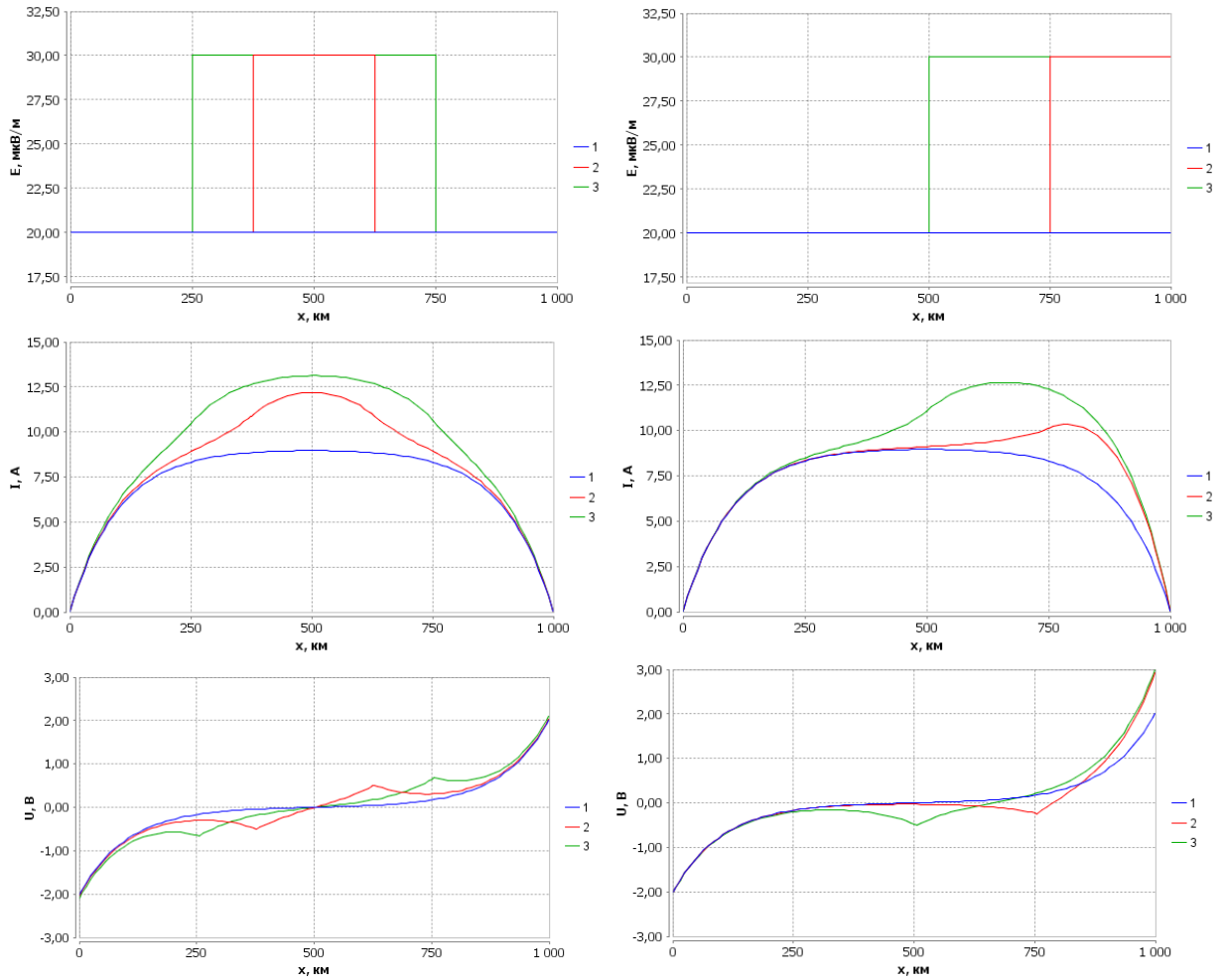


Рисунок 2.20 – Зависимости  $E(x)$ ,  $I(x)$  и  $U(x)$ .  $L = 1000$  км,  $Z = 2,2$  мкОм/м,  $Y = 44,6$  мкСм/м,  $E_1 = E_2 = 20$  мкВ/м (1);  $E_1 = 20$  мкВ/м,  $E_2 = 30$  мкВ/м (2, 3);  $x_1 = 375$  км,  $x_2 = 625$  км (2, левый ряд диаграмм);  $x_1 = 250$  км,  $x_2 = 750$  км (3, левый ряд диаграмм);  $x_1 = 750$  км,  $x_2 = 1000$  км (2, правый ряд диаграмм);  $x_1 = 500$  км,  $x_2 = 1000$  км (3, правый ряд диаграмм)

При анализе зависимостей  $I(x)$  и  $U(x)$ , представленных в разделах 2.7 и 2.8, следует учитывать тот факт, что напряженность внешнего электрического поля  $E$  изменяется с течением времени  $t$  ( $E = E(t)$ ). Поэтому значения  $I$  и  $U$  в каждой точке трубопровода также зависят от времени ( $I = I(t)$ ,  $U = U(t)$ ). В рассматриваемом случае (частота изменения  $E$  порядка  $10^{-3}$  Гц) для расчета  $I(t)$  и  $U(t)$  могут быть использованы соотношения  $I(t) = I(E(t))$ ,  $U(t) = U(E(t))$ .

## Выводы по главе 2

1. Предложена математическая модель процесса образования ГИТ в подземном трубопроводе, позволяющая проводить расчет силы тока и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом при зависящих от линейной координаты параметрах (продольное сопротивление трубопровода, проводимость изоляционного покрытия, напряженность внешнего электрического поля).

2. Разработано программное обеспечение для моделирования процесса образования ГИТ в подземном трубопроводе, позволяющее проводить расчет силы тока и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом как при не зависящих от линейной координаты параметрах, когда указанные величины могут быть рассчитаны аналитически, так и в общем случае (при зависящих от линейной координаты параметрах), когда для расчета необходимо использовать численные методы.

3. Показано, что при постоянных (не зависящих от линейной координаты  $x$ ) параметрах на участке трубопровода длиной  $L$ , электрически отсоединенном от других участков, сила тока  $I$  максимальна по абсолютной величине в центре участка (при  $x = L/2$ ) и равна нулю на границах участка (при  $x = 0$  и  $x = L$ ). Значения  $I$  в точках, находящихся на одинаковом расстоянии от границ участка, равны:  $I(x) = I(L - x)$ . Разность потенциалов между трубопроводом и грунтом  $U$  максимальна по абсолютной величине на границах участка (при  $x = 0$  и  $x = L$ ) и равна нулю в центре участка (при  $x = L/2$ ). Значения  $U$  в точках, находящихся на одинаковом расстоянии от границ участка, равны по абсолютной величине и противоположны по знаку:  $U(x) = -U(L - x)$ .

4. Выполнена оценка амплитуды вариаций силы ГИТ и связанной с этим током разности потенциалов между трубопроводом и грунтом. Например, при наружном диаметре трубопровода 1420 мм, толщине стенки 16 мм, сопротивлении изоляции  $1 \cdot 10^5$  Ом·м<sup>2</sup>, длине рассматриваемого участка трубопровода 1000 км и диапазоне изменения напряженности внешнего электрического поля  $\pm 20$  мкВ/м сила тока в центре участка изменяется в диапазоне  $\pm 9,0$  А, разность



потенциалов между трубопроводом и грунтом на границах участка изменяется в диапазоне  $\pm 2,0$  В.

5. Получены зависимости силы тока в трубопроводе в середине участка  $I_{x=L/2}$  и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом в начале участка  $U_{x=0}$  от продольного сопротивления трубопровода  $Z$ , проводимости изоляционного покрытия  $Y$ , напряженности внешнего электрического поля  $E$ , длины участка трубопровода  $L$ . При увеличении  $Z$  абсолютные значения  $I_{x=L/2}$  и  $U_{x=0}$  уменьшаются. При увеличении  $Y$  (т.е. при уменьшении сопротивления изоляционного покрытия) абсолютное значение  $I_{x=L/2}$  увеличивается и выходит на насыщение, абсолютная величина  $U_{x=0}$  уменьшается. Зависимости  $I_{x=L/2}(E)$  и  $U_{x=0}(E)$  – прямо пропорциональные. Изменение знака  $E$  приводит к изменению направления протекания тока в трубопроводе и к соответствующему изменению знаков разности потенциалов между трубопроводом и грунтом. При увеличении  $L$  абсолютные значения  $I_{x=L/2}$  и  $U_{x=0}$  увеличиваются и выходят на насыщение.

6. Проведенные расчеты показывают, что негативному влиянию ГИТ, которое выражается в изменении во времени разности потенциалов между трубопроводом и грунтом, в наибольшей степени подвержены протяженные участки трубопроводов большого диаметра, причем при повышении качества изоляционного покрытия амплитуда колебаний разности потенциалов на границах изолированного участка и протяженность области изменения разности потенциалов возрастают.

7. Исследовано влияние изменения каждого из параметров модели (продольное сопротивление трубопровода  $Z$ , проводимость изоляционного покрытия  $Y$ , напряженность внешнего электрического поля  $E$ ) на некотором участке трубопровода (при постоянных остальных параметрах) на зависимости силы тока  $I$  и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом  $U$  от линейной координаты  $x$ . Установлено, что характер изменения  $I$  и  $U$  зависит от расположения участка, на котором происходит изменение параметров. Если данный участок расположен в центральной части трубопровода, то изменение параметров не приводит к заметному изменению разности потенциалов на границах трубопровода. Если данный участок примыкает к границе трубопровода, то изменение параметров

приводит к соответствующему изменению разности потенциалов на этой границе. При уменьшении  $Z$  или при увеличении  $E$  абсолютные величины силы тока и разности потенциалов увеличиваются.

8. Показано, что отдельный интерес представляют результаты исследования изменения  $Y$  на зависимости  $I(x)$  и  $U(x)$ . Изменение  $Y$  на участке, расположенном в центральной части трубопровода, приводит к незначительным изменениям  $I$  и  $U$  в районе границ данного участка. Аналогичное изменение  $Y$  на участке, примыкающем к границе трубопровода, приводит к существенному изменению зависимостей  $I(x)$  и  $U(x)$  вблизи границы трубопровода. В этом случае увеличение  $Y$  приводит к снижению разности потенциалов на границе трубопровода. Характерно, что увеличение (начиная с определенного значения, которое зависит от других параметров модели) длины участка, на котором происходит изменение  $Y$ , достаточно слабо влияет на распределения  $I(x)$  и  $U(x)$ .

9. Предложенная модель может быть использована для решения ряда практически важных задач, таких как оптимизация параметров защитных мероприятий, направленных на снижение отрицательного влияния ГИТ (например, определение мест установки ВЭИ, точек подключения и характеристик протекторов для конкретных трубопроводов); обоснование выбора линейных координат точек измерения, необходимых для идентификации ГИТ; определение значений силы тока и разности потенциалов в точке с заданной линейной координатой на основании результатов экспериментальных измерений в нескольких опорных точках. На основании результатов теоретических исследований после их экспериментальной проверки может быть разработан способ идентификации ГИТ в подземном трубопроводе, а также несколько вариантов способа определения сопротивления изоляционного покрытия трубопроводов по результатам измерений вариаций ГИТ и связанной с этим током разности потенциалов между трубопроводом и грунтом.

### **3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВИДА И ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ИСТОЧНИКА БЛУЖДАЮЩЕГО ТОКА, ВОЗ- ДЕЙСТВУЮЩЕГО НА СИСТЕМУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ «БОВАНЕНКОВО – УХТА» И «УХТА – ТОРЖОК»**

#### **3.1 Сущность методов исследования**

Настоящие исследования проводились с целью разработки критериев идентификации источника тока, воздействующего на магистральные нефтегазопроводы. Применяемые методы исследования основаны на синхронном измерении параметров, характеризующих работу ЭХЗ трубопровода в различных точках исследуемого участка, в том числе проводилось измерения силы тока, протекающего в трубопроводе, инновационным бесконтактным способом.

Задачи обследования:

- синхронные измерения и анализ корреляционной связи между изменением силы тока, протекающего в трубопроводе, и суммарным потенциалом «труба-земля»;
- определение скорости изменения потенциала «труба-земля» во времени ( $dU/dt$ ) и анализ корреляционной связи между  $dU/dt$  и величиной экстремумов функции  $U=f(t)$ ;
- установление корреляционной связи между суммарным потенциалом «труба-земля» и потенциалами в грунте, измеренными методом «креста» при выключенных станциях катодной защиты (далее – СКЗ);
- спектральный анализ функции  $U=f(t)$ .

Объект исследования – участок магистрального газопровода, подверженный влиянию БТ.

Предмет исследования – физические характеристики источника БТ, воздействующего на объект исследования.

### 3.2 Выбор и обоснование объекта исследования

Для проведения исследования необходимо, чтобы были выполнены следующие условия, касающиеся объекта исследования:

1. Объект исследования должен иметь подземное исполнение и должен быть выполнен из стальных труб большого диаметра.

2. Переходное сопротивление изоляционного покрытия должно быть не менее  $3 \cdot 10^5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ , что соответствует сопротивлению трехслойного покрытия заводского нанесения, выполненному из экструдированных полимеров толщиной не менее 3,5 мм.

3. На участке более 500 км не должно быть ВЭИ.

4. Объект должен располагаться вблизи авроральной зоны, т.е. зоны с наибольшими возможными геомагнитными возмущениями. Эта зона располагается на 67 параллели с.ш. и имеет ширину несколько градусов.

5. Электрическая связь с другими параллельно проложенными трубопроводами (в т.ч. межтрубопроводных перемычек и т.д.) должна отсутствовать.

6. Объект исследования должен иметь в своем составе современное оборудование мониторинга работы средств ЭХЗ. При этом точки измерений выбираются преимущественно в местах, где установлено штатное оборудование для измерения потенциала «труба-земля», либо возможность установки такого оборудования.

Для проведения настоящих исследований выбран подземный магистральный газопровод «Бованенково – Ухта», переходящий в газопровод «Ухта – Торжок». Трубопроводы в полной мере соответствуют вышеуказанным критериям как объект исследования и выполнены из стальных труб класса прочности K65 (по классификации API 5L– X80), рабочее давление в указанных системах газопроводов 120 и 100 кгс/см<sup>2</sup> (11,8 и 9,8 МПа) соответственно. Номинальный диаметр труб – 1420 мм. Год введения в эксплуатацию – 2012 г. Электрические соединения с другими трубопроводами – отсутствуют.

Изоляция заводского исполнения имеет основу из экструдированного полиэтилена (внешний слой не менее 3,0 мм), а также дополнительно имеет слои сополимера винилацетата (сэвилен) (промежуточный слой около 0,5 мм) и слой оксидного покрытия, нанесенный непосредственно на поверхность трубы в качестве грунтовки (около 50 мкм). Среднее значение переходного сопротивления, определяемое на этапе ввода в эксплуатацию – 570 кОм·м<sup>2</sup>.

Система газопроводов оснащена системой коррозионного мониторинга и управления и имеет возможность дистанционного контроля разности потенциалов «труба-земля» благодаря программно-аппаратному комплексу «Атлантик трансгаз система» (г. Москва).

В процессе работы на различных точках трубопровода фиксировались недопустимые значений защитного потенциала, носящие эпизодический характер. Преимущественно, недопустимые значения соответствовали датам магнитных бурь (рисунок 3.1).

На приведенных диаграммах видно, что изменение потенциала ограничено отрицательными значениями. Это ограничение условное и вызвано купированием программой положительного сигнала. Также стоит отметить, что 18.03.2015 г. была сильная магнитная буря, вызвавшая северное сияние в центральных и северо-западных регионах России, в частности в Москве и Санкт-Петербурге.

На рассматриваемом участке магистрального газопровода специалистами ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Ухта» три раза предпринимались попытки идентифицировать источник БТ при помощи методик, описанных в главе 1 и [75]. В результате измерения и последующие расчеты показали разнонаправленные варианты возможного источника БТ (рисунок 3.2).

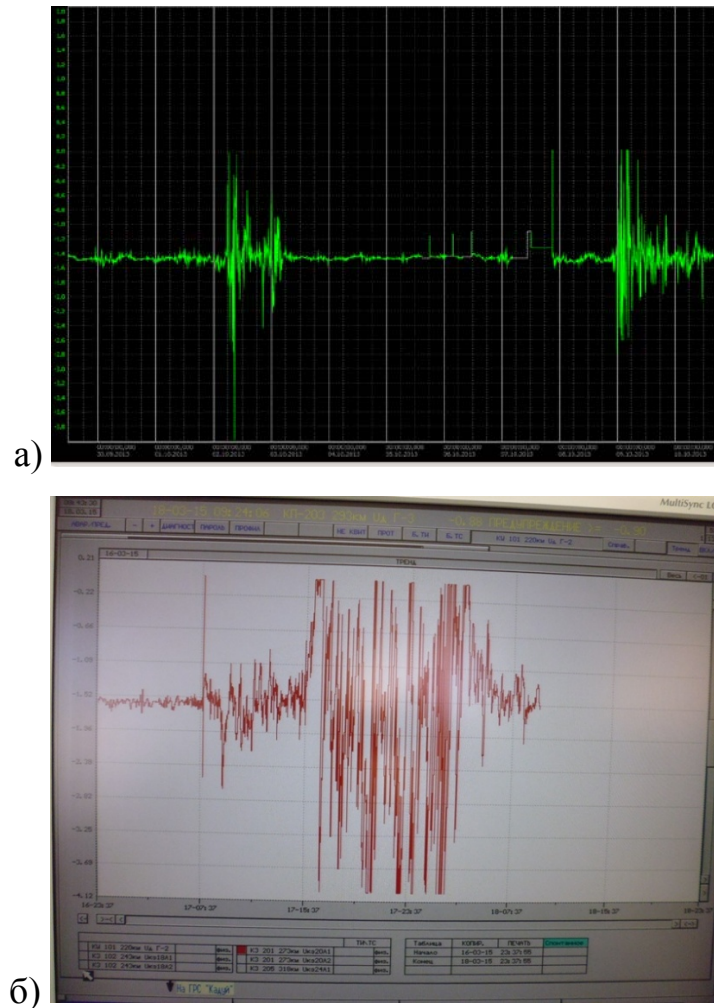


Рисунок 3.1 – Диаграммы изменения потенциала «труба-земля» во времени: а – в период 30.09.13 – 13.10.13г., магнитные бури отмечены 2 и 9 октября; б – фотография экрана ПЭВМ в период сильной магнитной бури 18.03.2015 г.



Рисунок 3.2 – Результаты определения направления действия источника БТ (показано стрелками), полученные специалистами ООО «Газпром трансгаз Ухта» в 2013 – 2014 гг.

Газопровод имеет ВЭИ на шлейфах подключения у компрессорной станции. На линейной части вставок нет (рисунок 3.3).

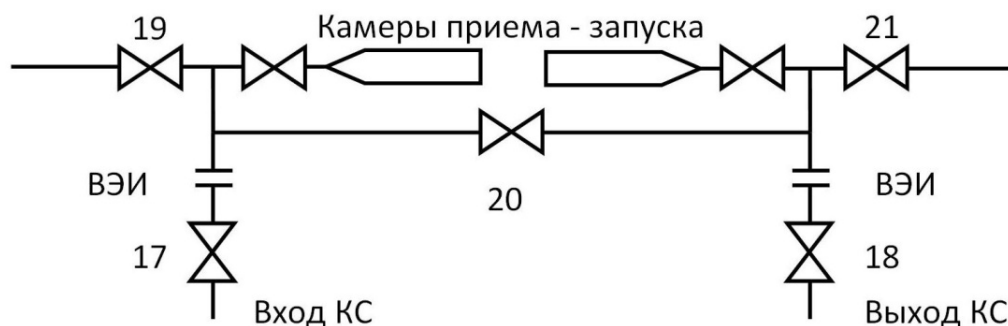


Рисунок 3.3 – Схема подключения газопроводов к компрессорной станции на исследуемой системе трубопроводов

Исследуемый газопровод пересекает авроральный пояс с севера на юг. Участок измерения выбран в пределах Сосногорского, Ухтинского и Княжпогостского района Республики Коми и располагается на 64-65 параллели с.ш.

Измерения проводились на трубопроводах СМГ «Ухта – Торжок 1 очередь»: км 1192 (п. Чиняворык), км 1131 (район р. Чуть), км 1108 (а/д в п. Четлос) и СМГ «Бованенково – Ухта» км 1090. Схема расположения точек измерения представлена на рисунке 3.4.



Рисунок 3.4 – Схема расположения точек измерения

### 3.3 Приборы и оборудование для проведения измерений

Для измерений применялись самопишущие приборы с внутренним таймером времени и флеш-памятью для накопления отображаемой информации. В ка-

честве электродов сравнения использовались стандартные медносульфатные электроды ЭН-1 с дрейфом потенциала не более 25 мВ.

Измерения постоянного тока, протекающего по трубопроводу вследствие воздействия на него источника БТ, выполнялись с помощью измерительного комплекса БИТА-2 (производства АО «Гипрогазцентр», г. Н.Новгород), который предназначен для измерения электрического тока катодной защиты и динамического измерения силы БТ путем долговременной регистрации данных (рисунок 3.5).



Рисунок 3.5 – Внешний вид основной части измерительного комплекса БИТА-2: блок управления, обработки, накопления данных (слева) и однокомпонентный датчик магнитного поля (справа)

Прибор БИТА-2 имеет два режима измерения:

РЕЖИМ 1 – бесконтактное измерение силы катодного тока, текущего вдоль трубопровода, при совместной работе с одним или несколькими синхронными прерывателями (синттактами), установленными на станциях катодной защиты, с возможностью одновременной привязки к географическим координатам в системе глобального позиционирования ГЛОНАСС;

РЕЖИМ 2 – динамический режим бесконтактного измерения БТ, текущего вдоль трубопровода путем долговременной регистрации данных с малым шагом дискретизации, с возможностью одновременной привязки к географическим координатам в системе глобального позиционирования ГЛОНАСС.



БИТА-2 содержит феррозонд 1 с первой 11 и второй 12 компенсационными обмотками, аналоговый преобразователь, включающий в себя измерительный усилитель 2, вход которого подключен к выходу феррозонда 1, а выход к первому избирательному усилителю 4, последовательно соединенные фазовый детектор 6 и фильтр низких частот 7, первый преобразователь напряжение-ток 10, выход которого подключен к первой компенсационной обмотке 11, аналого-цифровой преобразователь 15, цифровой выход которого соединен с первым входом контроллера 8, а аналоговый вход соединен с выходом фильтра низких частот 7, генератор возбуждения 13, выходы которого соединены со входом феррозонда 1 и первым входом фазового детектора 6 соответственно, в аналоговый преобразователь введены устройство вывода 16, устройство формирования временных интервалов 17, индикатор 18, клавиатура 19, вторые избирательный усилитель 3 и преобразователь напряжение-ток 14, цифро-аналоговый преобразователь 9 и управляемый переключатель 5, первый вход которого соединен с первым выходом контроллера 8, второй выход которого соединен со входом устройства вывода 16, вход первого преобразователя напряжение-ток 10 соединен через первые нормально-замкнутый 20 и нормально-разомкнутые 21 контакты управляемого переключателя 5 с выходом фильтра низких частот 7 и выходом цифро-аналогового преобразователя 9 соответственно, вход которого соединен с третьим выходом контроллера 8, четвертый и пятый выходы которого соединены соответственно со входами индикатора 18 и клавиатуры 19, а второй вход контроллера 8 соединен с выходом устройства формирования временных интервалов 17, вход которого соединен с выходом фильтра низких частот 7 и через третий нормально-разомкнутый контакт 24 управляемого переключателя 5 со входом второго преобразователя напряжение-ток 14, выход которого соединен со второй компенсационной обмоткой 12, второй вход фазового детектора 6 соединен через вторые нормально-замкнутый 22 и нормально-разомкнутые 23 контакты управляемого переключателя 5 с выходами первого 4 и второго 3 избирательных усилителей соответственно, вход последнего из которых соединен с выходом измерительного усилителя 2 (рисунок 3.6) [69].

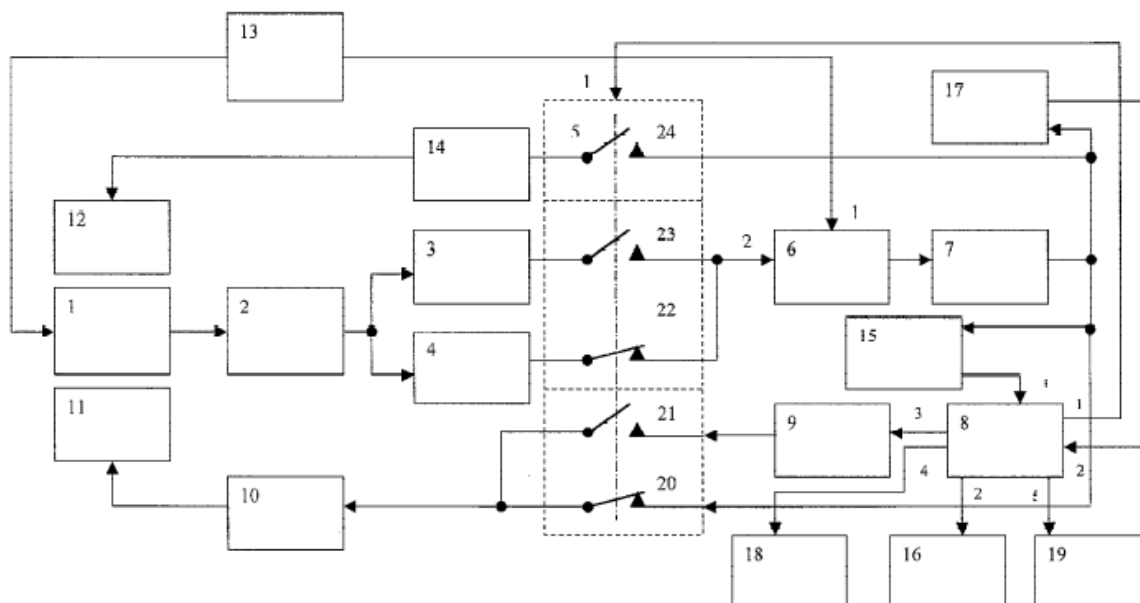


Рисунок 3.6 – Устройство бесконтактного измерения тока БИТА-2

Прибор работает следующим образом. Датчик катодного тока размещается на линии, являющейся проекцией оси трубопровода на поверхности земли. При этом магнитная ось феррозонда должна быть перпендикулярна этой линии. При включении датчика катодного тока осуществляется цикл начальной компенсации измеряемого магнитного поля  $B_i$ , которое является суммой проекций магнитного поля Земли и магнитного поля трубопровода. Выходное напряжение феррозонда 1, пропорциональное измеряемому магнитному полю, содержащее полезный сигнал и сигнал помехи, подается на вход измерительного усилителя 2, в котором осуществляется выделение полезного сигнала в виде напряжения частоты второй гармоники генератора возбуждения 13. Напряжение частоты второй гармоники поступает на входы первого 3 и второго 4 избирательных усилителей.

В начальный момент времени контакты 20 и 22 управляемого переключателя 5 замкнуты, контакты 21, 23 и 24 разомкнуты. При этом обеспечивается подключение второго избирательного усилителя 4 с меньшим коэффициентом преобразования ко входу фазового детектора 6, на первый вход которого поступает напряжение частоты второй гармоники от генератора возбуждения 13. Выпрямленный полезный сигнал, пропорциональный измеряемому магнитному полю, по-

ступает на фильтр низких частот 7, в котором происходит дополнительное подавление сигнала помехи. Далее полезный сигнал поступает на вход аналого-цифрового преобразователя 15, где он оцифровывается, начиная с первого цикла измерения, и подается на вход контроллера 8, который анализирует знак поступающего кода входного напряжения и формирует код  $(N_{\text{ИКП}})_{i-1}$  подаваемый на вход цифро-аналогового преобразователя 9, при этом код  $(N_{\text{ИКП}})_{i-1}$  противоположен по знаку коду, принимаемому от аналого-цифрового преобразователя 15.

В следующем цикле измерения на первом выходе контроллера 8 возникает управляющее напряжение, которое переключает управляемый переключатель 5 на противоположное. При этом с выхода цифро-аналогового преобразователя 9 сигнал, пропорциональный измеряемому начальному магнитному полю, поступает на первый преобразователь напряжение-ток 10 через замкнутый контакт 21 управляемого переключателя 5. Выходной ток первого преобразователя напряжение-ток 10 формирует в первой катушке компенсации магнитного поля 11 магнитное поле, противоположное измеряемому, а выходное напряжение феррозонда 1, пропорциональное измеряемому магнитному полю, уменьшается. Величина магнитного поля  $\Delta B_i$  в объеме феррозонда 1 определяется соотношением:

$$\Delta B_i = B_i - B_i^{\text{нач}}, \quad (3.1)$$

где  $B_i$  – измеряемое магнитное поле, Тл;

$B_i^{\text{нач}}$  – магнитное поле начальной компенсации, формируемое при первом цикле измерения, Тл.

Таким образом, завершается цикл начальной компенсации измеряемого магнитного поля.

Одновременно управляющее напряжение через замкнутые контакты 23 и 24 управляемого переключателя 5 подключает второй избирательный усилитель 3 ко второму входу фазового детектора 6 и выход фильтра низких частот 7 ко второму преобразователю напряжение-ток 14, выход которого подключен ко второй катушке компенсации магнитного поля 12. Таким образом, формируется основной канал преобразования цифрового феррозондового широкодиапазонного магнито-

метра. Коэффициенты преобразования основного  $K_{\Pi}$  и компенсационного каналов  $K_{\text{ПМКП}}$  цифрового феррозондового широкодиапазонного магнитометра подобраны таким образом, что  $K_{\text{ПМКП}}$  примерно в 250 раз меньше  $K_{\Pi}$  коэффициента усиления основного канала магнитометра. При этом измеряемое внешнее магнитное поле  $B$  будет определяться выражением:

$$B_i = K_{\Pi} \cdot N_i + K_{\text{ПМКП}} \cdot N_{\text{МКП}}, \quad (3.2)$$

где  $K_{\Pi}$  – коэффициент преобразования основного канала;

$N_i$  – число со знаком на выходе аналого-цифрового преобразователя;

$K_{\text{ПМКП}}$  – коэффициент преобразования компенсационного канала;

$N_{\text{МКП}}$  – число со знаком на входе цифро-аналогового преобразователя.

При последующих циклах измерения код  $N_{i+1}$ , принимаемый контроллером 8 от аналого-цифрового преобразователя 15, сравнивается с кодом  $N^n$ , соответствующим некоторому порогу, пропорциональному границе диапазона основного канала цифрового феррозондового широкодиапазонного магнитометра. Если выполняется условие:

$$|N_{i+1}| \geq |N^n|, \quad (3.3)$$

то контроллер 8 формирует коды ( $N_{\text{МКП}}$ ), подаваемые на вход цифро-аналогового преобразователя 9.

Если знак поступающего кода на выходе аналого-цифрового преобразователя 15 положительный, то код определяется по формуле:

$$(N_{\text{МКП}})_i = (N_{\text{МКП}})_{i-1} + 1. \quad (3.4)$$

где  $i$  – номер цикла анализа сигналов;

$(N_{\text{МКП}})_{i-1}$  – код, подаваемый контроллером 8 в цифро-аналоговый преобразователь 9 в предыдущем цикле анализа сигналов на входе контроллера 8

Если знак поступающего кода на выходе аналого-цифрового преобразователя 15 отрицательный, то код определяется по формуле:

$$(N_{ИКП})_i = (N_{ИКП})_{i-1} - 1. \quad (3.5)$$

В результате с выхода первого преобразователя напряжение-ток 10 в обмотку первой катушки компенсации 11 подается ток, который создает дополнительное компенсирующее поле в объеме феррозонда 1, действие которого приводит к тому, что сигнал на выходе фильтра низких частот 7 устанавливается в заданных пределах.

При установке переносных синхронных отключателей установок катодной защиты (далее – УКЗ) проекция вектора магнитного поля, действующего в месте установки датчика катодного тока, в первом приближении при включенном прерывателе будет определяться выражением:

$$B_i = B_{ai} + B_{кТi}, \quad (3.6)$$

где  $B_{ai}$  – проекция аномального магнитного поля, обусловленная магнитным полем Земли и магнитным полем трубопровода;

$B_{кТi}$  – проекция магнитного поля, обусловленная катодным током, протекающим по трубопроводу.

Проекция вектора магнитного поля, действующего в месте установки датчика катодного тока, в первом приближении при выключенном прерывателе будет определяться выражением:

$$B_i = B_{ai}. \quad (3.7)$$

Алгоритм вычисления модуля и направления тока катодной защиты инициализируется с клавиатуры 19 устройства бесконтактного измерения тока катодной защиты и заключается в измерении мгновенного значения амплитуды магнитного поля  $B_i$  через время  $\Delta T_1$  после включения отключателя и измерении мгновенного значения амплитуды магнитного поля  $B_i$  через время  $\Delta T_2$  после отключения отключателя. Времена  $\Delta T_1$  и  $\Delta T_2$  устанавливаются с клавиатуры 19 устройства бесконтактного измерения тока катодной защиты и зависят от режима работы переносных синхронных отключателей УКЗ. Расстояние от места установки феррозонда до оси трубопровода вводится в контроллер 8 с клавиатуры 19 устройства

бесконтактного измерения тока катодной защиты и может быть независимо измерено приборами типа БИТА-1 или РСМ (производства «Radiodetection», УК).

Для определения моментов отсчета временных интервалов  $\Delta T_1$  и  $\Delta T_2$  и определения направления тока катодной защиты в устройство бесконтактного измерения тока катодной защиты введено устройство формирования временных интервалов 17, которое содержит последовательно соединенные проходной конденсатор и компаратор. Устройство формирования временных интервалов работает следующим образом.

С выхода фильтра низких частот 7 в режиме работы с переносными синхронными отключателями УКЗ поступает сигнал, представляющий собой импульсы, расположенные относительно постоянной составляющей измеряемого аномального магнитного поля  $B_{ai}$ . Амплитуда и длительность этих импульсов зависят от текущего состояния отключателей («ВКЛЮЧЕНО», «ОТКЛЮЧЕНО»), а также от направления протекающего тока катодной защиты. Через конденсатор сигнал поступает на неинвертирующий вход компаратора, инвертирующий вход которого подсоединен к «земляной» шине. На выходе компаратора могут формироваться два варианта формы импульсов: положительные импульсы с большой скважностью последовательности, соответствующие режиму «ВКЛЮЧЕНО» синхронного отключателя УКЗ и положительному направлению протекающего тока, и положительные импульсы с меньшей скважностью последовательности, соответствующие режиму «ОТКЛЮЧЕНО» синхронного отключателя УКЗ и отрицательному направлению протекающего тока, при этом знак измеряемого аномального магнитного поля  $B_{ai}$  может быть любым. Второй вариант формы сигнала находится в противофазе по отношению к первому.

Последовательность импульсов поступает на второй вход контроллера, который измеряет скважность поступающих импульсов и сравнивает ее с некоторым порогом, зависящим от режима работы синхронного отключателя УКЗ. Если измеренная скважность превышает порог, то на индикаторе появляется положительное направление тока, если меньше или равно установленному порогу, то на индикаторе появляется противоположное направление тока.

Одновременно через время  $\Delta t_1$ , соответствующее моменту времени  $T_1$  после прихода фронта импульса, измеряется внешнее магнитное поле по формуле (3.2), через промежуток времени  $\Delta t_2$ , соответствующее моменту времени  $T_2$ , производится следующее измерение внешнего магнитного поля по формуле (3.2). После этого контроллер 8 вычисляет модуль тока  $I$  катодной защиты по формуле:

$$I_i = \left| \frac{\left( |B_i^{T_1}| - |B_i^{T_2}| \right) \cdot L}{2 \cdot 10^{-7}} \right|, \quad (3.8)$$

где  $B_i^{T_1}$  – мгновенные значения магнитного поля в моменты времени  $t_1$ , Тл;

$B_i^{T_2}$  – мгновенные значения магнитного поля в моменты времени  $t_2$ , Тл;

$L$  – расстояние от датчика катодного тока до оси трубопровода, м.

Измеренное значение модуля тока  $I$  выводится на индикатор 18 в амперах. Во время цикла начальной компенсации измеряемого магнитного поля и отключенных переносных синхронных отключателей, второй вход контроллера 8 блокируется и на индикатор 18 устройства бесконтактного измерения тока катодной защиты выводится измеряемое внешнее магнитное поле  $B_i$ , Тл, рассчитанное по формуле (3.2).

В течение каждого цикла измерения (кроме первого) контроллер 8 через устройство вывода 16 по линии типа RS-232 передает на внешние устройства данные о величине измеренного магнитного поля, модуле и направлении тока катодной защиты в режиме работы с переносными синхронными отключателями УКЗ или о величине внешнего измеряемого поля, если режим с переносными синхронными отключателями УКЗ не используется. Внешними устройствами могут быть: персональный компьютер, аналогичный контроллер с графическим дисплеем или устройство сбора информации типа USB FlashDrive и т.д.

Для измерения потенциала применялся прибор ИПП-1 «Менделеевец», который предназначен для измерения защитного (с омической составляющей) и поляризационного (безомической составляющей) потенциалов подземного со-

оружения, находящегося под действием катодной защиты. В приборе имеется возможность периодически измерять и накапливать информацию, а также внутренний таймер для синхронизации работы автоматического замера, т.е. прибор имеет возможность работать в режиме самописца. Технические характеристики приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики ИПП-1 «Менделеевец»

| Наименование характеристики                                  | Величина     |
|--|--------------|
| Диапазон измерения поляризованного потенциала                | $\pm 2,0$ В  |
| Диапазон измерения суммарного потенциала                     | $\pm 10,0$ В |
| Основная погрешность измерения (не хуже)                     | 0,1 В        |
| Входное сопротивление (не менее)                             | 10 МОм       |
| Количество ячеек в банке памяти                              | 5000         |
| Минимальный шаг измерения потенциала в автоматическом режиме | 10 с         |
| Отклонение суточного хода строенного таймера (не более)      | 2 с          |
| Автономность работы от встроенных батарей (не менее)         | 2 сут        |

### 3.4 Методика проведения исследования

Последовательность проведения исследования заключается в следующем:

1. Прогнозирование времени магнитных бурь для планирования исследования.
2. В точках измерения 1, 2, 3 и 4 устанавливают, подключают и настраивают приборы для измерения силы тока, протекающего в трубопроводе (БИТА-2), и потенциала (ИПП-1 «Менделеевец»).
3. Производят синхронизацию внутреннего таймера самописцев БИТА-2 и ИПП-1 «Менделеевец».
4. Для измерения разности потенциалов между двумя точками земли через каждые 1000 м по двум взаимно перпендикулярным направлениям устанавливают измерительные электроды на 100 м для обнаружения БТ. [37]



5. Устанавливают шаг проведения измерений измерительными устройствами – 10 с.

### 3.5 Результаты измерения силы тока и разности потенциала «труба-земля» во времени

На первом этапе исследования проводились синхронные измерения силы тока и потенциалов «труба-земля» в разных точках. Результаты синхронных измерений силы тока и потенциала «труба-земля» в точках 2 и 3 (4 – 5 августа 2014 г., с 21:00 ч. по 05:00 ч.) представлены на рисунках 3.7 и 3.8 соответственно [20].

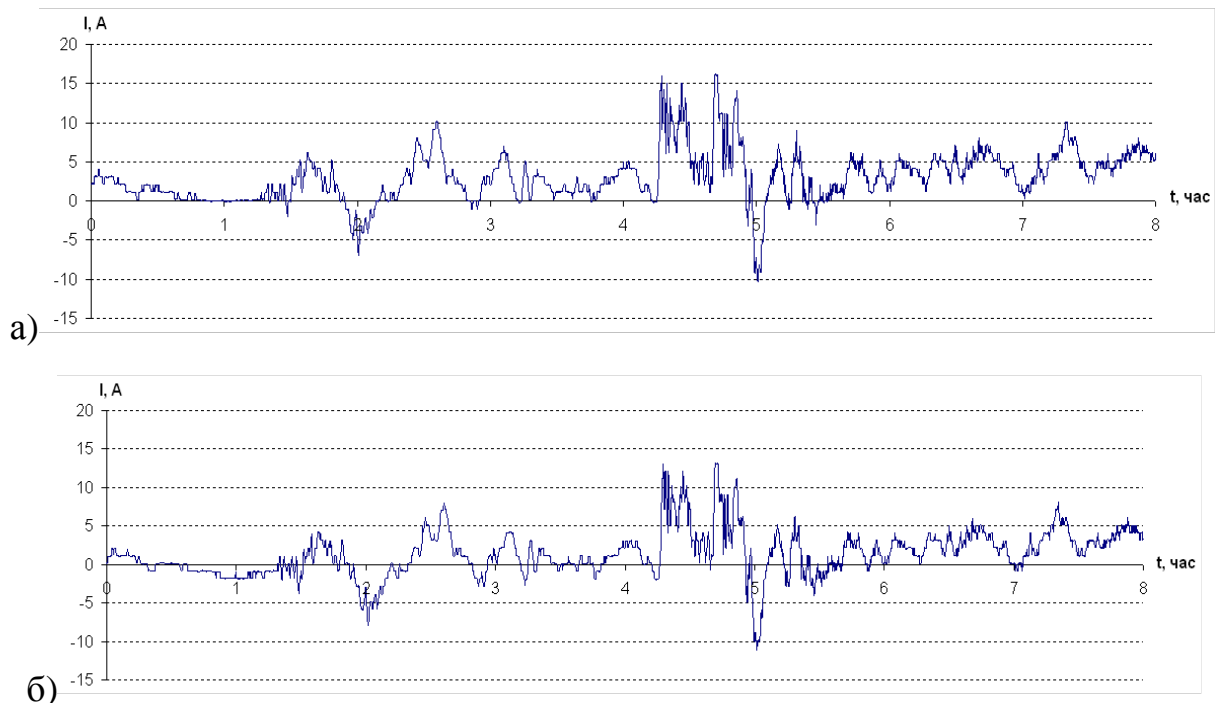


Рисунок 3.7 – Результаты измерения силы тока в точках 2 (а) и 3 (б)

Результаты расчета скорости изменения силы тока и скорости изменения потенциала «труба-земля» в точках 2 и 3 представлены на рисунках 3.9 и 3.10 соответственно.

Результаты синхронных измерений силы тока и потенциала «труба-земля» в точках 1 и 4 (6 – 7 августа 2014 г., с 22:21 ч. по 09:00 ч.) представлены на рисунках 3.11 и 3.12 соответственно.

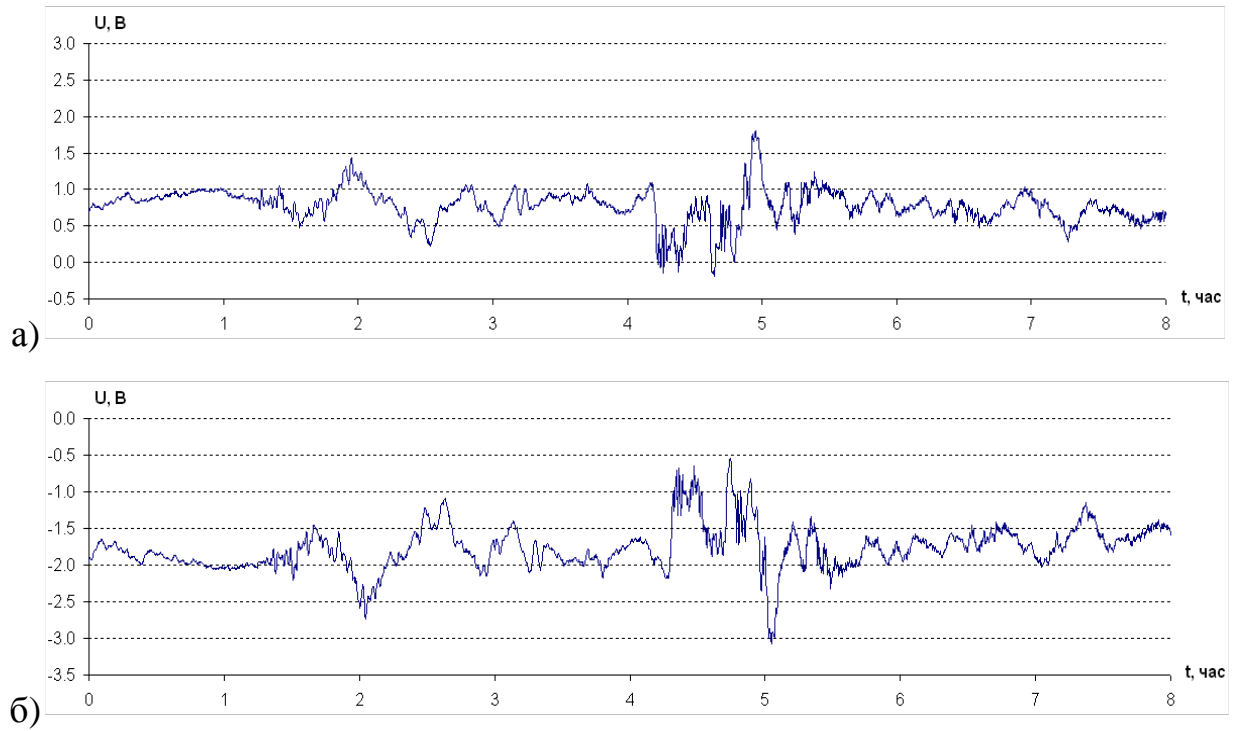


Рисунок 3.8 – Результаты измерения потенциала «труба-земля» в точках 2(а) и 3(б)

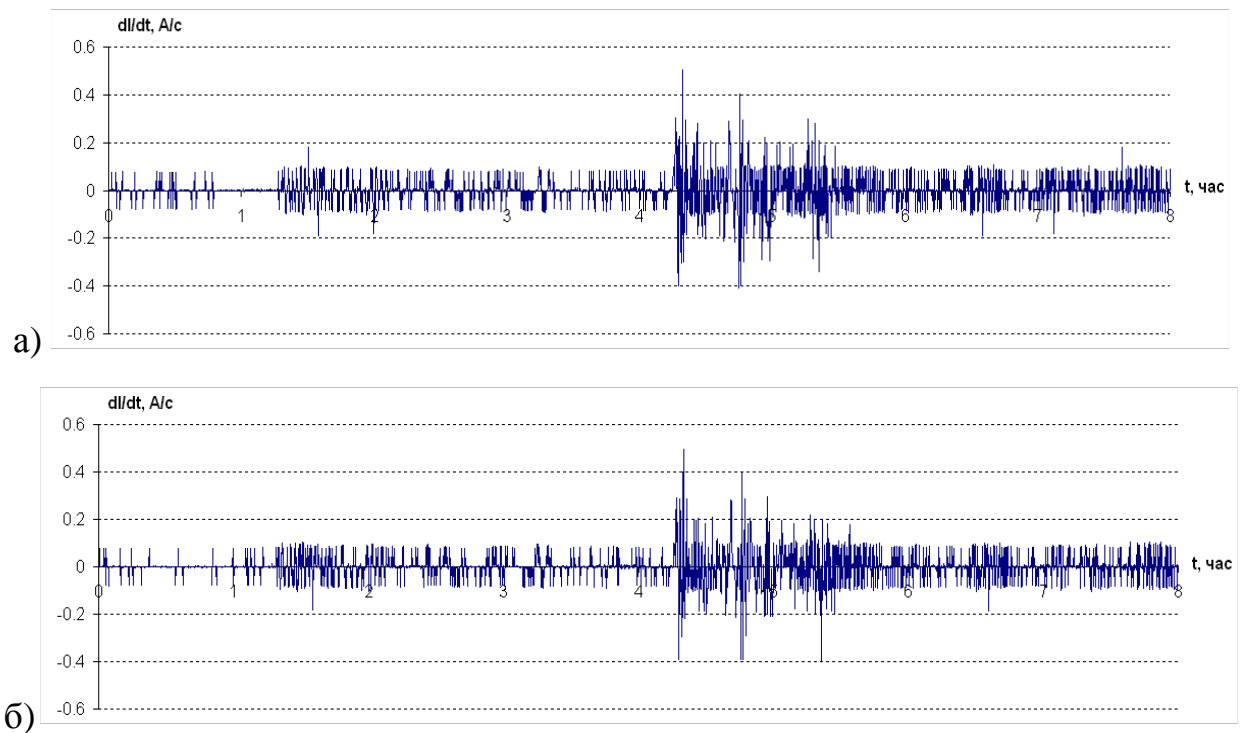


Рисунок 3.9 – Результаты расчета скорости изменения силы тока в точках 2(а) и 3(б)

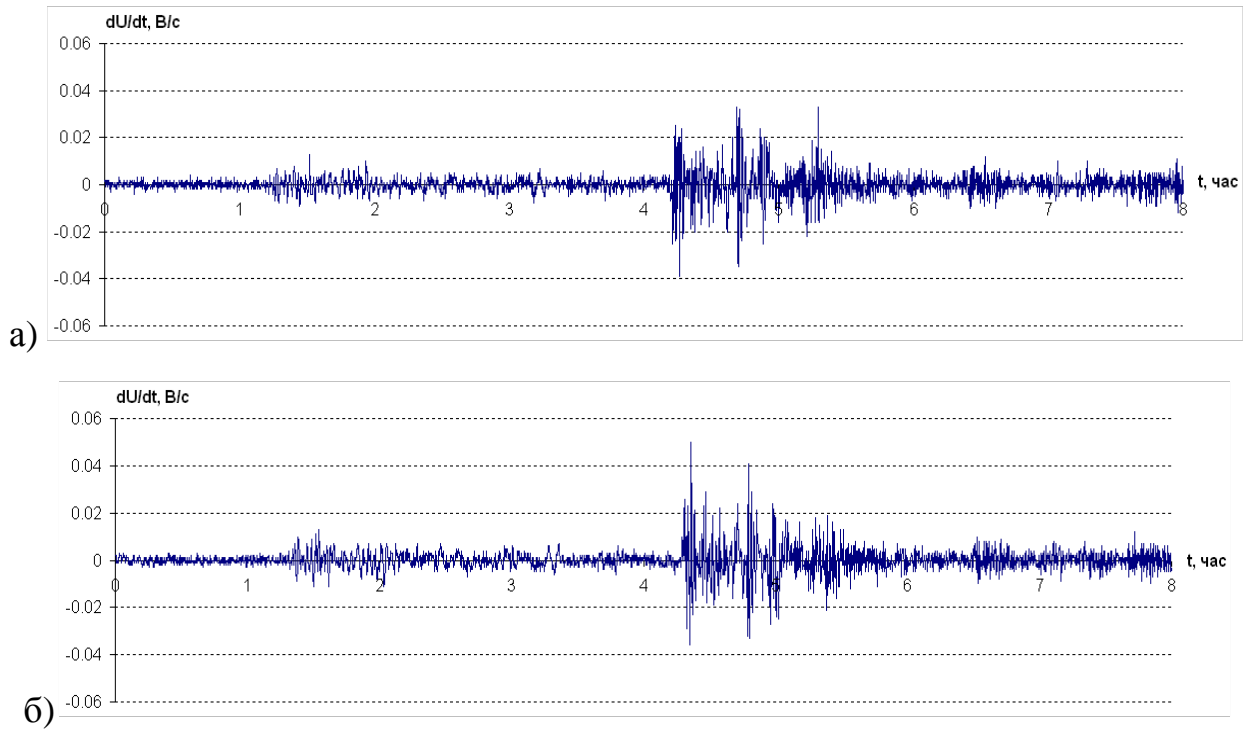


Рисунок 3.10 – Результаты расчета скорости изменения потенциала «труба-земля» в точках 2 (а) и 3 (б)

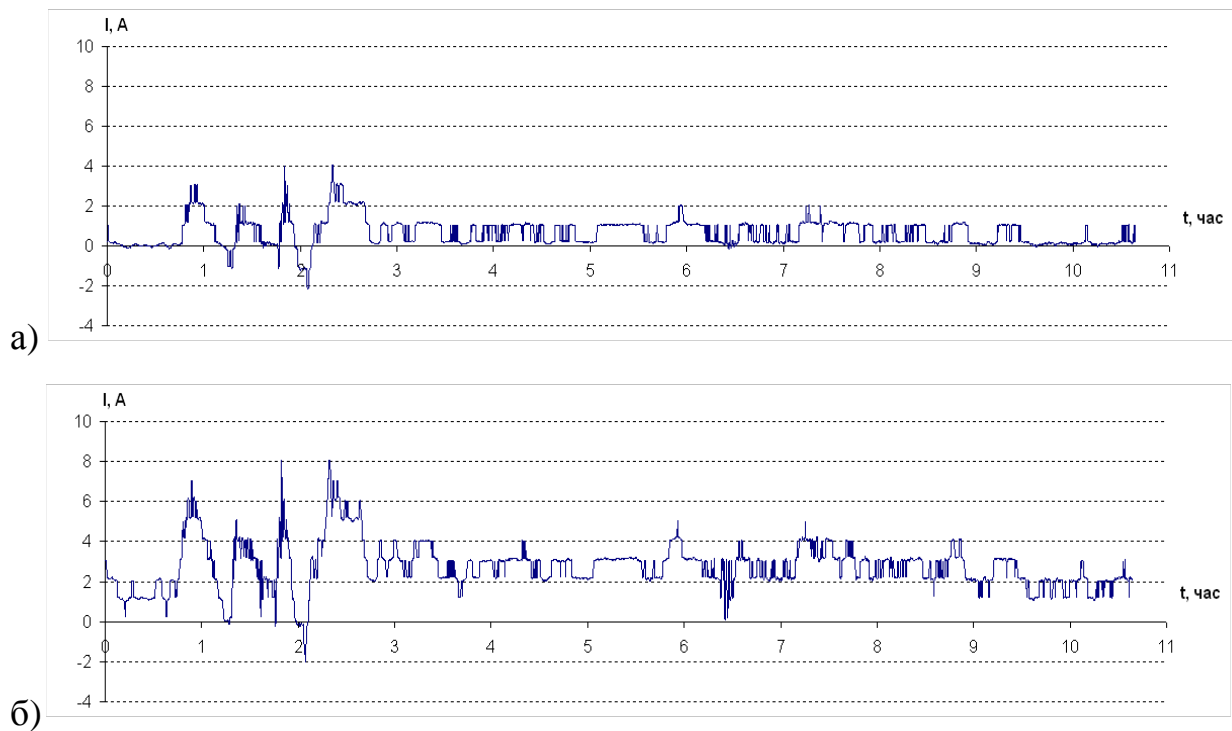


Рисунок 3.11 – Результаты измерения силы тока в точках 1 (а) и 4 (б)

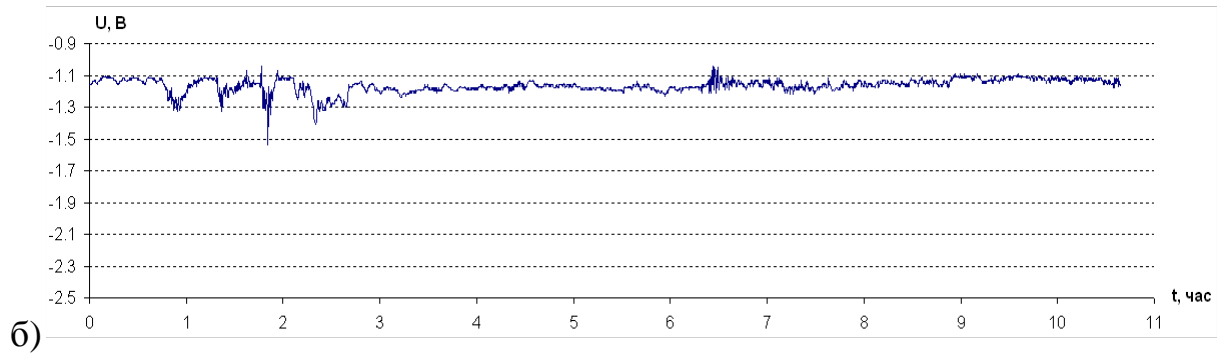
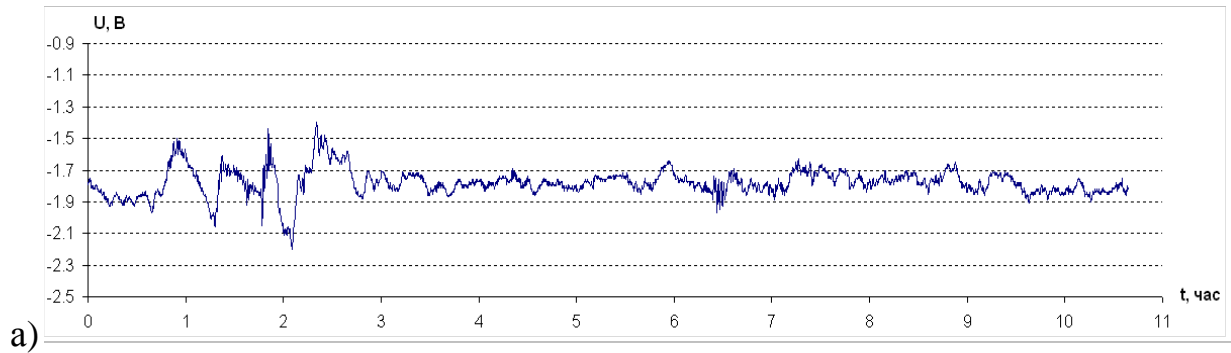


Рисунок 3.12 – Результаты измерения потенциала «труба-земля» в точках 1(а) и 4(б)

Результаты расчета скорости изменения силы тока и скорости изменения потенциала «труба-земля» в точках 1 и 4 представлены на рисунках 3.13 и 3.14 соответственно.

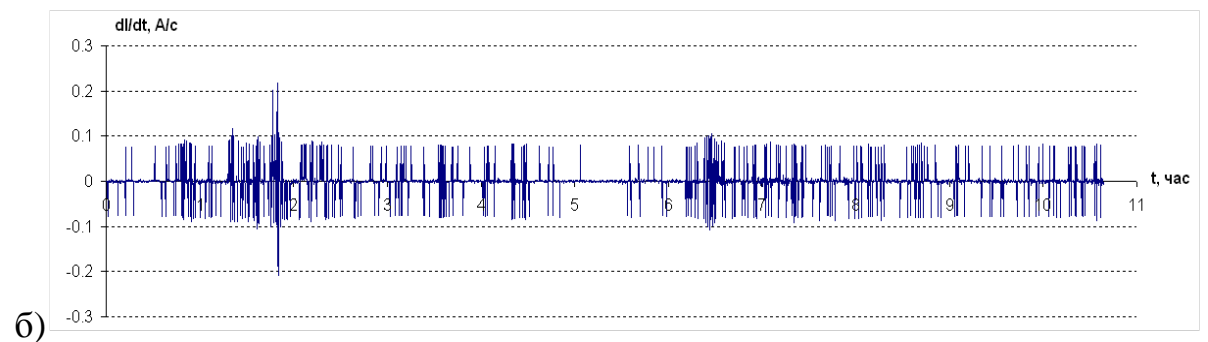
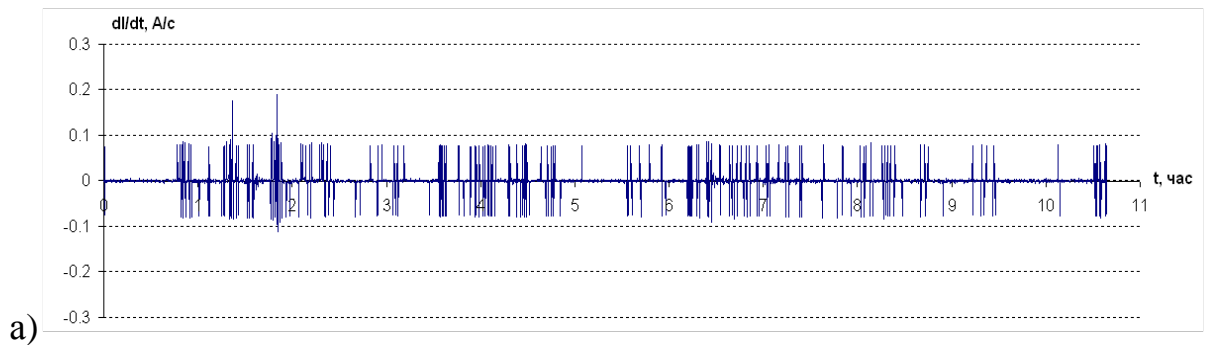


Рисунок 3.13 – Результаты расчета скорости изменения силы тока в точках 1(а) и 4(б)

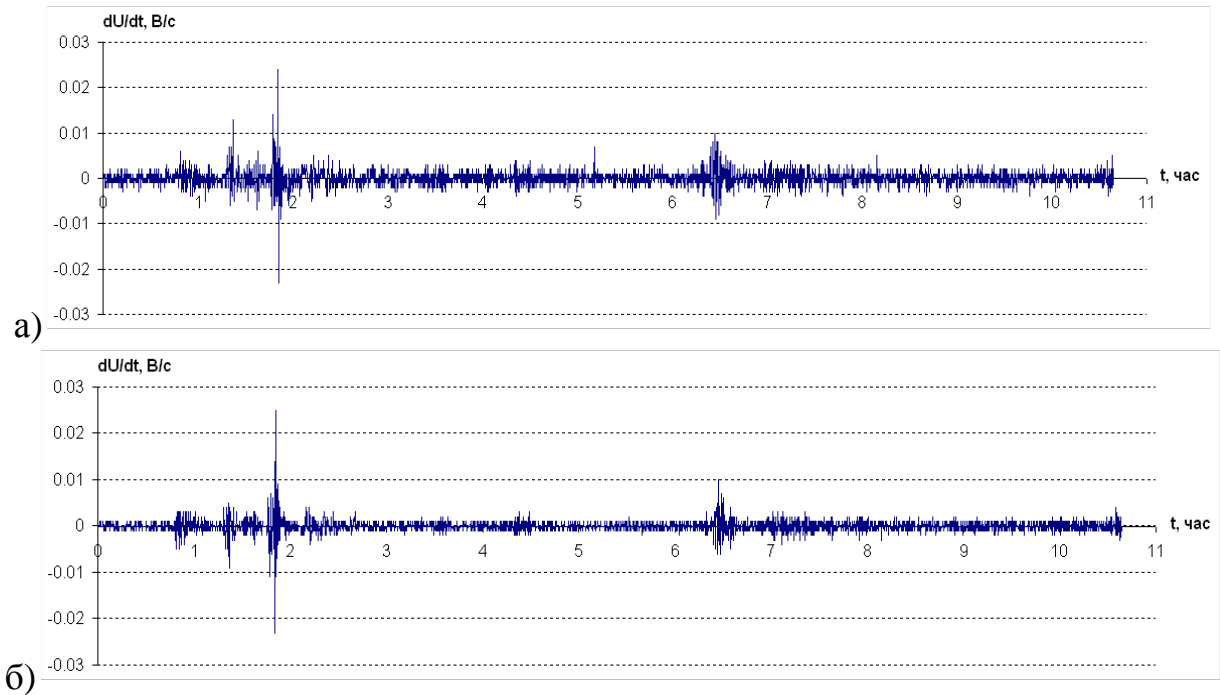


Рисунок 3.14 – Результаты расчета скорости изменения потенциала «труба-земля» в точках 1 (а) и 4 (б)

Результаты расчетов коэффициентов корреляции результатов измерения силы тока и потенциала «труба-земля» для точек измерения 1 – 4 представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчетов коэффициентов корреляции результатов измерения силы тока и потенциала «труба-земля»

| Номер точки измерения        | 1    | 2     | 3    | 4     |
|------------------------------|------|-------|------|-------|
| Коэффициент корреляции $I-U$ | 0,87 | -0,76 | 0,77 | -0,76 |

Коэффициенты корреляции результатов измерения силы тока и потенциала «труба-земля» в точках 2 и 3 и в точках 1 и 4 представлены в таблице 3.3.

8 августа 2014 г. (с 13:41 ч. по 14:17 ч.) в районе 1131 км проводились синхронные измерения силы тока на трех параллельных трубопроводах (точка 3а – МГ «Ухта – Торжок 1-я очередь», точка 3б – МГ «СРТО», точка 3в – МГ «Ухта – Торжок 1») и потенциалов «труба-земля» на двух параллельных трубопроводах (точки 3а и 3б). Результаты измерений представлены на рисунках 3.15 и 3.16.

Таблица 3.3 – Результаты расчетов коэффициентов корреляции результатов измерения силы тока и потенциала «труба-земля» в разных точках измерения

| Номера точек измерения       | 2-3   | 1-4   |
|------------------------------|-------|-------|
| Коэффициент корреляции $I-I$ | 0,92  | 0,88  |
| Коэффициент корреляции $U-U$ | -0,89 | -0,71 |

Результаты расчетов коэффициентов корреляции результатов измерения силы тока и потенциала «труба-земля» для точек измерения 3а и 3б представлены в таблице 3.4.

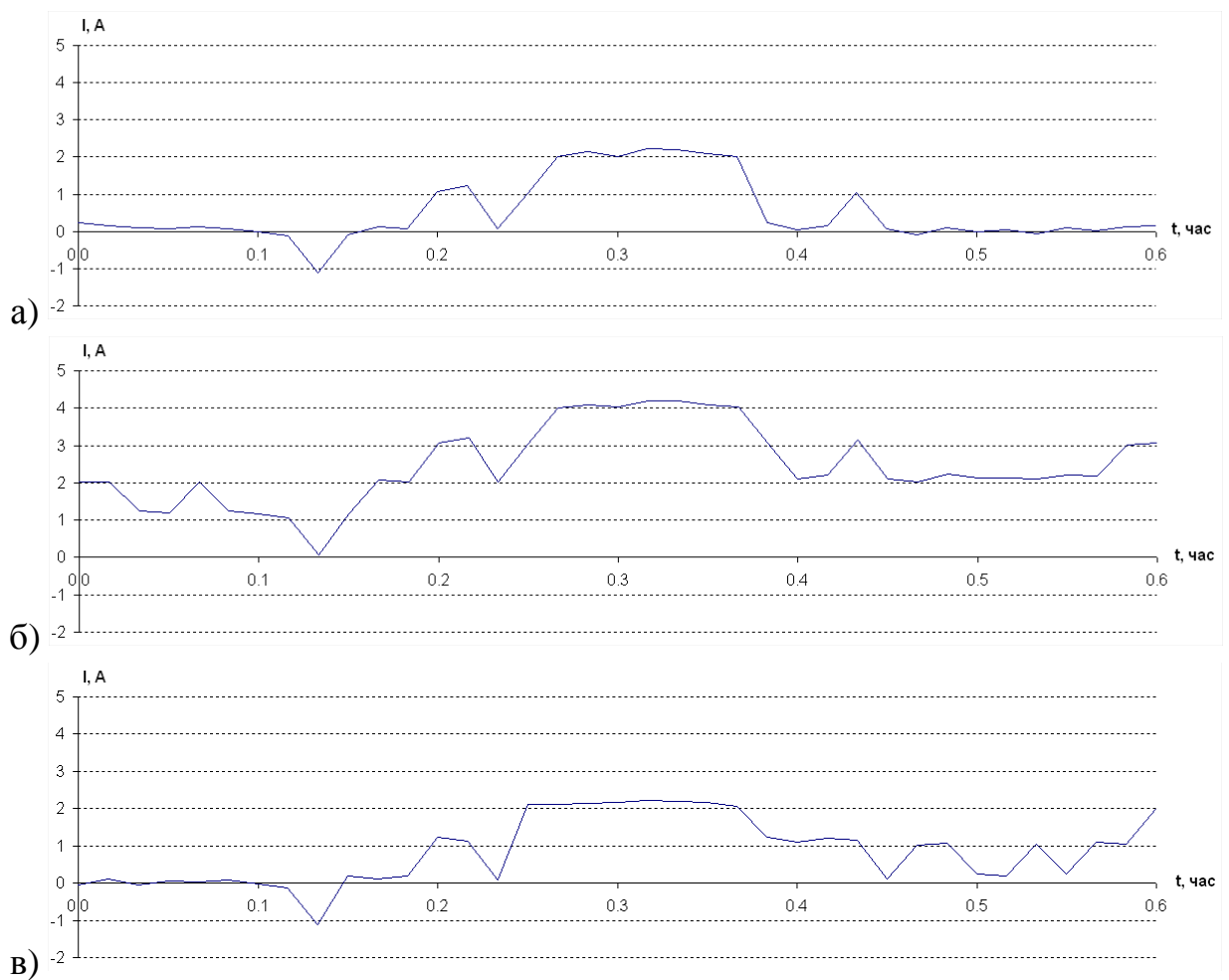


Рисунок 3.15 – Результаты измерения силы тока в точках 3а (а), 3б (б) и 3в (в)

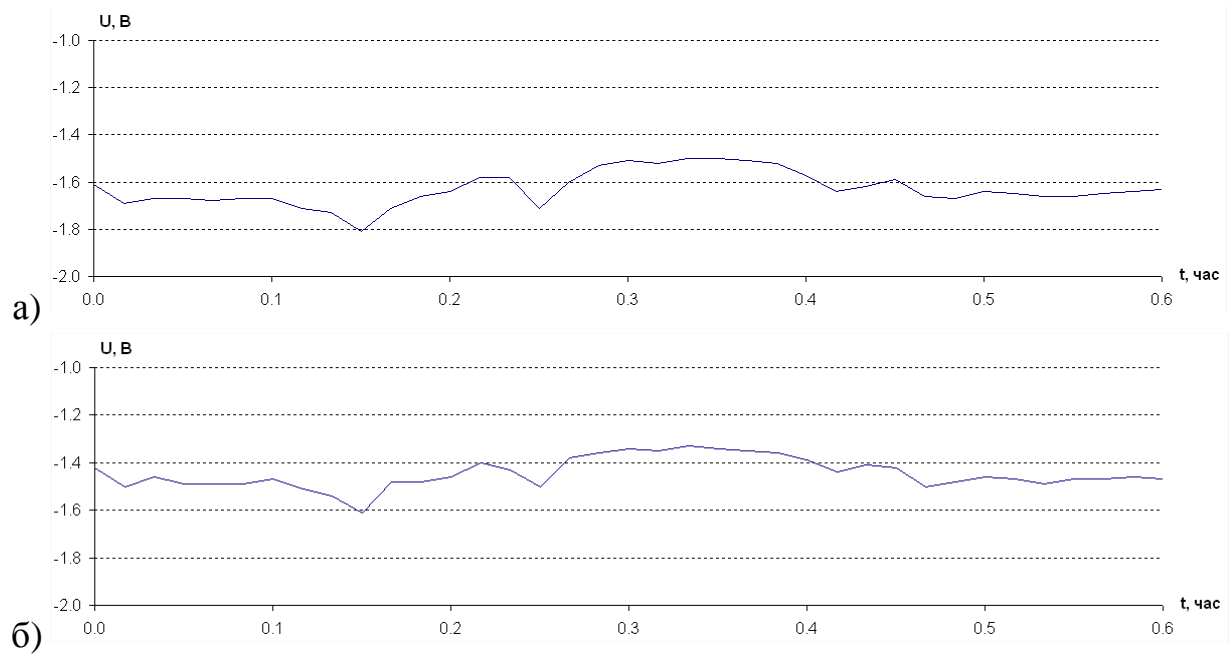


Рисунок 3.16 – Результаты измерения потенциала «труба-земля» в точках 3а (а) и 3б (б)

Таблица 3.4 – Результаты расчетов коэффициентов корреляции результатов измерения силы тока и потенциала «труба-земля»

| Номер точки измерения        | 3а   | 3б   |
|------------------------------|------|------|
| Коэффициент корреляции $I-U$ | 0,73 | 0,81 |

Коэффициенты корреляции результатов измерения силы тока в точках 3а, 3б, 3в и потенциала «труба-земля» в точках 3а и 3б представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчетов коэффициентов корреляции результатов измерения силы тока и потенциала «труба-земля» в разных точках измерения

| Номера точек измерения       | 3а-3б | 3б-3в | 3а-3в |
|------------------------------|-------|-------|-------|
| Коэффициент корреляции $I-I$ | 0,91  | 0,91  | 0,83  |
| Коэффициент корреляции $U-U$ | 0,97  | -     | -     |

Результаты измерений силы тока и потенциала «труба-земля» на параллельных газопроводах показывают, что изменения силы тока и потенциала на данных газопроводах происходят синхронно.

На основании проведенного анализа можно сделать выводы, что источник, действующий на обследуемые 102 км МГ единый, кроме этого обнаружен высокий коэффициент корреляции между данными силы тока и потенциала, что позволяет выдвинуть две гипотезы:

1. Если источник БТ «классический», изменение силы протекающего тока по трубопроводу вызывает изменение разности потенциалов.

2. Если источник вызван геомагнитными вариациями, прибор БИГА-2 измеряет не изменение магнитного поля, связанное с движением тока по трубопроводу, а изменение геомагнитного поля, наводящего индуцированные токи.

Проведем проверку данных гипотез. Согласно общеизвестному закону электромагнитной индукции Фарадея, величина индуцированной ЭДС, с которой, в нашем случае, коррелируется разность потенциалов «труба-земля», зависит от скорости изменения магнитного потока. В случае если вторая гипотеза правочна, должна быть корреляционная связь между параметрами «скорость изменения разности потенциалов (или силы тока)» – «величина изменения разности потенциалов (или силы тока)».

Для оценки взаимосвязи между величиной изменения силы тока (потенциала «труба-земля») и скоростью этого изменения результаты измерений анализировались следующим образом. На основании имеющейся зависимости силы тока от времени  $I(t)$  (рисунок 3.17 а) рассчитывались значения производных силы тока по времени  $dI/dt$  (рисунок 3.17 б).

Определялись точки экстремумов функции  $I(t)$  – значения времени  $t_k$  ( $k = 1, 2, \dots, n$ ,  $n$  – количество экстремумов), в которых производная  $dI/dt$  равна нулю. Вычислялись значения силы тока в точках экстремумов  $I_k = I(t_k)$ . Для каждого экстремума, начиная со второго, рассчитывалась величина  $\Delta I_k = I_k - I_{k-1}$  (величина изменения силы тока). Определялись величины  $v_{Ik}$  – максимальные (по абсолютной величине) значения производной  $dI/dt$  на интервалах от  $t_{k-1}$  до  $t_k$  ( $k = 2, 3, \dots, n$ ). Если  $\Delta I_k > 0$ , то  $v_{Ik} > 0$ , а если  $\Delta I_k < 0$ , то  $v_{Ik} < 0$ . После этого рассчитывались коэффициенты корреляции значений  $v_I$  и  $\Delta I$ , строились зависимости  $v_I(\Delta I)$ , эти зависимости аппроксимировались прямо пропорцио-



нальными функциями, рассчитывались параметры указанных функций (коэффициенты наклона). Аналогичные расчеты выполнялись для зависимостей потенциала «труба-земля» от времени  $\Delta U(t)$ .

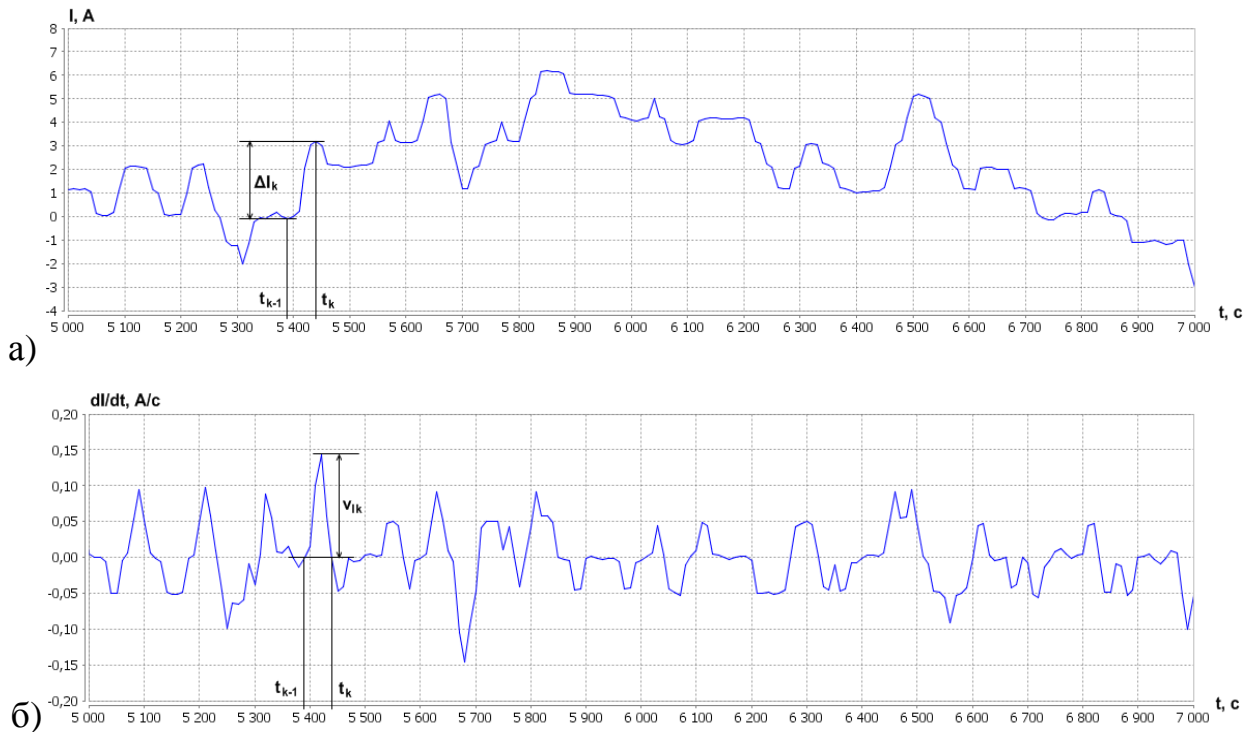


Рисунок 3.17 – К задаче определения взаимосвязи между величиной изменения силы тока и скоростью этого изменения. Фрагмент графика зависимости  $I(t)$  (а) и соответствующий фрагмент зависимости  $dI/dt(t)$  (б) [20]

Графики зависимостей  $v_I(\Delta I)$  и  $v_U(\Delta U)$ , а также аппроксимирующие прямо пропорциональные функции и их параметры представлены на рисунках 3.18, 3.19 (точки 2 и 3) и 3.20, 3.21 (точки 1 и 4).

Коэффициенты корреляции значений  $v_I$  и  $\Delta I$ , а также значений  $v_U$  и  $\Delta U$  для точек измерения 1 – 4 представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчетов коэффициентов корреляции значений  $v_I$  и  $\Delta I$ , а также значений  $v_U$  и  $\Delta U$

| Номер точки измерения                 | 1    | 2    | 3    | 4    |
|---------------------------------------|------|------|------|------|
| Коэффициент корреляции $v_I-\Delta I$ | 0,94 | 0,91 | 0,91 | 0,94 |
| Коэффициент корреляции $v_U-\Delta U$ | 0,90 | 0,93 | 0,92 | 0,91 |

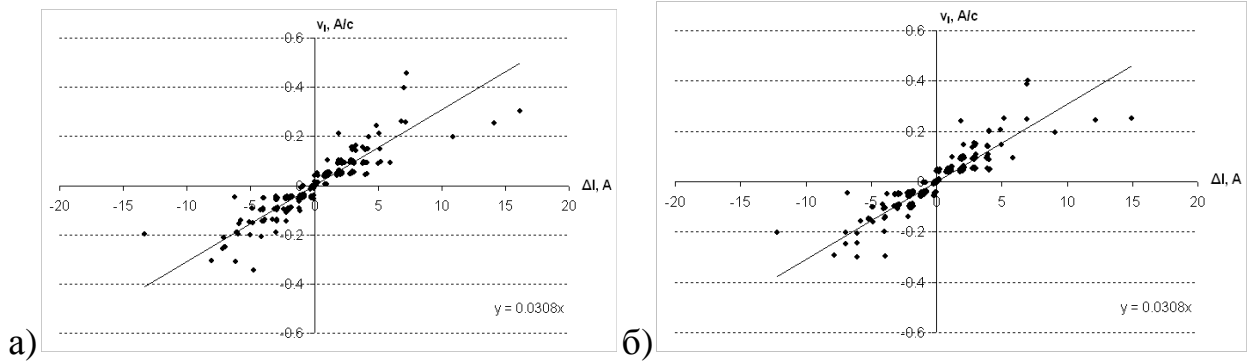


Рисунок 3.18 – Графики зависимостей  $v_I(\Delta I)$  в точках 2 (а) и 3 (б)

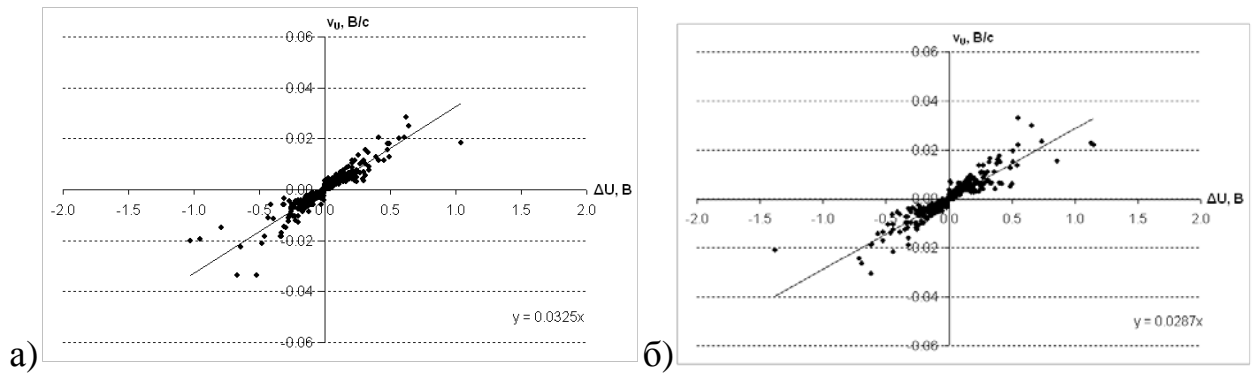


Рисунок 3.19 – Графики зависимостей  $v_U(\Delta U)$  в точках 2 (а) и 3 (б)

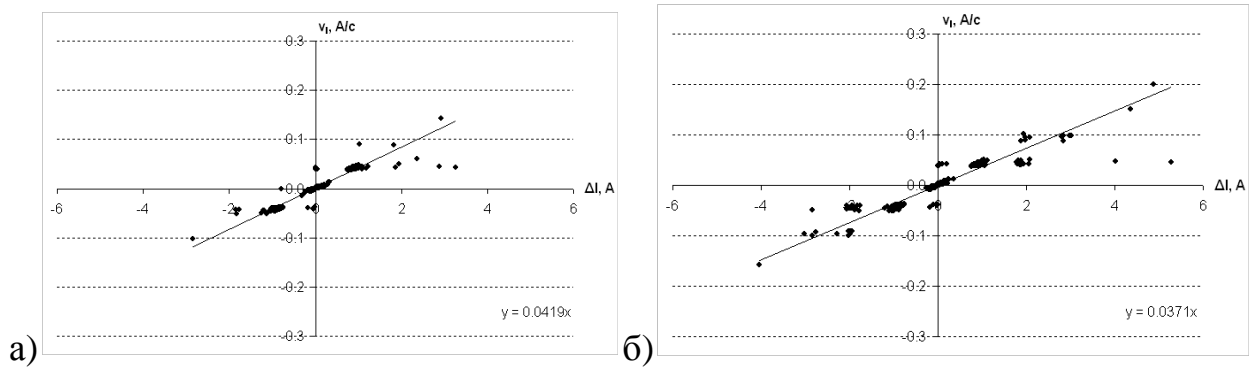


Рисунок 3.20 – Графики зависимостей  $v_I(\Delta I)$  в точках 1 (а) и 4 (б)

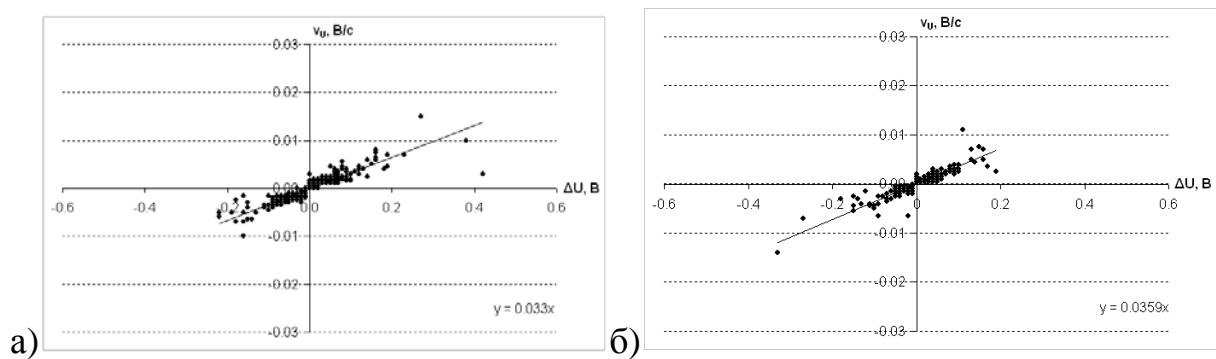


Рисунок 3.21 – Графики зависимостей  $v_U(\Delta U)$  в точках 1 (а) и 4 (б)

Зависимости  $v_I(\Delta I)$  для всех четырех точек измерения могут быть аппроксимированы функциями вида  $v_I = a\Delta I$ , где коэффициент  $a$  принимает значения от 0,031 до 0,042 Гц. Зависимости  $v_U(\Delta U)$  для всех четырех точек измерения могут быть аппроксимированы функциями вида  $v_U = b\Delta U$ , где коэффициент  $b$  принимает значения от 0,029 до 0,036 Гц. Коэффициенты корреляции значений  $v_I$  и  $\Delta I$ , а также значений  $v_U$  и  $\Delta U$  для всех точек измерения составляют более 0,91, следовательно, вторая гипотеза о геомагнитном источнике БТ подтверждается.

Из литературных источников известна классификация геомагнитных пульсаций (ГМП) по частотному диапазону [115]:

$$\begin{aligned}
 P_{c1} (T = 0,2 \div 5,0 \text{ с}), P_{i1} (T = 1 \div 40 \text{ с}); \\
 P_{c2} (T = 5 \div 10 \text{ с}), P_{i2} (T = 40 \div 150 \text{ с}); \\
 P_{c3} (T = 10 \div 45 \text{ с}), P_{i3} (T > 150 \text{ с}); \\
 P_{c4} (T = 45 \div 150 \text{ с}); \\
 P_{c5} (T = 150 \div 600 \text{ с}); \\
 P_{c6} (T > 600 \text{ с}),
 \end{aligned} \tag{3.9}$$

где  $T$  – период;

$P_{c1}, \dots, P_{c6}$  – устойчивые вариации ГМП;

$P_{i1}, \dots, P_{i4}$  – иррегулярные вариации ГМП.

Амплитуда короткопериодных геомагнитных пульсаций ( $P_{c1} - P_{c2}, P_{i1}$ ) составляет сотые и десятые доли нТл, а длиннопериодных пульсаций ( $P_{c6}$ ) может достигать нескольких сотен нТл. Таким образом, частота колебаний разности потенциалов также должна соответствовать периоду более 600 с или частоте ниже 1,7 мГц.

Проведем спектральный анализ результатов измерений при помощи программного пакета MATLAB Simulink. Результаты расчетов спектров полученных сигналов представлены на рисунках 3.22, 3.23(точки 2 и 3) и 3.24, 3.25(точки 1 и 4).

На спектрах наблюдаются составляющие с частотами в диапазоне от  $\sim 1 \cdot 10^{-4}$  Гц до  $\sim 8 \cdot 10^{-4}$  Гц, что соответствует периодам колебаний от  $\sim 20$  мин до  $\sim 3$  ч, т. е.

Рсб в классификации геомагнитных вариаций, которые характеризуются максимальными величинами пульсаций.

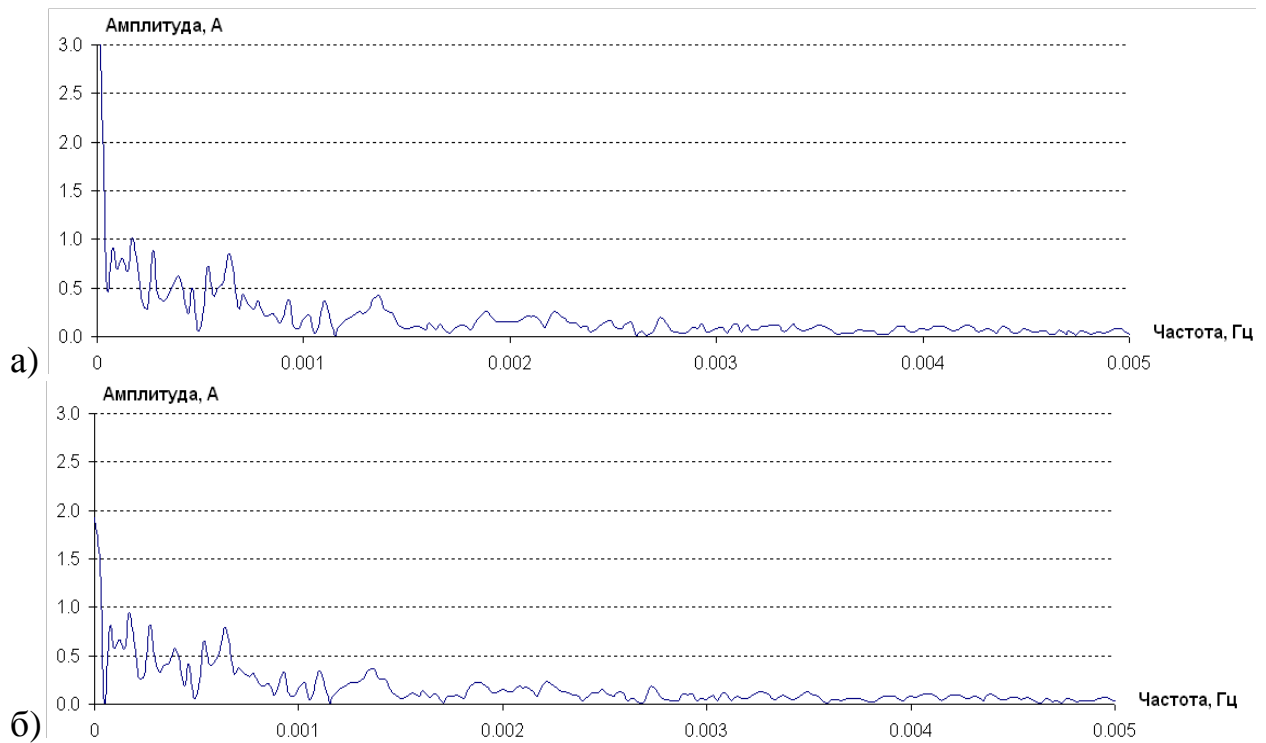


Рисунок 3.22 – Результаты расчета спектра колебаний силы тока в точках 2(а) и 3(б)

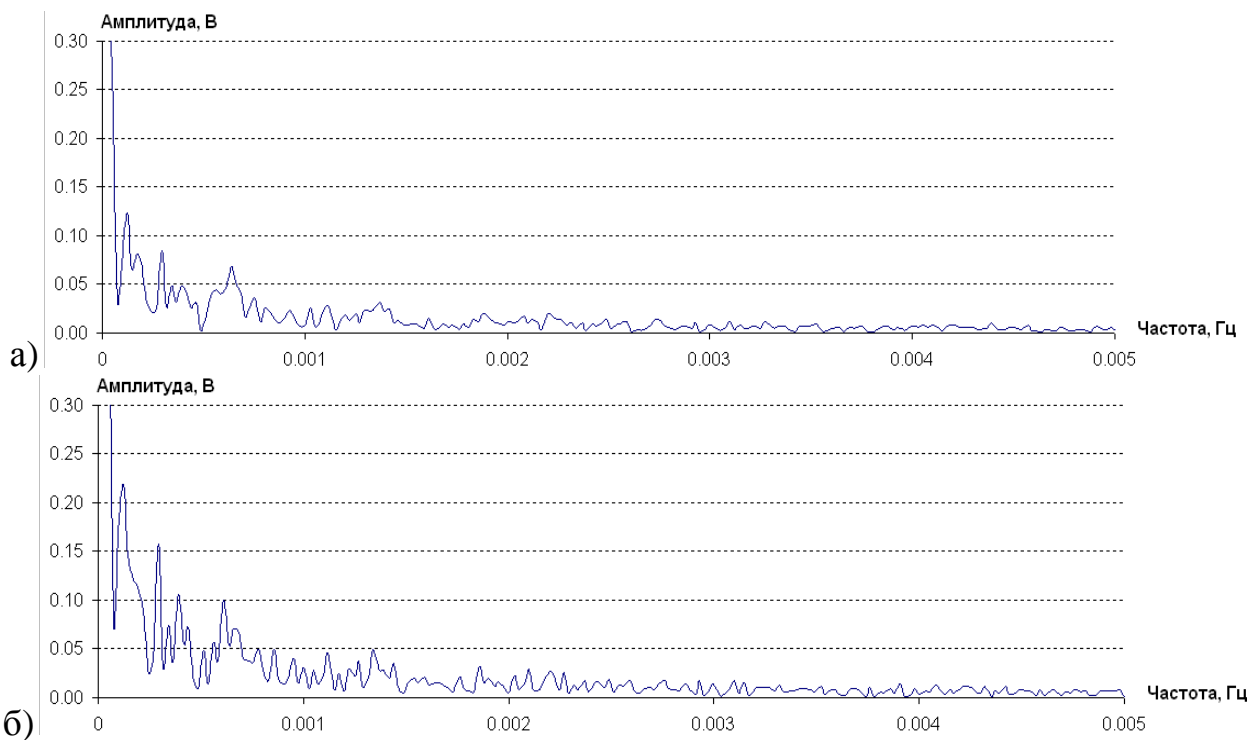


Рисунок 3.23 – Результаты расчета спектра колебаний потенциала «труба-земля» в точках 2 (а) и 3 (б)

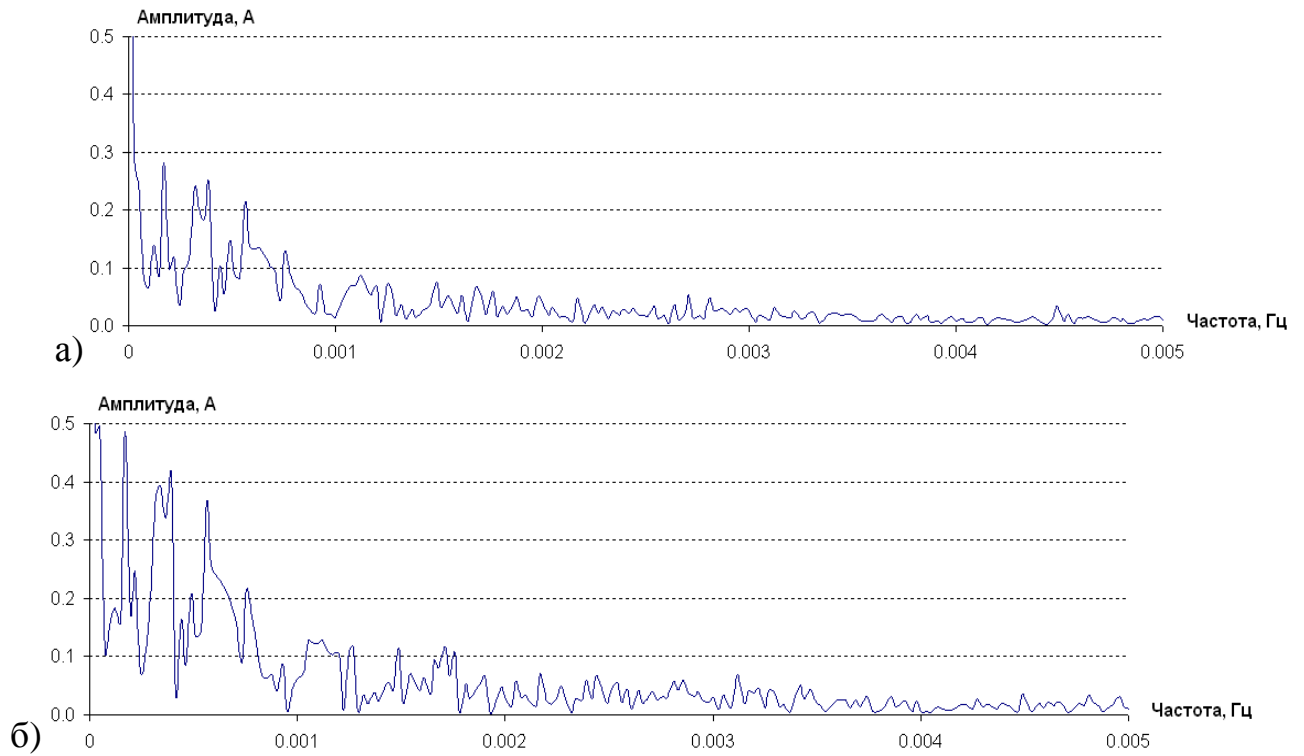


Рисунок 3.24 – Результаты расчета спектра колебаний силы тока в точках 1(а) и 4(б)

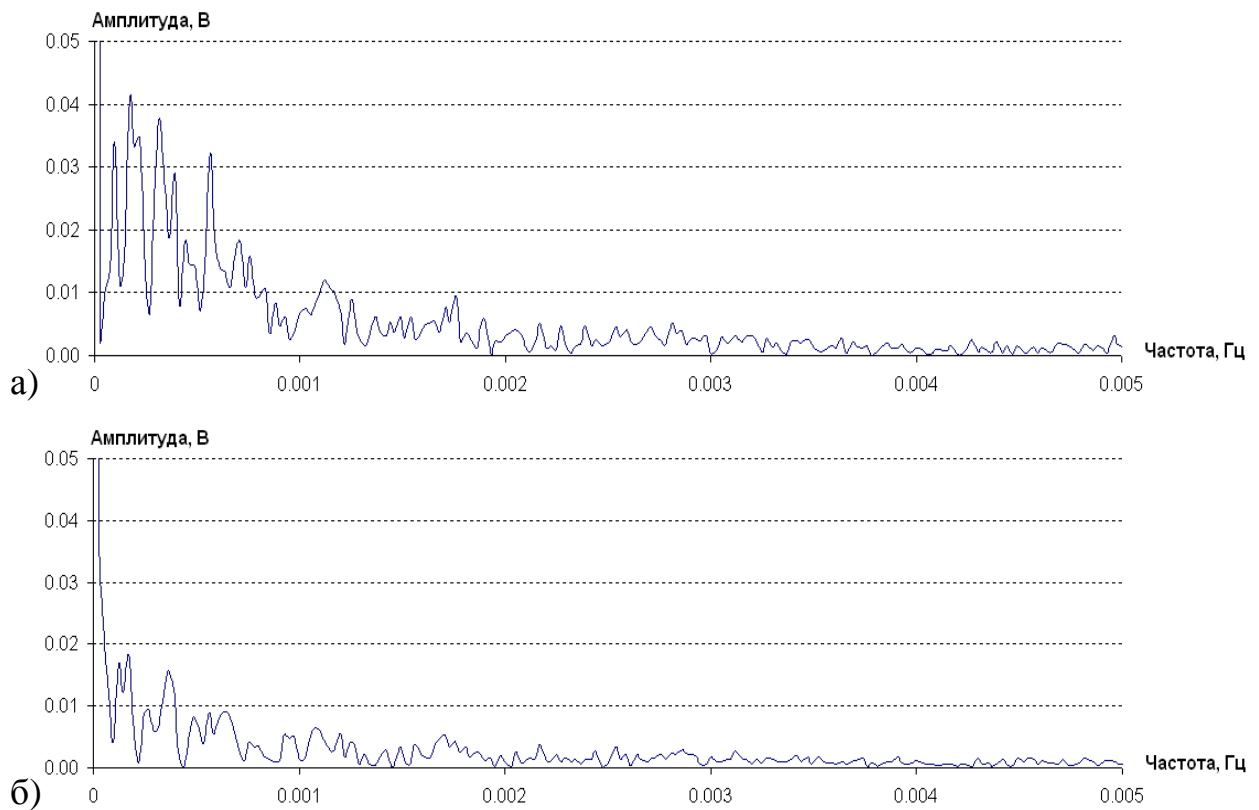


Рисунок 3.25 – Результаты расчета спектра колебаний потенциала «труба-земля» в точках 1 (а) и 4 (б)

### 3.7 Анализ и обсуждение результатов исследования

На основе проведенного экспериментального исследования геомагнитного источника БТ, действующего на система магистральных «Бованенково – Ухта» и «Ухта – Торжок», можно сделать следующие выводы:

- высокие коэффициенты корреляции между массивами данных синхронных измерений силы тока и потенциала «труба-земля» в разных точках магистрального газопровода, удаленных более чем на 100 км, показывают единство источника БТ;

- результаты измерений силы тока и потенциала «труба-земля» на параллельных газопроводах показывают, что изменения силы тока и потенциала на данных газопроводах происходят синхронно;

- корреляционный анализ показал, что коэффициент корреляции между величинами изменения силы тока (потенциала «труба-земля») и скорости этого изменения составляет от 0,91 до 0,94, что позволяет сделать вывод о возможности базирования наблюдаемого явления на эффекте электромагнитной индукции;

- спектральный анализ результатов измерений показал отсутствие в электрическом сигнале переменной составляющей, кратной промышленной частоте, наибольшую амплитуду имеют колебания, соответствующие по частоте геомагнитным пульсациям  $P_{сб}$ , имеющим также наибольшую амплитуду по величине изменения магнитного поля земли.

Таким образом, данные выводы свидетельствуют о геомагнитной природе наблюдаемого источника БТ.

### Выводы по главе 3

1. Разработана методика проведения экспериментальных исследований, включающая обоснование объекта исследования, приборов и методик проведения электроизмерений и обработки результатов.

2. Сформулированы требования к объекту исследования. Осуществлен выбор объекта – участок системы газопроводов «Бованенково – Ухта» км 1090-1192 в полной мере соответствующий указанным требованиям.

3. Обосновано применение для задач измерения силы квазипостоянного тока в трубопроводе инновационного магнитометрического прибора БИТА-2 (разработка АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород). Показан принцип работы и характеристики прибора.

4. По результатам выполнения экспериментальных исследований на участке трубопровода, подверженного влиянию ГИТ, сформулированы диагностические маркеры, идентифицирующие геомагнитный источник, а именно:

- протяженность участка магистрального трубопровода, на который воздействуют ГИТ – 100 км и более;

- в электрических показателях квазистационарного тока не должна присутствовать переменная составляющая кратная 50 Гц;

- наличие высокого коэффициента корреляции между значениями потенциала «труба-земля», измеренными на различных точках участка, свидетельствующего о единстве источника БТ;

- высокий коэффициент корреляции между значениями экстремумов разности потенциалов «труба-земля» и скоростью изменения разности потенциалов;

- спектральный состав колебаний разности потенциала «труба-земля» соответствует спектру геомагнитных колебаний, т.е. наблюдаются частоты менее 1 мГц.

## **4 РАЗРАБОТКА МЕТОДИК В ОБЛАСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СООРУЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ, ПОДВЕРЖЕННЫХ ДЕЙСТВИЮ ГЕОМАГНИТНЫХ ИСТОЧНИКОВ БЛУЖДАЮЩЕГО ТОКА**

### **4.1 Рекомендации при проектировании нефтегазопроводов, предрасположенных к воздействию геомагнитно-индуцируемых токов**

Точное определение зон действия и характеристик геомагнитно-индуцированного БТ на стадии инженерных изысканий при проектировании газопровода не представляется возможным. Поэтому на стадии проектирования рекомендуется рассматривать характеристики местности и параметры трубопровода, с которыми может быть связано воздействие «неклассических» источников БТ. Это такие параметры как географическая широта местности, длина трубопровода, проводимость его изоляционного покрытия, а также наличие изгибов и поворотов.

С увеличением географической широты, а именно в высоких широтах, с увеличением интенсивности геомагнитных бурь увеличивается вероятность возникновения ГИТ, которые в последующем могут негативно воздействовать на системы защиты нефтегазопровода от коррозии.

Также на основе моделирования [48, 49] было установлено, что степень воздействия ГИТ зависит от того, является ли трубопровод длинным или коротким по сравнению с параметром  $1/\gamma$  ( $\gamma$  – постоянная распространения), определяющим электрические характеристики.  $1/\gamma$  – регулируемое расстояние, величина обратная постоянной распространения.

Если трубопровод является «электрически длинным», то максимальные изменения потенциала «труба-земля» происходят на концах трубопровода и не зависят от его длины. Потенциалы трубопровода экспоненциально падают с расстоянием от обоих концов и пересекают ноль в середине трубопровода, как показано на рисунке 4.1. Теория также показывает, что колебания напряжения на противо-



положных концах трубопровода не совпадают по фазе. В отличие от этого, ток находится в фазе вдоль всего трубопровода и достигает максимального значения в его центре [48].

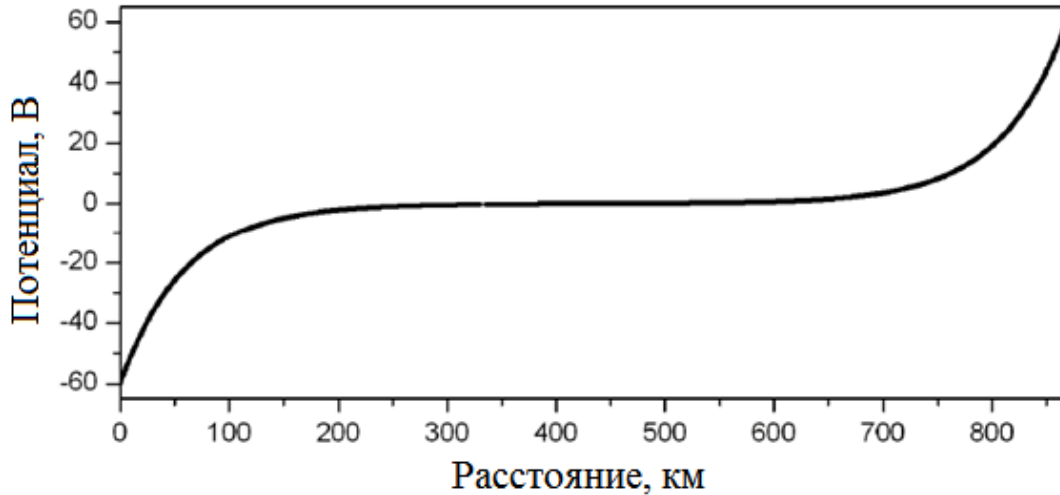


Рисунок 4.1 – Изменение потенциала «труба-земля» с расстоянием вдоль «электрически длинного» трубопровода

Для «электрически короткого» трубопровода ток стремится к нулю, а максимальное напряжение возникает на концах трубопровода и равно половине произведения электрического поля на длину трубопровода. Таким образом, конечное напряжение изменяется линейно и пропорционально длине трубопровода, как показано на рисунке 4.2 [48].

Другие характеристики трубопроводов также влияют на его потенциал, создаваемый теллурическими токами. Ключевым параметром, который влияет на размер потенциала, является проводимость покрытия.

Проводимость покрытия оказывает влияние на параметр  $\gamma$ . Использование покрытий с большим сопротивлением на современных трубопроводах уменьшает проводимость покрытия, что снижает постоянную распространения  $\gamma$ . Для трубопровода большой длины конечное напряжение кратно электрическому полю и регулируемому расстоянию  $1/\gamma$ . Уменьшение постоянной распространения  $\gamma$  означает увеличение регулируемого расстояния  $1/\gamma$ , а, следовательно, увеличивается и напряжение.

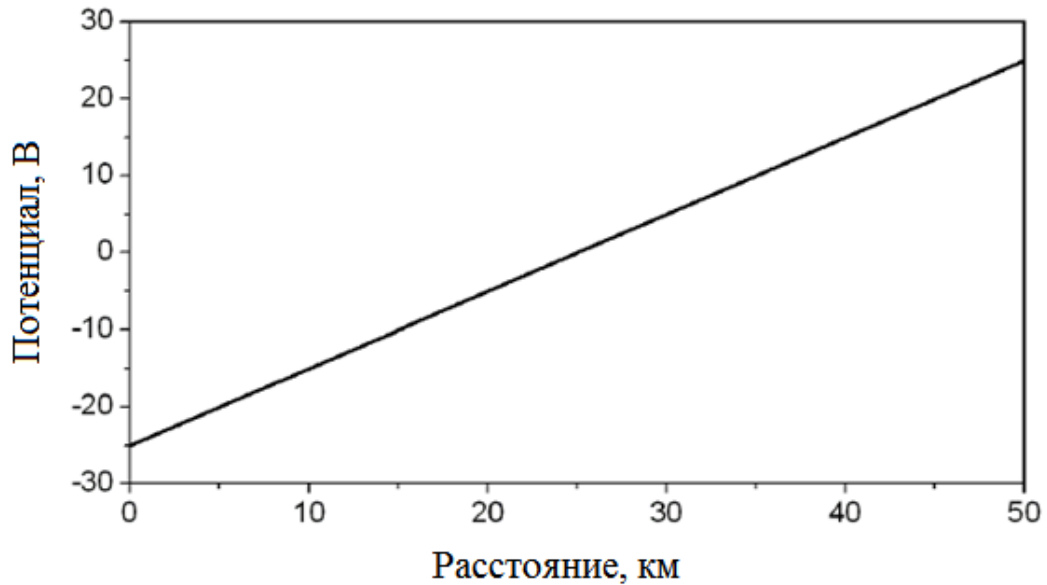


Рисунок 4.2 – Изменение потенциала «труба-земля» с расстоянием вдоль «электрически короткого» трубопровода

Для коротких трубопроводов конечное напряжение не зависит от параметра  $\gamma$ , а, следовательно, от проводимости покрытия. Эти факторы создают изменение конечного потенциала от длины трубопровода для различных покрытий, показанных на рисунке 4.3.

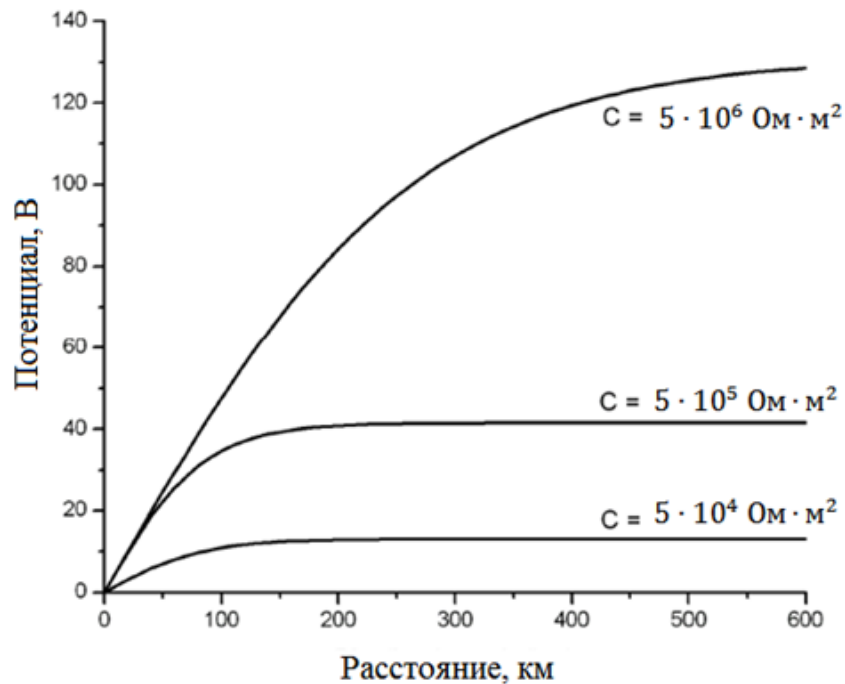


Рисунок 4.3 – Потенциал «труба-земля» как функция от длины трубопровода с покрытиями различной проводимости

Особенностями всех трубопроводов являются изгибы и повороты. Для равномерного падающего электрического поля изменение направления трубы означает, что составляющая электрического поля, параллельная трубопроводу, будет отличаться по обе стороны от изгиба [83].

Для трубопровода направления изгибов с углами  $\alpha$  и  $\beta$  относительно направления электрического поля, как показано на рисунке 4.4 а, потенциал на изгибе определяется по формуле:

$$U = \frac{E \cos \alpha + E \cos \beta}{2\gamma}, \quad (4.1)$$

где  $E$  – напряженность электрического поля, В/м;

$\alpha, \beta$  – углы между направлением изгиба трубы и направлением электрического поля, °;

$\gamma$  – постоянная распространения, 1/м.

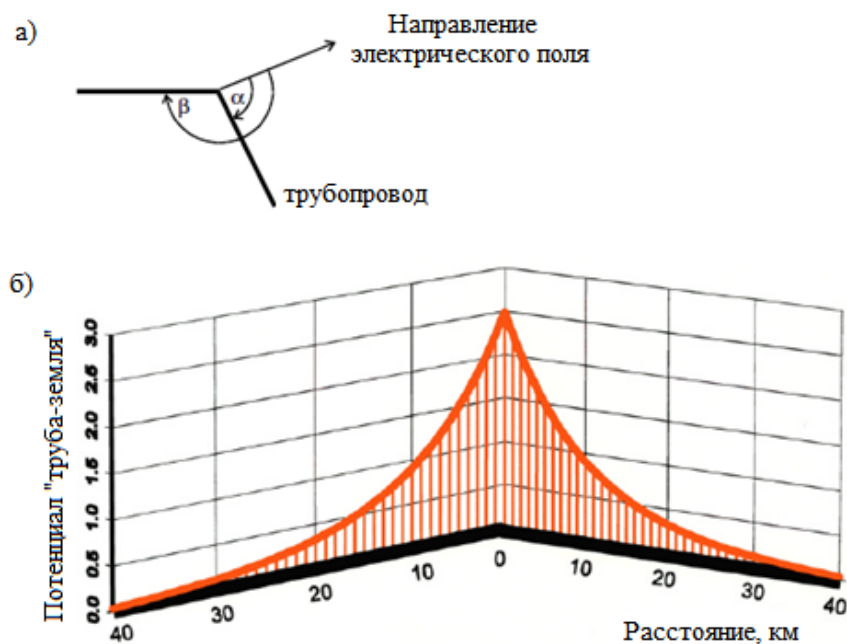


Рисунок 4.4 – Влияние изгиба трубопровода на потенциал «труба-земля»: а – изгиб трубопровода; б – потенциал «труба-земля», создаваемый за изгибом при  $x = 0$ ,  $\alpha - \beta = 120^\circ$  [8]

Потенциал трубопровода по обе стороны от изгиба экспоненциально убывает с расстоянием  $x$  от изгиба и регулируемым расстоянием  $1/\gamma$ .

Для практического примера рассмотрим изгиб с  $\alpha - \beta = 120^\circ$  и электрическое поле 1 В/км в направлении, которое делит пополам угол между секциями труб. Потенциал «труба-земля» вокруг изгиба варьируется, как показано на рисунке 4.4 б.

Параметры, с которыми может быть связано действие «неклассического» источника БТ, представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры, связанные с воздействием «неклассического» источника БТ[8]

| Показатель                                    | Значение   | Опасность «неклассического» БТ |
|---|--|--------------------------------|
| Географическая широта                         | от $0^\circ$ до $40^\circ$ с. ш.                           | низкая                         |
|   | от $40^\circ$ до $60^\circ$ с. ш.                          | средняя                        |
|   | $> 60^\circ$ с. ш.   | высокая                        |
| Длина трубопровода L                          | «электрически длинные»<br>трубопроводы $L > 4(1/\gamma)$   | высокая                        |
|   | «электрически короткие»<br>трубопроводы $ \gamma L  \ll 1$ | низкая                         |
| Изгибы и повороты<br>трубопровода             | в точке изгиба   | высокая                        |
|   | при удалении от изгиба                                     | уменьшается                    |
| Проводимость<br>покрытия C, Ом·м <sup>2</sup> | $C \leq 5 \cdot 10^4$                                      | низкая                         |
|   | $5 \cdot 10^4 \leq C \leq 5 \cdot 10^5$                    | средняя                        |
|   | $5 \cdot 10^5 \leq C \leq 5 \cdot 10^6$                    | высокая                        |

Таким образом, проанализировав вышерассмотренные параметры, можно сделать вывод о степени опасности действия «неклассического» источника БТ (таблица 4.2).

## 4.2 Методика идентификации геомагнитно-индуцированных источников блуждающего тока на действующих нефтегазопроводах

При реализации методики оценки опасности источника геомагнитного тока на первом этапе необходимо выполнить идентификацию источника БТ, которая включает в себя локализацию участка воздействия, т.к. именно на концах участка действия ГИТ будет наблюдаться максимальная плотность стекания тока.

Таблица 4.2 – Степень опасности «неклассического» источника БТ

| Степень опасности источника БТ | Мероприятия по снижению негативного влияния БТ |
|--------------------------------|--|
| Низкая                         | В штатном режиме по существующей НД            |
| Высокая                        | – Применение ВЭИ;<br>– Установка протекторов   |

Для идентификации источника тока, действующего на трубопровод и для оценки опасности обнаруженного источника необходимо выполнять измерения потенциала «труба-земля» в установленных точках, расположенных на участке трубопровода, который подвержен воздействию ГИТ. Если точки и локализация участка выбраны неправильно, результаты по идентификации участка и оценка опасности БТ, могут быть некорректными [18].

В качестве критериев идентификации источника ГИТ применяют [12]:

1. Протяженность участка воздействия порядка 100 км более.
2. Высокий по модулю коэффициент корреляции между значениями синхронных измерений потенциала «труба-земля» в различных точках участка.
3. Отсутствие в измеряемой разности потенциалов переменной составляющей, кратной частоте промышленной сети.
4. Отсутствие точек «натекания-стекания» тока и невозможность локализовать источник методом измерения электрического поля с поверхности грунта.

Работы по установлению границ участка влияния ГИТ проводятся в следующей последовательности (рисунок 4.5).

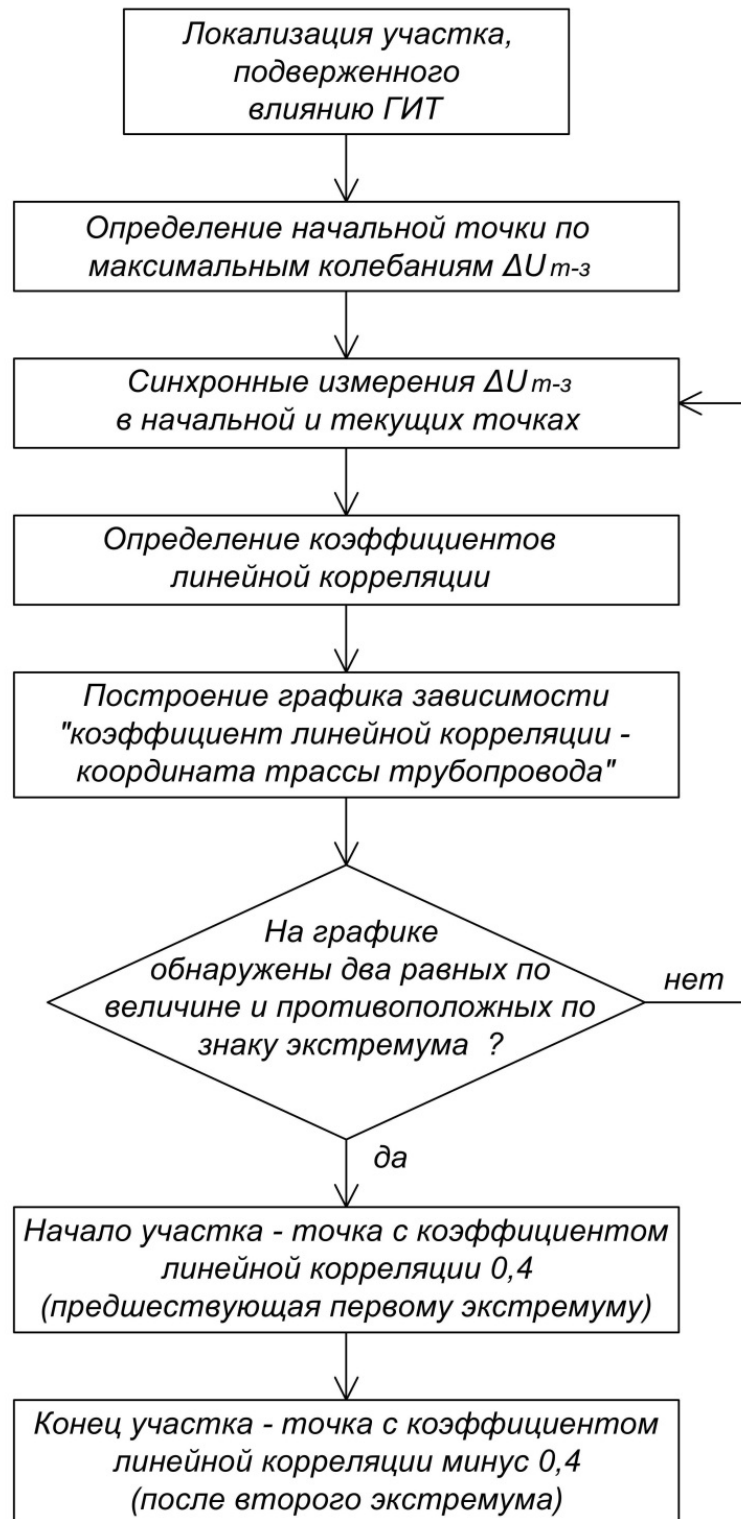


Рисунок 4.5 – Алгоритм локализации участка трубопровода, подверженного ГИТ [18]

При помощи электрометрических методов обследования трубопроводов, по максимальным колебаниям разности потенциала «труба-земля» во время геомагнитных возмущений, обнаруживают точку на трассе трубопровода, в которой

трубопровод подвержен влиянию ГИТ. Такая точка может быть обнаружена также системами дистанционного коррозионного мониторинга трубопроводов. Эту точку отмечают как начальную точку. Проводят синхронные измерения разности потенциалов «труба-земля» в начальной и текущих точках, расположенных с определенным шагом по трассе трубопровода. Текущие точки распределяют относительно начальной точки в направлении потока и против потока перекачиваемой среды. Последовательно определяют коэффициент линейной корреляции между показаниями потенциалов «труба-земля», измеренными в начальной и текущей точках, строят график зависимости «коэффициент линейной корреляции – координата трассы трубопровода». На рисунке 4.6 показан пример графика зависимости «коэффициент линейной корреляции – координата трассы трубопровода», полученной по результатам измерения разности потенциалов «труба-земля» в различных точках трубопровода, подверженного влиянию БТ.

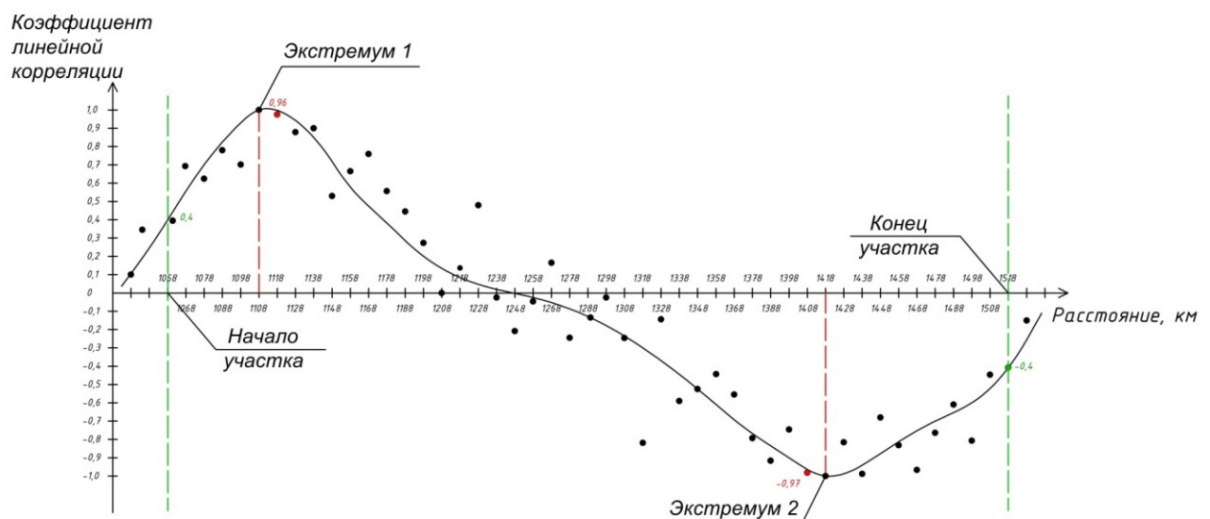


Рисунок 4.6 – График зависимости «коэффициент корреляции – линейная координата участка исследования» для определения координат участка

Построение графика зависимости «коэффициент корреляции – линейная координата участка исследования» позволяет выделить экстремумы, соответствующие участку образования ГИТ, а это, в свою очередь, локализовать участок магистрального трубопровода.

Измерения выполняют с постепенным удалением текущей точки измерения от начальной до тех пор, пока коэффициент линейной корреляции не составит менее 0,3 или более минус 0,3 и на указанном графике зависимости не обнаружатся два экстремума более 0,9 и менее минус 0,9.

Для локализации участка трубопровода, подверженного влиянию геомагнитных БТ, используют построенный график зависимости (рисунок 4.6), на котором за начало участка трубопровода, подверженного влиянию геомагнитных источников БТ, принимают точку на графике, в которой коэффициент линейной корреляции составляет 0,4 и предшествует первому по ходу движения продукта экстремуму, за конец участка – точку с коэффициентом линейной корреляции минус 0,4, установленную после второго экстремума по ходу движения продукта.

#### **4.3 Методика оценки опасности воздействия геомагнитно-индуцируемых токов на действующий нефтегазопровод**

Когда участок локализован, определены его границы и установлены точки с максимальными вариациями защитного потенциала, переходят ко второму этапу выполнения работ.

Поиск дефектов изоляции на участке трубопровода выполняют с применением приборов, основанных на измерении напряженности переменного магнитного поля, формируемого вокруг трубы. Источником переменного тока в данных измерениях служит генератор переменного тока.

В качестве оборудования для решения данной задачи можно использовать приборный комплекс БИТА-1 [58] (производство АО «Гипрогазцентр»), в состав которого входит переносной генератор специальных сигналов и приемник специальных сигналов со съёмным феррозондовым магнитометром, а также измерительная рамка для измерения градиентов переменного напряжения в грунте (рисунок 4.7). Характеристики прибора приведены в таблице 4.3.





Рисунок 4.7– Комплекс бесконтактного измерения тока БИТА-1

Скорость (градиент) затухания измеряемой прибором силы тока зависит от интегрального качества защитного покрытия. В местах его неудовлетворительного состояния градиент затухания увеличивается. Кроме этого прибор позволяет определять места расположения локальных повреждений изоляции с определением их площади [62].

Площадь обнаруженного дефекта изоляции устанавливают в следующем порядке:

1. Определяют интегральные параметры состояния изоляции, по изменению напряженности магнитного поля над трубопроводами.

2. В местах высокого градиента снижения напряженности поля, вызванного наличием дефектов, проводят измерение электрического поля при помощи А-образной рамки (параметр  $U_x$ ).

3. Последовательно устанавливают в грунт имитаторы дефектов изоляции известной площади  $S_1$  и  $S_2$ , при этом измеряют при помощи рамки прибора значения напряжения на участке измерения  $U_1$  и  $U_2$ , соответственно.

Таблица 4.3– Основные параметры измерительного комплекса БИТА-1

| Наименование параметра  | Величина          |
|---|-------------------|
| Погрешность измерения величины тока в трубопроводе и глубины заложения, %   | ±5                |
| Количество ячеек для записи данных в памяти прибора, значений   | 8000              |
| Максимальная глубина заложения трубопровода, измеряемая с заданной погрешность, м                                       | 10                |
| Чувствительность, мА/м  | 10                |
| Выходная мощность генератора, Вт  | 300               |
| Электропитание генератора переменным (47÷440 Гц) или постоянным напряжением, В  | 85÷264В           |
| Наличие электронного уровнемера, обеспечивающего вертикальность установки приемника и минимизацию погрешности измерений | да                |
| Локализация дефектов изоляционного покрытия, %  | 100               |
| Диапазон рабочих температур (допускается кратковременное использование при температуре до минус 30 °С), °С              | от - 20<br>до +50 |
| Электронная привязка точек измерения к ориентирам на местности  | да                |

Рассчитывают значение площади дефекта изоляции  $S_x$  по формуле:

$$S_x = S_1 + \frac{(S_2 - S_1)(U_x - U_1)}{(U_2 - U_1)}. \quad (4.2)$$

В точках с максимальным изменением разности потенциала «труба-земля», вызванного ГИТ, при помощи систем дистанционного коррозионного мониторинга или выполнением измерений с выездом на трассу трубопровода во время магнитных бурь снимают график изменения плотности стекающего тока во времени  $j=f(t)$ . С целью получения максимально адекватных значений при измерении применяют электроды площадью, сопоставимой с площадью выявленных повреждений. Для этой задачи можно применять электроды с тарированной площадью  $S$  контакта с грунтов в зависимости от погружения электрода  $L$  (рисунок 4.8). Размеры приведенного электрода: диаметр – 16 мм, общая длина – порядка 450 мм.

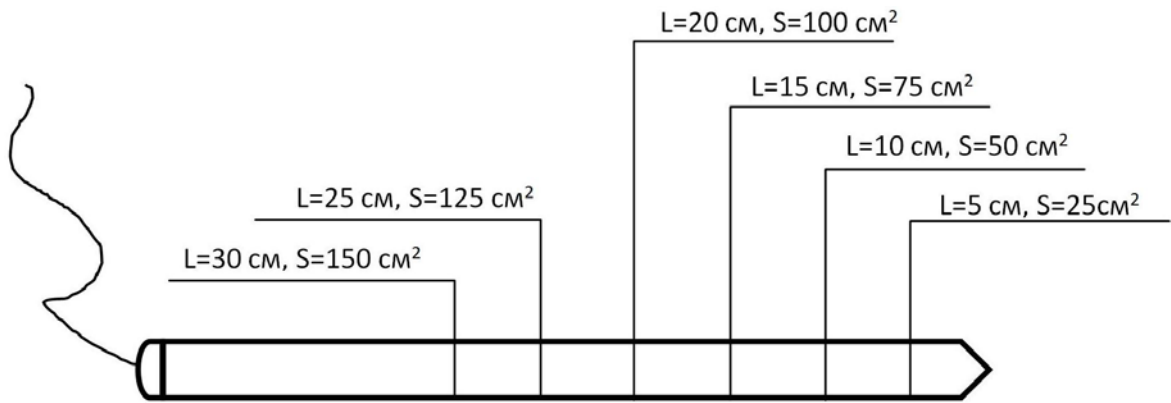


Рисунок 4.8 – Эскиз электрода для проведения измерений плотности тока геомагнитного источника с метками глубины для установления требуемой площади контакта

Как было отмечено, расчет коррозионных потерь допускается выполнять с применением двух подходов:

1. *Пессимистический*. Считают, что все время действия ГИТ происходит коррозионный износ металла под воздействием анодного электрического тока, величина которого берется из расчета максимальной измеренной плотности тока.

2. *Оптимистический*. Считают, что плотность тока величина переменная во времени, поэтому для определения плотности тока, стекающего через дефект изоляции, выполняют интегрирование анодного значения плотности тока во времени.

Описанные элементы методики являются начальными задачами разработанного алгоритма проведения работ по оценке опасности ГИТ с учетом расчетной скорости коррозии (рисунок 4.9).

#### **4.4 Совершенствование методов снижения коррозионной опасности геомагнитно-индуцируемых токов на действующих трубопроводах**

В качестве мероприятий, способствующих снижению негативного воздействия ГИТ, рекомендуется применение ВЭИ [53, 87, 88] и установку протекторов [32, 35, 43, 57, 59, 86].



Рисунок 4.9 – Алгоритм оценки и устранения риска коррозионного разрушения трубопровода под воздействием ГИТ

#### 4.4.1 Электроизолирующие вставки

ВЭИ – это трубопроводное изделие (фитинг), изготовленное и испытанное в заводских условиях, и состоящее из двух металлических патрубков с соответствующими характеристиками и присоединительными размерами к трубопроводу, соединенных между собой силовыми элементами (стеклопластиковая оболочка с кольцевыми буртами на патрубках, фланцы с болтовыми или сварными элементами), электрически изолированными диэлектрическим материалом. Герметичность ВЭИ обеспечивается специальным уплотнением [58].

Для повышения изгибной жёсткости и прочности ВЭИ в поперечном и продольном направлении используется наружный стальной бандаж, электроизоляция которого от полукорпусов обеспечивается втулками-стаканами из электроизоляционного материала или промежуточным слоем стеклоленты, намотанной под бандаж с применением клеевого состава.

Длина электроизолирующей втулки, обеспечивающей снижение разности электрических потенциалов на концах защищаемого участка трубопровода (от подземных БТ токов, наведённых токов ЛЭП и др.) до уровня, достаточного для эффективной работы устройств катодной защиты трубопровода от электрохимической коррозии или без применения таковой, составляет: для трубопроводов с газообразной рабочей средой (природный и др. газы) – 1,5-2 калибра, для трубопроводов, перекачивающих электропроводящую жидкость (пластовую, сточную, техническую воду, обводнённую нефть и пр.) – 2-10 калибров.

ВЭИ предназначены для обеспечения электрического разъединения защищаемого катодной защитой объекта от не защищаемого, заземленного или имеющего собственную ЭХЗ, а также электрического секционирования трубопроводов, проходящих в зонах воздействия БТ [24, 53]. Основные характеристики выпускаемых ВЭИ представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Характеристики выпускаемых ВЭИ

| Характеристика   | Значение      |
|--|---------------|
| Диаметр вставки, мм  | от 50 до 1400 |
| Рабочее давление, МПа  | до 20         |
| Температура транспортируемого вещества, °С   | до 100        |
| Электрическое сопротивление при постоянном напряжении 500В (не менее), кОм                   | 100           |
| Электрическая прочность на воздухе при переменном токе $U=5000В$ , ток утечки (не более), мА | 25,0          |

Протяжённость защищаемых ВЭИ подземных участков трубопровода и их количество зависят от коррозионной активности перекачиваемой среды, удельного электрического сопротивления грунта, качества наружного изоляционного покрытия, наличия подземных и наземных электрических полей, подземных БТ в зоне прокладки трубопровода и других факторов, влияющих на интенсивность и характер процесса коррозии и на величину утечек защитного тока катодной защиты. [82] Рекомендуемый интервал установки ВЭИ на протяжённых участках подземных трубопроводов в зависимости от перечисленных условий – через 1 – 4 км.

Контроль исправности ВЭИ перед вводом в эксплуатацию производят измерением разности потенциалов между обоими концами ВЭИ и измерением «кажущегося» сопротивления. Конструкция ВЭИ не требует специального технического обслуживания и ремонта, отличающегося от обслуживания линейной части газопроводных систем, в течение всего срока службы. При эффективно действующей ВЭИ разница между потенциалом включения на защищаемой стороне ВЭИ значительно выше, чем на не защищаемой по абсолютной величине.

#### 4.4.2 Установки протекторной защиты

Для протекторной защиты подземных сооружений рекомендуется использовать протекторы на основе магниевых сплавов. Комплектные магниевые протек-

торы типа ПМ, применяемые для защиты подземных сооружений от коррозии, представляют собой магниевые аноды, упакованные вместе с активатором в хлопчатобумажные мешки [82]. Для расчета принимаем магниевый протектор типа ПМ-10У.

Расчет протекторных установок заключается в определении:

- силы тока в цепи «протектор-труба»;
- длины участка трубопровода, защищаемого протектором;
- срока службы протектора.

Исходными данными для проектирования протекторной защиты являются [82]:

- сопротивление изоляционного покрытия;
- диаметр трубопровода или кожуха;
- удельное электрическое сопротивление грунта на участке размещения протекторов;
- электрохимические характеристики протекторов.

Силу тока в цепи «протектор-труба»  $I_{\text{п}}$ , А, вычисляют по формуле:

$$I_{\text{п}} = \frac{|U_{\text{п}}| - |U_{\text{е}}| - 1,15 \cdot U_{\text{тзм}} - 0,064 \cdot S_{\text{п}}}{R_{\text{пт}}}, \quad (4.3)$$

где  $U_{\text{п}}$  – стационарный потенциал протектора, В,  $U_{\text{п}} = -1,5$  В;

$U_{\text{е}}$  – естественная разность потенциалов «труба-земля», В,  $U_{\text{е}} = -0,7$  В;

$U_{\text{тзм}}$  – минимальная защитная наложенная разность потенциалов «труба-земля», В,  $U_{\text{тзм}} = -0,9$  В;

$S_{\text{п}}$  – рабочая поверхность протектора, м<sup>2</sup>,  $S_{\text{п}} = 0,23$  м<sup>2</sup> [82];

$R_{\text{пт}}$  – сопротивление цепи «протектор-труба», Ом.

Сопротивление цепи «протектор-труба»  $R_{\text{пт}}$ , Ом, вычисляют по формуле:

$$R_{\text{пт}} = R_{\text{пр}} + R_{\text{рт}}, \quad (4.4)$$

где  $R_{\text{пр}}$  – сопротивление провода, соединяющего протектор с трубопро-

водом, Ом, вычисляется по формуле:

$$R_{\text{пр}} = 1,8 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l_{\text{п}}}{S_{\text{п}}}, \quad (4.5)$$

$l_{\text{п}}$  – длина соединительного провода, м,  $l_{\text{п}} = 20$  м;

$S_{\text{п}}$  – сечение провода,  $\text{мм}^2$ ,  $S_{\text{п}} = 20$   $\text{мм}^2$ ;

$$R_{\text{пр}} = 1,8 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{20}{20 \cdot 10^{-6}} = 0,018 \text{ Ом};$$

$R_{\text{рп}}$  – сопротивление растеканию одного протектора, Ом.

При расчете сопротивления растеканию магниевых протекторов  $R_{\text{рп}}$ , Ом, типа ПМ-10У, ПМ-20У можно пользоваться формулой:

$$R_{\text{рп}} = A \cdot \rho_{\text{г}} + B, \quad (4.6)$$

где  $A$  – коэффициент, зависящий от размеров протектора, 1/м,  $A = 0,47$  1/м [82];

$\rho_{\text{г}}$  – удельное электрическое сопротивление грунта на участке размещения протекторов, Ом·м,  $\rho_{\text{г}} = 40$  Ом·м;

$B$  – коэффициент, зависящий от размеров протектора, 1/мм,  $B = 0,18$  1/мм [82];

$$R_{\text{рп}} = 0,47 \cdot 40 + 0,18 = 18,98 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{пт}} = 0,018 + 18,98 = 18,998 \text{ Ом},$$

$$I_{\text{п}} = \frac{|-1,5| - |-0,7| - 1,15(-0,9) - 0,064 \cdot 0,23}{18,998} = 0,0958 \text{ А}.$$

Длину участка трубопровода, защищаемого одним протектором на конец планируемого периода защиты,  $l_{\text{зп}}$ , м, вычисляют по формуле:

$$I_{\text{зп}} = \frac{I_{\text{п}} \cdot R_{\text{пн}} \cdot e^{-\gamma l_{\text{п}}}}{1,15 \cdot \pi \cdot U_{\text{тзм}} \cdot D_{\text{т}}}, \quad (4.7)$$

где  $R_{\text{пн}}$  – начальное значение переходного сопротивления трубопровода, Ом·м<sup>2</sup>, вычисляется по формуле:

$$R_{\text{пн}} = R_{\text{из}} + R_{\text{р}}, \quad (4.8)$$



$R_{из}$  – сопротивление изоляции, Ом·м<sup>2</sup>,  $R_{из}=300000$  Ом·м<sup>2</sup>;

$R_p$  – сопротивление растеканию тока трубопровода, Ом·м<sup>2</sup>,  
 $R_p = 2500$  Ом·м<sup>2</sup> [82];

$$R_{ин} = 300000 + 2500 = 302500 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2,$$

$T_{п}$  – планируемый срок эксплуатации протектора, год,  $T_{п} = 20$  лет;

$\gamma$  – коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления изоляции во времени, 1/год,  $\gamma = 0,05$  1/год [82].

$$l_{зп} = \frac{0,0958 \cdot 302500 \cdot e^{-0,05 \cdot 20}}{1,15 \cdot 3,14 \cdot |-0,9| \cdot 0,142} = 23101,4 \text{ м.}$$

Количество протекторов, необходимое для защиты участка трубопровода,  $N_{п}$ , шт., определяют по формуле:

$$N_{п} = \frac{l_3}{l_{зп}}, \quad (4.9)$$

где  $l_3$  – длина участка трубопровода, которую необходимо защитить протекторами, м,  $l_3 = 100000$  м;

$$N_{п} = \frac{100000}{23101,4} = 5.$$

Срок службы протекторов  $T_{п}$ , годы, вычисляют по формуле:

$$T_{п} = \frac{m_{п} \cdot q \cdot \eta_{п} \cdot \eta_{и}}{8760 \cdot I_{п.ср}}, \quad (4.10)$$

где  $m_{п}$  – масса протектора, кг,  $m_{п}=10$  кг [82];

$q$  – теоретическая токоотдача материала протектора, А·ч/кг,  
 $q = 2330$  А·ч/кг [82];

$\eta_{п}$  – коэффициент полезного действия протектора,  $\eta_{п} = 0,65$  [82];

$\eta_{и}$  – коэффициент использования материала протектора,  $\eta_{и} = 0,90$  [82];

$I_{п.ср}$  – средняя сила тока в цепи «протектор-труба» за планируемый период времени  $T_{п}$ , А.

Среднюю силу тока в цепи «протектор-труба»  $I_{c.c.p.}$ , А, вычисляют по формуле:

$$I_{\pi} = \frac{|U_{\pi}| - |U_{\pi}| - 0,064 \cdot S_{\pi}}{\gamma T R_{\pi\pi}} \cdot \ln \frac{R_{\pi\pi} + \pi \cdot R_{\pi\pi} \cdot D_{\pi} \cdot l_{\pi} \cdot e^{\gamma T_{\pi}}}{R_{\pi} + \pi \cdot R_{\pi\pi} \cdot D_{\pi} \cdot l_{\pi}}, \quad (4.11)$$

где  $R_{\pi}$  – прогнозируемое значение переходного сопротивления трубопровода через 20 лет, Ом·м<sup>2</sup>,  $R_{\pi} = 37500$  Ом·м<sup>2</sup> [82];

$D_{\pi}$  – диаметр трубопровода, м,  $D_{\pi} = 0,142$  м;

$$I_{\pi} = \frac{|-1,5| - |-0,7| - 0,064 \cdot 0,23}{0,05 \cdot 20 \cdot 18,998} \cdot \ln \frac{302500 + 3,14 \cdot 18,998 \cdot 0,142 \cdot 23101,4 \cdot e^{0,05 \cdot 20}}{37500 + 3,14 \cdot 18,998 \cdot 0,142 \cdot 23101,4} =$$

$$= 0,0527 \text{ А,}$$

$$T_{\pi} = \frac{10 \cdot 2330 \cdot 0,65 \cdot 0,90}{8760 \cdot 0,0527} = 29,5 \text{ лет.}$$

Таким образом, в результате расчета протекторной установки были получены следующие параметры:

- сила тока в цепи «протектор-труба»  $I_{\pi} = 0,0958$  А;
- длины участка трубопровода, защищаемого протектором  $l_{\pi} = 23101,4$  м;
- срока службы протектора  $T_{\pi} = 29,5$  лет.

Недостаток применения протекторов состоит в их негативном влиянии на работу СКЗ. Протектор при совместной защите со СКЗ является искусственным экраном и нарушает ее работу: изменяет параметры токораспределения, увеличивает расход электроэнергии, загрузку преобразователей станции, расход анодных заземлителей. Наибольшее влияние протекторы будут оказывать при их установке вблизи точки дренажа СКЗ, т.е. в местах с максимальной плотностью тока. Поэтому необходимо создание способа, позволяющего защищать трубопровод от негативного действия ГИТ с минимальным влиянием на работу СКЗ трубопровода и создание устройства, реализующего способ. Способ оформлен в виде заявки на выдачу патента на изобретение РФ.

В части устройства задача решается тем, что в устройстве для защиты трубопроводов от ГИТ, состоящем из протектора, выполненного из металла, более элек-

троотрицательного, чем металл трубопровода и электрического проводника для подключения протектора к трубопроводу, устройство дополнительно содержит источник тока, измеритель напряженности магнитного поля, подключение протектора к трубопроводу выполнено через ключ.

В части способа задача решается тем, что в способе защиты участков трубопроводов ГИТ, включающем размещение устройства для защиты трубопроводов ГИТ, установку в грунт рядом с трубопроводом протектора, выполненного из металла, более электроотрицательного, чем металл трубопровода, выполнение электрической цепи подключения протектора к трубопроводу, электрическое подключение протектора выполняют через ключ, измеряют напряженность магнитного поля, при достижении определенного порогового уровня параметров поля, замыкают ключом цепь подключения протектора, при снижении параметров поля ниже порогового, размыкают цепь подключения протектора.

Конструкция устройства и порядок реализации способа поясняются схемой устройства (рисунок 4.10) и графиком напряженности поля с указанием моментов времени замыкания-размыкания цепи подключения протектора (рисунок 4.11).

Способ реализуется следующим образом. Протектор заглубляется в грунт рядом с защищаемым трубопроводом (рисунок 4.10). Электрическая цепь, соединяющая протектор с трубопроводом имеет возможность замыкаться-размыкаться ключом, который управляется драйвером. Драйвер в штатном состоянии удерживает ключ в разомкнутом состоянии. Измеритель магнитного поля измеряет параметры, характеризующие поле. При достижении порогового значения параметра (или параметров) (рисунок 4.11) измеряемого поля драйвер, управляя ключом, замыкает цепь подключения протектора. При этом через протектор индуцированные токи, возникшие в результате геомагнитных вариаций, стекают в грунт. При снижении параметров поля ниже порогового уровня драйвер при помощи ключа разрывает цепь. Т.к. время действия магнитных бурь составляет малую часть от общего времени (несколько процентов), время, когда протектор подключен к трубопроводу также мало и, соответственно, воздействие на работу штатной системы ЭХЗ минимально.

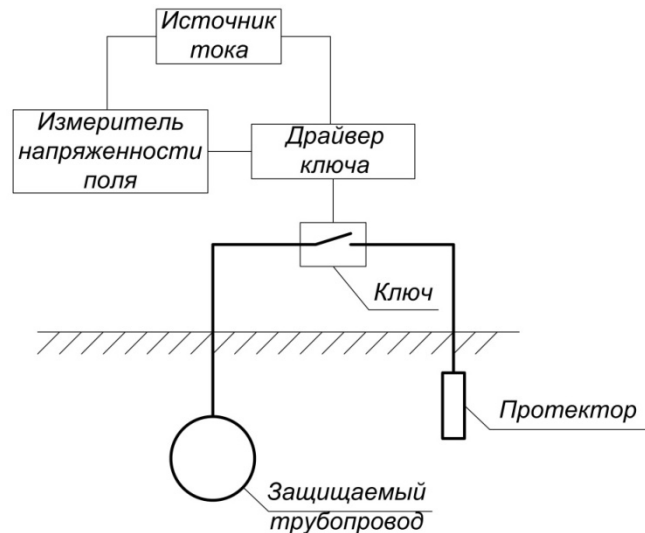


Рисунок 4.10 – Схема устройства

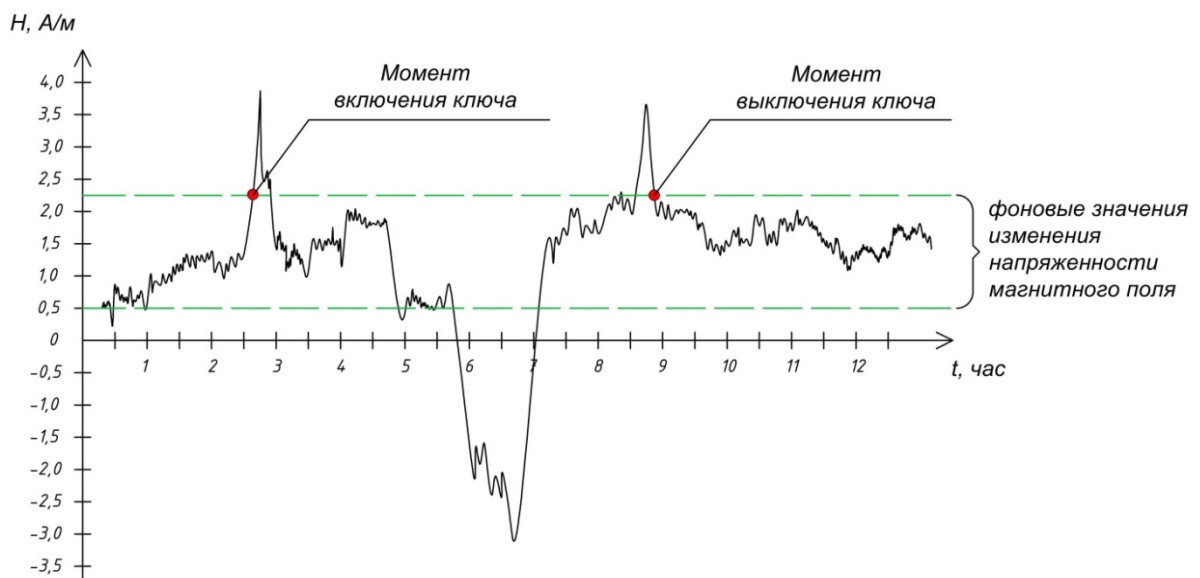


Рисунок 4.11 – График напряженности поля с указанием моментов времени замыкания-размыкания цепи подключения протектора

Рассмотрим пример реализации указанного способа. Необходимо защитить от воздействия ГИТ, которые негативно влияют на коррозионное состояние трубопровода и на работу систем ЭХЗ, участок магистрального газопровода «Бованенково – Ухта». При помощи системы коррозионного мониторинга, которая позволяет в дискретных точках трассы газопровода измерять разность потенциалов «труба-земля», устанавливают точки, в которых изменение потенциала «труба-земля» во время магнитных бурь максимально. Определяют, что участок, подверженный максимальному влиянию геомагнитных БТ, ограничен координатами

км 1008-1118. Во время магнитных бурь разность потенциалов «труба-земля» на указанном участке носит знакопеременный характер, что составляет угрозу разрушения для газопровода.

Расчетом устанавливают, что для противодействия ГИТ на рассматриваемом участке потребуется установка магниевых протекторов ПМ-5У с шагом около 2 км в общем количестве 52 шт. Назначают точки установки протекторов, преимущественно в местах с наименьшим сопротивлением грунта. Для минимизации объемов работ по подключению устройства к трубопроводу, точки установки устройства желательно совместить с местами установки штатных КИП, установка которых обязательна по [38].

В каждой точке установки устройства в грунт на расстоянии 3 м оси трубопровода и на глубине около 2 м устанавливают протектор ПМ-5У (рисунок 4.10). Над трубопроводом в точке установки устройства, устанавливают опору и ящик для размещения элементов устройства (на рисунке 4.10 не показаны). Через опору, которая может быть выполнена из трубы диаметром 100 – 120 мм, от протектора и от трубопровода в ящик проводят электрические проводники. В ящике подключают электрический провод от протектора через ключ к проводу от трубопровода. Ключ, например, может быть выполнен в виде контактов электромагнитного реле РНЕ22 (производство РФ). Работой ключа управляет драйвер, выполненный, например, в виде обмотки реле РНЕ22 с якорем, которые управляют работой контактов. Электрический ток на обмотку реле может подаваться через триггер, выполненный с применением цифровых логических элементов «НЕ». Драйвер с ключом могут быть также выполнены в виде твердотельного реле. В ящике размещают измеритель магнитного поля, например, магниторезистивный сенсор НМС1052 (Honeywell, США). Сигнал от измерителя магнитного поля подается на драйвер для управления ключом. В качестве измеряемого параметра магнитного поля можно применить напряженность поля, а также, например, скорость изменения напряженности поля.

Питание измерителя магнитного поля, драйвера (или твердотельного реле) выполняют в виде солнечной батареи, химического источника тока. Источник пи-

тания также можно выполнить, используя преобразование энергии геомагнитных вариаций в электрическую энергию.

В процессе работы устройство находится в начальном (штатном) состоянии, контакты ключа разомкнуты. В момент выхода параметров измеряемого магнитного поля за пределы естественных фоновых изменений напряженности Земли (во время магнитных бурь) измеритель дает сигнал драйверу, который, управляя ключом, замыкает цепь протектора. При подключении протекторов система коррозионного мониторинга не обнаруживает изменения разности потенциалов «труба-земля» за границы, требуемые ГОСТ Р 51164-98. После прохождения магнитной бури, по сигналу измерителя напряженности поля, драйвер размыкает цепь ключом. Опыт показывает, что в течение месяца время, когда протектор является подключенным к трубопроводу, составляет порядка 4 – 7 часов, что составляет не более 1% от общего времени. Таким образом, обеспечивается минимальное воздействие на существующую систему ЭХЗ трубопровода.

#### **4.5 Порядок регулирования системы электрохимической защиты на участках трубопроводов, подверженных геомагнитно-индуцируемым токам**

СКЗ являются необходимым элементом системы ЭХЗ подземных трубопроводов от коррозии. Основными рабочими параметрами всех типов станций являются выходной ток и выходное напряжение, прикладываемые к защищаемой трубе. Результат работы станции выражается значением защитного потенциала, установленного на защищаемой трубе, который измеряется с помощью электрода сравнения и отображается на измерительном приборе станции.

Важной задачей при эксплуатации участка нефтегазопровода, подверженно-го действию «неклассического» источника БТ, является эффективная настройка режимов работы средств противокоррозионной защиты. При этом если источник работает без токообмена, автоматизированное регулирование работы СКЗ по поляризационному потенциалу приводит к хаотичному изменению режимов работы

станции, к неэффективной работе, перерасходу электроэнергии и в последующем к выходу преобразователя из строя [89].

Потенциал труба-земля определяется по формуле:

$$U_{Т-З} = U_{СКЗ} \pm U_{БТ}, \quad (4.12)$$

где  $U_{СКЗ}$  – значение защитного потенциала, обеспечиваемого работой СКЗ, В;

$U_{БТ}$  – значение потенциала, вызванного действием «неклассическим» источника БТ, В.

В существующей нормативной документации второе слагаемое  $U_{БТ}$  не учитывается и приравнивается к нулю, так как его воздействие на современные системы магистральных трубопроводов не имеет четко выраженного характера. Но в процессе эксплуатации СКЗ могут наблюдаться незначительные колебания величины  $U_{Т-З}$  при установленном значении  $U_{СКЗ}$ , что показывает, что  $U_{БТ}$  не равно нулю. Отсюда следует, что эти колебания потенциала при использовании автоматических СКЗ могут привести к снижению ресурса оборудования, перерасходу энергии, а также выходу из строя этих станций.

Поэтому при эксплуатации газопроводов в зоне действия «неклассического» источника БТ СКЗ должны работать в ручном режиме.

Потенциал трубопровода по отношению к грунту равен:

$$U_{Т-З} = U_{ст} + U_{нал} + U_{ом}, \quad (4.13)$$

где  $U_{ст}$  – стационарный потенциал данной марки стали в аналогичных условиях, В;

$U_{нал}$  – наложенное значение потенциалов, требуемое смещение потенциала, обеспечивающее минимальную скорость коррозии, В;

$U_{ом}$  – омическое падение напряжения, В.

Стационарный потенциал предлагается определять в лабораторных или трассовых условиях. Требуемого смещение потенциала  $U_{нал}$  для минимизации коррозионных процессов составляет для изолированных трубопроводов порядка

минус 100 – 200 мВ [38]. Омическое падение напряжения определяют кратковременным отключением СКЗ.

Также для регулирования параметров станции рекомендуется проводить измерения изменения магнитного поля, например, с помощью прибора БИТА-2.

По результатам измерения строятся графики изменения магнитного поля и потенциала «труба-земля», на графике выбирается участок, в котором колебания магнитного поля незначительны и относительно этого регулируются параметры станции (рисунок 4.12). Для проверки точности регулирования параметров станции рекомендуется через некоторый промежуток времени провести повторные измерения.

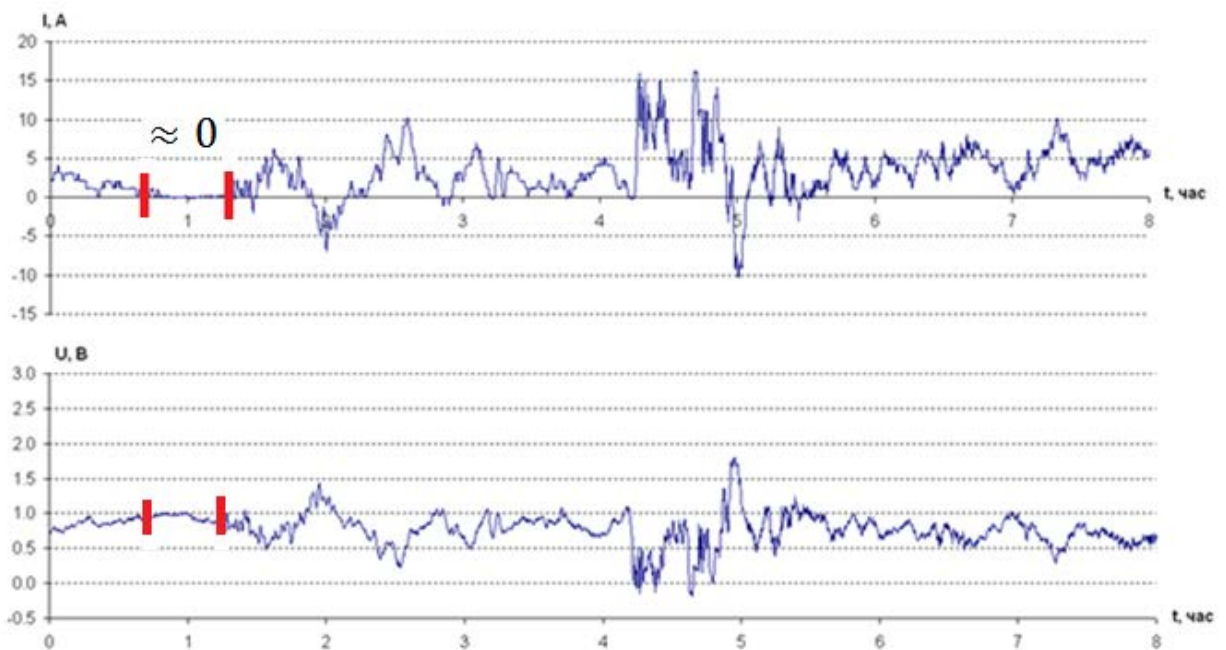


Рисунок 4.12 – Результаты измерения магнитного поля и потенциала «труба-земля»

Алгоритм идентификации источника БТ, регламентирующий порядок регулирования режимов работы систем ЭХЗ для минимизации опасного влияния геомагнитно-индуцированного БТ, приведен на рисунке 4.13.



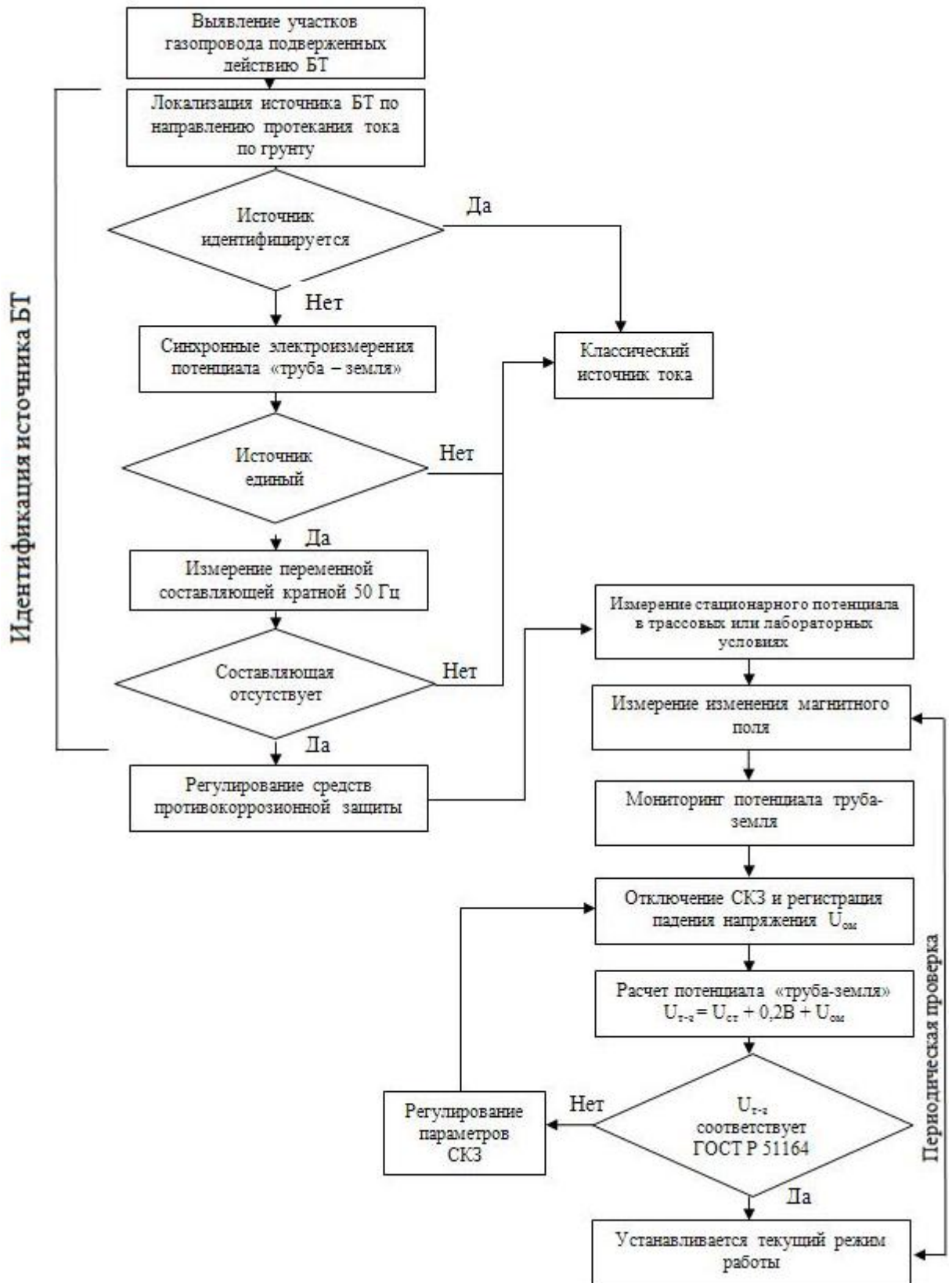


Рисунок 4.13 – Алгоритм регулирования средств ЭХЗ в условиях действия геомагнитно-индуцированного БТ

#### 4.6 Пример локализации участка системы магистрального газопровода «Бованенково – Ухта», подверженного геомагнитно-индуцируемому токам, и оценки опасности их источника

Необходимо локализовать участок магистрального газопровода «Бованенково – Ухта», подверженный влиянию источника геомагнитно-индуцированного тока, с целью последующей реализации превентивных противокоррозионных мероприятий на установленном участке. При помощи системы коррозионного мониторинга, позволяющей в дискретных точках трассы газопровода проводить измерения разности потенциалов «труба-земля», устанавливают, что в точке 1108 км в период магнитных бурь амплитуда изменения разности потенциалов «труба-земля» максимальна среди точек, на которых проводятся измерения системой мониторинга. Точку с координатой 1108 км определяют как начальную (рисунок 4.14).

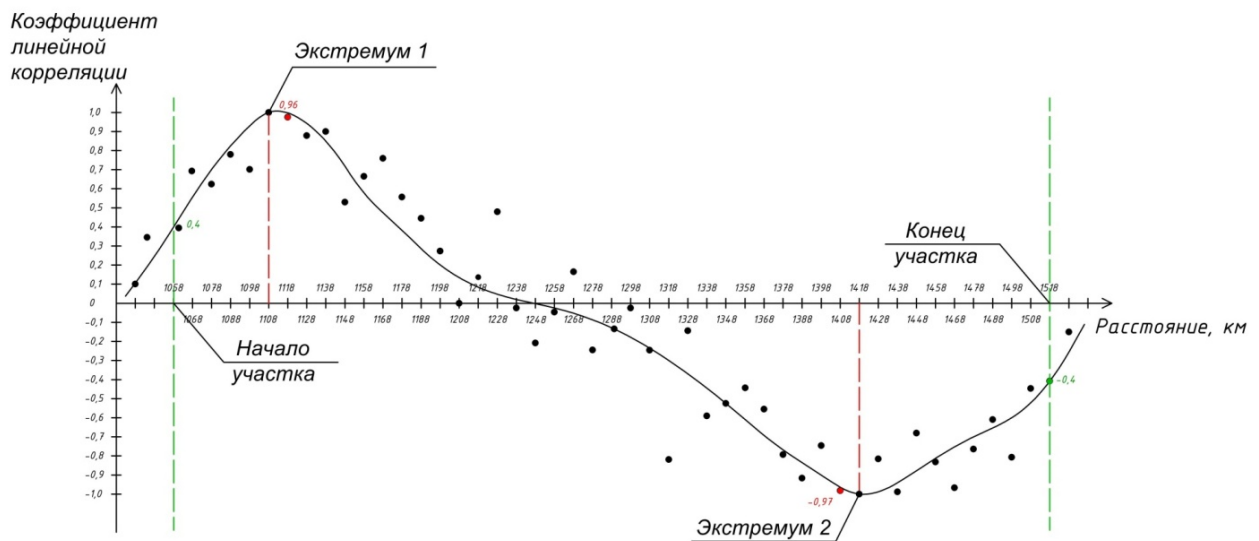


Рисунок 4.14 – График зависимости «коэффициент корреляции – линейная координата участка исследования» для определения координат участка

В начальной точке устанавливают самопишущий прибор для регистрации значений разности потенциалов «труба-земля», например, измеритель потенциала поляризационного ИПП-1 «Менделеевец» (производство ЗАО «Химсервис», Рос-

сия) совместно с электродом сравнения. В настройках прибора устанавливают шаг регистрации значений – 5 сек, устанавливают точное время на внутренних часах устройства.

Исходя из приемлемой точности определение границ участка (5 – 10 км), принимают шаг перемещения текущей точки – 10 км. Устанавливают в двух соседних точках в направлении потока и против потока перекачиваемой среды с координатами 1118 км и 1098 км соответственно приборы ИПП-1 «Менделеевец». Выполняют аналогичные настройки для временной синхронизации с прибором, установленным в начальной точке. Снимают результаты измерения, в т.ч. во время действия геомагнитных возмущений с последующим импортированием результатов измерений в персональный компьютер. При помощи встроенных в табличный редактор MS Excel функций определяют коэффициент линейной корреляции между синхронизированными во времени рядами данных измерения разности потенциалов в точках 1098 км, 1108 км и 1118 км. Устанавливают, что значение коэффициента линейной корреляции между точками 1108 км и 1118 км составляет 0,96. Отмечают эту точку на графике зависимости «коэффициент линейной корреляции – координата трассы трубопровода». Путем проведения аналогичных измерений в текущих точках, расположенных через каждые 10 км трассы газопровода, последующей обработки полученных результатов измерений потенциалов «труба-земля» и вычисления коэффициентов линейной корреляции значений, полученных в двух расположенных рядом текущих точках, продолжают построение графика зависимости «коэффициент линейной корреляции – координата трассы трубопровода» до тех пор, пока на графике не будут отображены два явно выраженных экстремума (более 0,9 и менее минус 0,9). За начало участка воздействия источника ГИТ принимают координату трассы, предшествующую первому по направлению движения перекачиваемой среды экстремуму, в которой коэффициент линейной корреляции значений потенциала «труба-земля» составляет 0,4 (1058 км). За конец участка воздействия ГИТ принимают координату трассы, расположенную после второго по направлению движения перекачиваемой среды экстремума, в которой коэффициент линейной корреляции значений потенциала

«труба-земля» составляет минус 0,4 (1518 км). На установленном участке трубопровода 1058-1518 км применяют меры по снижению негативного влияния геомагнитных БТ.

Проведем оценку опасности источника ГИТ для выбранного участка магистрального газопровода «Бованенково – Ухта», для которого установлены границы участка 1058 и 1518 км. В интервалах  $1108 \pm 10$  км и  $1418 \pm 10$  км комплексом БИТА-1 определяют возможное местоположение дефектов изоляционного покрытия. Особое внимание уделяют повреждениям небольшой площади на фоне хорошего общего состояния покрытия. Устанавливают, что покрытие трубопровода находится в хорошем состоянии в соответствии с требованиями [48]. Значения переходного сопротивления изоляции – более  $5 \cdot 10^5$  Ом·м<sup>2</sup>. Однако на участке  $1108 \pm 10$  км обнаружены два дефекта изоляционного покрытия размером 30 и 80 см<sup>2</sup>. Перед проведением измерений силы тока ГИТ устанавливают прогноз по геомагнитным возмущениям и замеры выполняют во время воздействия геомагнитного источника тока на трубопровод. Для проведения измерения силы тока ГИТ на участке обследования последовательно заглубляют стальной электрод (рисунок 4.8) на глубину соответствующую площади соприкосновения электрода с почвой 30 и 80 см<sup>2</sup>. Было установлено, что максимальная плотность тока при площади контакта 30 см<sup>2</sup> – 2,0 мА/см<sup>2</sup>, при площади 80 см<sup>2</sup> – 1,5 мА/см<sup>2</sup>. Таким образом, с применением уравнений (нетрудно подсчитать, что максимальная скорость коррозии (во время работы ГИТ) для дефекта площадью 30 см<sup>2</sup> составляет порядка 0,023 мм/год, что является удовлетворительным результатом. Коррозионные риски для трубопровода незначительны и компенсирующих мероприятий не требуется. В качестве таких мероприятий в случае необходимости могут рассматриваться установка протекторов, а также ВЭИ (рисунок 4.9).

#### **Выводы по главе 4**

1. Разработаны рекомендации по прогнозированию негативного действия геомагнитно-индуцированному БТ на участок магистрального трубопровода на

стадии проектирования с учетом географической широты трассы прокладываемого нефтегазопровода, протяженности участка, ограниченного ВЭИ, наличия пересечений и углов поворота трассы, переходного сопротивления изоляции.

2. Разработана методика локализации участка нефтегазопровода, подверженного ГИТ по результатам синхронных измерений разности потенциала в т.н. начальной и последующих точках с определенным шагом и построения графика зависимости коэффициента линейной корреляции между рядами значений потенциалов от координаты точки. Локализация участка важна для определения оценки опасности ГИТ, т.к. границы участка являются наиболее уязвимыми в коррозионном отношении. Способ определения границ участка оформлен в виде заявки на выдачу патента на изобретение РФ.

3. Разработана методика оценки опасности ГИТ, включающая поиск и определение площади возможных дефектов изоляции на установленных границах участка, подверженного влиянию ГИТ, измерение плотности тока, стекающего с трубопровода, обусловленного геомагнитным источником и последующего расчета скорости коррозии на основе закона М. Фарадея. Показан пример оценки опасности действия источника ГИТ на участке трубопровода «Бованенково – Ухта», установлено, что коррозионные угрозы отсутствуют. Способ оценки опасности оформлен в виде заявки на выдачу патента на изобретение РФ.

4. Предложены и расчетно обоснованы методы снижения негативного влияния ГИТ на подземные нефтегазопроводы, включающие применение гальванических анодов (протекторов) и ВЭИ. Предложено устройство для отключения цепи протектора в штатном режиме для минимизации влияния протекторов на режимы работы действующих систем ЭХЗ. Способ защиты участка трубопровода от действия ГИТ оформлен в виде заявки на выдачу патента на изобретение РФ [73].

5. Разработан алгоритм, регламентирующий порядок регулирования режимов работы систем ЭХЗ нефтегазопроводов на которых проявляется воздействие ГИТ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате данной работы по совершенствованию методов проектирования и эксплуатации нефтегазопроводов, подверженных геомагнитному влиянию, были получены следующие результаты:

1. Проанализирована классификация источников БТ. Установлено, что часть источников БТ, воздействующих на магистральные нефтегазопроводы, работают без токообмена в системе «труба-грунт». На основании анализа существующих методов обнаружения и оценки опасности источников БТ установлено, что данные методики не адаптированы для таких источников.

2. Выполнено математическое моделирование процессов образования ГИТ в подземном протяженном трубопроводе. На основе двух математических моделей трубопровода исследовано влияние характеристик трубопровода (длина, проводимость покрытия и др.) на вариации потенциала «труба-земля», вызванные геомагнитно-индуцированным БТ, и получены графики зависимостей.

3. Проведено электрометрическое рекогносцировочное исследование участков трубопроводов, подверженных влиянию БТ (СМГ «Бованенково – Ухта» и СМГ «Ухта – Торжок 1 очередь» Сосногорского ЛПУ МГ).

4. На основании интерпретации результатов электрометрического исследования на участках СМГ «Бованенково – Ухта» и СМГ «Ухта – Торжок 1 очередь» установлено, что источник единый и имеет природный геомагнитный характер. Результаты подтверждаются высокими коэффициентами корреляции между массивами данных синхронных измерений силы тока и потенциала «труба-земля» в разных точках СМГ и отсутствием в электрическом сигнале переменной составляющей, кратной промышленной частоте.

5. Разработаны рекомендации по определению подверженности прокладываемого трубопровода действию геомагнитно-индуцированному БТ в зависимости от различных характеристик, предложены мероприятия, способствующие снижению негативного влияния, геомагнитно-индуцированного БТ на эксплуатируемые трубопроводы, а также разработан алгоритм идентификации источника

БТ, регламентирующий порядок регулирования режимов работы систем ЭХЗ для минимизации опасного влияния, геомагнитно-индуцированного БТ.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Абдуллин, И.Г. Коррозия нефтегазового оборудования / И.Г. Абдуллин, С.Н. Давыдов, М.А. Худяков и др. – Уфа: Изд-во Уфим. нефт. ин-та, 1990. – 72 с.
2. Абдуллин, И.Г. Магистральные газопроводы: особенности проявления КРН / И.Г. Абдуллин, А.Г. Гареев // Физика металлов, 1992. – № 6. – С. 18 – 20.
3. Авакян, С.В. Влияние магнитных бурь на аварийность систем электроэнергетики, автоматики и связи / С.В. Авакян, Н.А. Воронин, К.А. Дубаренко // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2012. – № 154-2. – С. 253 – 266.
4. Авакян, С.В. Геомагнитное воздействие на коррозию трубопроводных систем / С.В. Авакян, Н.А. Воронин // Академия энергетики, 2013. – № 6(56). – С. 46 – 53.
5. Агиней, Р.В. Защитные покрытия нефтегазопроводов. Основные виды покрытий: Учебное пособие / Р.В. Агиней, С.А. Никулин, Ю.В. Александров, В.Н. Юшманов. – Ухта: УГТУ, 2017. – 128 с.
6. Агиней, Р.В. Исследование источника блуждающих токов в горной местности Северного Урала / Р.В. Агиней, А.В. Фуркин, С.А. Шкулов // Практика противокоррозионной защиты. – 2010. – № 3. – С. 29 – 32.
7. Агиней, Р.В. Опыт исследования «неклассического» источника блуждающих токов, воздействующего на многониточную систему подземных газопроводов / Р.В. Агиней, А.В. Фуркин // Естественные и технические науки. – 2008. – № 5. – С. 174 – 179.
8. Агиней, Р.В. Особенности проектирования системы противокоррозионной защиты нефтегазопроводов, подверженных влиянию геомагнитного источника блуждающего тока / Р.В. Агиней, О.В. Александров // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – №2. – С. 57 – 61.
9. Агиней, Р.В. Разработка методов повышения эффективности противокоррозионной защиты объектов газотранспортной системы, автореф. дис. доктора техн. наук / Агиней Руслан Викторович. – Ухта: УГТУ, 2009. – 44 с.



10. Агине́й, Р.В. Совершенствование методов оценки эффективности работы средств электрохимической защиты газонефтепроводов / Р.В. Агине́й, Ю.В. Александров // Практика противокоррозионной защиты, 2012. – № 1 – С. 17 – 22.

11. Агине́й, Р.В. Теллурические источники блуждающих токов / Р.В. Агине́й, А.В. Фуркин, И.В. Шишкин // Сборник научных трудов: м-лы науч.-технич. конф. (Ухта, 15-16 апреля 2008 г.): в 2 ч.; ч. 1. – Ухта: УГТУ, 2008 – С. 197 – 201.

12. Адаменко, С.В. Исследования характеристик источника блуждающего тока, воздействующего на систему магистральных газопроводов / С.В. Адаменко, А.А. Зубков, Ю.В. Александров, Р.В. Агине́й // Газовая промышленность, 2015. – № 12 (731). – С. 36 – 39.

13. Ажогин, Ф.Ф. Коррозионное растрескивание и защита высокопрочных сталей / Ф.Ф. Ажогин. – М.: Металлургия, 1974. – 256 с.

14. Ажогин, Ф.Ф. Новые достижения в области теории и практики противокоррозионной защиты металлов / Ф.Ф. Ажогин, С.С. Иванов // Сб. докл. семинара по коррозии, 1980. – С. 93.

15. Акимов, Г.В. Теория и методы исследования коррозии металлов / Г.В. Акимов. – М.: Изд. АН СССР, 1945. – 414 с.

16. Александров, О.Ю. Защита подземных трубопроводов от вредного влияния геомагнитно-индуцированных блуждающих токов / О.Ю. Александров // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – №5. С. 48 – 54.

17. Александров, О.Ю. Обзор результатов исследования влияния геомагнитно-индуцированных токов на подземные магистральные нефтегазопроводы / О.Ю. Александров, Е.В. Исупова, Р.В., Агине́й // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2017. – №1. – С. 44 –49.

18. Александров, О.Ю. Оценка коррозионной опасности для подземного трубопровода блуждающего тока, вызванного геомагнитными вариациями / О.Ю. Александров, Р.В. Агине́й // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – №5 (63). – С. 17 – 22.

19. Александров, О.Ю. Теоретические основы моделирования геомагнитно-индуцированных токов, воздействующих на газонефтепроводы / О.Ю. Александров, С.С. Гуськов, Р.В. Агинеи, Ю.В. Александров // Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения. – 2016. – № 04. – С. 73 – 87.

20. Александров, О.Ю. Уточнение критериев идентификации геомагнитного источника блуждающего тока, воздействующего на магистральные нефтегазопроводы / О.Ю. Александров, Р.В. Агинеи, Ю.В. Александров, Е.В. Исупова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – №6. – С. 11 – 16.

21. Александров, Ю.В. Актуальные вопросы защиты от коррозии магистральных газонефтепроводов / Ю.В. Александров, Р.В. Агинеи. – СПб.: Недра, 2012. – 400 с.

22. Александров, Ю.В. Коррозия газонефтепроводов. Электрохимические методы защиты / Ю.В. Александров. – СПб.: Недра, 2011. – 420 с.

23. Александров, Ю.В. Сопоставительный анализ результатов диагностики и электрометрических измерений на участке газопровода, предрасположенном к стресс-коррозии / Ю.В. Александров, В.Н. Юшманов, Р.В. Агинеи // Практика противокоррозионной защиты, 2011. – № 3. – С. 15 – 20.

24. Алимов, С.В. Особенности применения электроизолирующих соединений для защиты трубопроводов от коррозии с учетом новых технических требований ОАО «Газпром» / С.В. Алимов, Н.Г. Петров, В.В. Семенова и др. // Территория нефтегаз, 2010. – №6. – С. 62 – 67.

25. Апатенков, С.В. Нестационарные токовые системы в магнитосфере Земли: автореф. дис. канд. фмз.-мат. наук 01.03.03 / Апатенков Сергей Вячеславович. – СПб, 2008. – 15 с.

26. Безопасность России. Безопасность трубопроводного транспорта / Под научн. ред. Мазура И.И., Иванцова О.М. – М.: МГФ «Знание», 2002. – 749 с.

27. Бекман, В. Катодная защита от коррозии / В. Бекман, В. Швенк // Справ. изд. Пер с нем. – М.: Металлургия, 1984. – 496 с.

28. Бронштейн, И.Н. Справочник по математике для инженеров и учащихся втузов / И.Н. Бронштейн, К.А. Семендяев. – М.: Наука, 1980. – 976 с.
29. Бэй, В. Устройство для защиты трубопроводов от коррозионного разрушения под действием токов молнии / В. Бэй, К.В. Кузнецов, Ф.М. Мустафин, Ц. Чэнь // Трубопроводный транспорт-2013. Материалы IX Международной учебно-научно-практической конференции, 2013. – С. 243 – 245.
30. Варфоломеева, Л. Информационные технологии на службе нефтегазовой отрасли России / Л. Варфоломеева // Нефть России, 2004. – № 9. – С. 24 – 25.
31. Винокурцев, Г.Г. Защита от коррозии подземных трубопроводов и сооружений: учеб. пособие / Г.Г. Винокурцев. – Ростов-на-Дону : Рост. гос. строит. ун-т, 2003. – 124 с.
32. Волков, Б.Г. Справочник по защите подземных металлических сооружений от коррозии/ Б.Г. Волков, Н.И. Тесов, В.В. Шуванов. – Л.: Недра, 1975. – 224 с.
33. Воробьев, А.Н. Организация электрохимической защиты газопроводов ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» в условиях блуждающих токов / А.Н. Воробьев // Территория нефтегаз. Коррозия, 2015. – №1(30). – С. 78 – 81.
34. Временная методика оценки опасного влияния переменного тока высоковольтных ЛЭП на проектируемый трубопровод и технические решения по его защите. – Введ. 25.05.2009. – М.: ОАО «Газпром», 2009. – 25 с.
35. Глазков, В.И. Защита от коррозии протяженных металлических сооружений: Справочник / В. И. Глазков, А.М. Зиневич, В.Г. Котик и др. – М.: Недра, 1969. – 312 с.
36. Глазков, В.И. Защита от коррозии протяженных металлических сооружений: Справочник / В.И. Глазков, А.М. Зиневич, В.Г. Котик и др. – М.: Недра, 1969. – 312 с.
37. ГОСТ 9.602-2016. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 2017-06-01. – М.: Стандартиформ, 2016. – 93 с.

38. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 1999-07-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 46 с.

39. Григорьев, Ю.М. Влияние вариаций геомагнитной активности на трубопроводы на фазе роста 24-го солнечного цикла / Ю.М. Григорьев, Е.Н. Ефремова, В.И. Козлов и др. // Наука и образование, 2017. – № 2. – С. 48 – 52.

40. Гуревич В.И. Проблема геомагнитно-индуцированных токов в энергосистемах и ее решение: часть 1 / В.И. Гуревич // Энергетика и электрооборудование, 2015. – № 3(18). С. 20 – 23.

41. Гуревич В.И. Проблема геомагнитно-индуцированных токов в энергосистемах и ее решение: часть 2 / В.И. Гуревич // Энергетика и электрооборудование, 2015. – № 4(19). С. 30 – 32.

42. Гуревич, В.И. О влиянии солнечных бурь на силовые трансформаторы./ В.И. Гуревич // Энергетик, 2017. – № 2. С. 33 – 37.

43. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. – М.: Metallurgy, 1976. – 472 с.

44. ЗАО «Трубопроводные системы и технологии» [Электронный ресурс]: офиц.сайт. Москва. – URL: <http://www.pipe-st.ru/> (дата обращения: 16.06.2018).

45. Запевалов, Д.Н. Контроль внешних коррозионных воздействий при оценке технического состояния газопроводов / Д.Н. Запевалов // Научно-технический сборник. Вести газовой науки, 2014. – №1. – С. 44 – 48.

46. Запевалов, Д.Н. Повышение эффективности систем защиты от коррозии подземных магистральных газопроводов / Д.Н. Запевалов // Газовая промышленность, 2015. – № 5(724). – С. 67 – 70.

47. Захаров Д.Б. Об оценке коррозионного воздействия ЛЭП на подземный трубопровод при их пересечении / Д.Б. Захаров, П.А. Яблчанский, А.В. Титов // Территория нефтегаз, 2013. –Т.7. – С. 319 – 323.

48. Зубков, А.А. Исследование характеристик источника блуждающего тока, воздействующего на систему магистральных газопроводов / А.А. Зубков, С.В.

Адаменко, Ю.В. Александров, Р.В. Агинеи // Практика противокоррозионной защиты – 2016. – №1 – С. 55 – 62.

49. Зубков, А.А. Математическая модель образования геомагнитно-индуцированного тока в протяженном трубопроводе / А.А. Зубков, С.С. Гуськов, Р.В. Агинеи // Трубопроводный транспорт (теория и практика). – 2015. – № 3. – С. 16 – 19.

50. Зубков, А.А. Теоретическая оценка характеристик геомагнитно-индуцированного тока, возникающего в протяженных стальных газонефтепроводах / А.А. Зубков, Ю.В. Александров // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2015. – №4. – С. 39 – 45.

51. Ивонин А.А. Влияние геомагнитного поля Земли на защиту от коррозии МГ / А.А. Ивонин // Территория нефтегаз. Коррозия, 2015. – №1(30). – С. 88 – 89.

52. Исмаилова, Г.Г. Разрушение подземных нефтегазопроводов в поле блуждающих токов / Г.Г. Исмаилова, А.А. Хасонов // Нефть, газ и бизнес, 202. – №5. С. 64 – 69 с.

53. Карнавский, Е.Л. Вставки электроизолирующие неотъемлемый элемент системы ЭХЗ / Е.Л. Карнавский, В.И Гаврилов // Газовая промышленность – 2008. – № 4. – С. 51 – 53.

54. Козлов, В.И. Индуцированные токи от магнитных возмущений и грозовых разрядов в трубопроводах в криолитзоне / В.И. Козлов, В.А. Муллаяров, Р.Р. Каримов и др. – 23 с.

55. Кошкин, Н.И. Справочник по элементарной физике / Н.И. Кошкин, М.Г. Ширкевич. Под ред. Д.И. Сахарова. – М.: Физматгиз, 1960. – 208 с.

56. Крапивский, Е.И. Алгоритм расчета электромагнитного влияния линии электропередачи переменного тока на подземный трубопровод // Е.И. Крапивский, П.А. Яблчанский // Горный информационно-аналитический бюллетень, 2013. – №2. – С. 213 – 224.

57. Красноярский В.В. Коррозия и защита подземных металлических сооружений / В.В. Красноярский, Л.Я. Цикерман – М.: «Высшая школа», 1968. – 296 с.

58. Кривдин, А.Ю. Бесконтактный измеритель тока в подземных трубопроводах БИТА-1 / А.Ю. Кривдин, В.Н. Лисин, А.Ф. Пужайло, Е.А. Спиридович // Газовая промышленность. – 2003. – № 11. – С. 60 – 62.

59. Кузнецов М. В. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров/ М.В. Кузнецов, В.Ф. Новоселов, П.И. Тугунов, В.Ф. Котов – М.: Недра, 1992. – 187 с.

60. Кузнецов, В.А. Обнаружение геоиндуцированных токов и их мониторинг в системах электроснабжения: дис. ...канд. техн. наук: 05.09.03 / Кузнецов Виталий Александрович. – Тольятти, 2014. – 148 с.

61. Лексиков, М.Ю. Сбор данных при проектировании электрохимической защиты подземных сооружений объектов ОАО «Газпром». Проблемные вопросы / М.Ю. Лексиков, Д.Ю. Федоров // Территория нефтегаз. Коррозия, 2015 – №1(30). – С. 78 – 81.

62. Методические рекомендации по применению комплекса БИТА-1 при проведении электрометрических обследований подземных трубопроводов – М.: ООО «ВНИИГАЗ». – 2006 г. – 18 с.

63. Муллаяров, В.А. Индуцированный в газопроводе ток от большого магнитного возмущения 21 января 2005 г // Наука и образование, 2006. – № 1(41). – С. 53 – 55.

64. Мустафин, М.Ф. Влияние солнечной активности на состояние протяженных металлических объектов / М.Ф. Мустафин, И.А. Шестаков // Трубопроводный транспорт-2012. Материалы VIII Международной учебно-научно-практической конференции, 2012. – С. 287 – 288.

65. Мустафин, Ф.М. Защита трубопроводов от коррозии / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – Т. 2: Учебное пособие. – СПб.: ООО «Недра», 2007. – 708 с.

66. Николаев, В.В. Анализ влияния блуждающих токов на состояние изоляционных покрытий и тела трубы на газопроводе Ямал-Европа ГП «Белтрансгаз» / В.В. Николаев, В.В. Чурахин, А.М. Лякушин // Материалы 10-й юбилейной меж-

дународной деловой встречи «Диагностика-2000», Кипр, апрель 2000 г. Том 2: Диагностика линейной части магистральных газопроводов, 2000. – С. 207 – 210.

67. Никулин, С.А. Основы проектирования средств электрохимической защиты от коррозии объектов транспорта нефти и газа / С.А. Никулин, Ю.В. Александров, О.Ю. Александров, Р.В. Агинеи. – СПб: «Недра», 2016. – 208 с.

68. Панюшкин, Г.Н. Контроль внешних коррозионных воздействий при оценке технического состояния газопроводов / Г.Н. Панюшкин // Трубопроводный транспорт: теория и практика, 2014. – №3-4 (43-44). – С. 34 – 35.

69. Пат. 2379673 Российская Федерация, МПК G 01 N 27/72. Устройство бесконтактного измерения тока катодной защиты / Вититнев О.Ю., Коптелов А.Ю., Кривдин А.Ю., Кривдин Р.А., Пужайло А.Ф., Спиридович Е.А., Шаров О.Б. – № 2008130265/28; заявл. 21.07.08.; опубл. 20.01.10, Бюл. №2. – 10 с.: ил.

70. Пат. 2447425 Российская Федерация, МПК G 01 N 17/02. Способ уменьшения скорости коррозии металла стальной трубы трубопроводного транспорта / Авакян С.В., Воронин Н.А. – № 2010138422/28; заявл. 09.09.2010; опубл. 10.04.2012, Бюл. № 10. – 12 с.: ил.

71. Пат. 2473098 Российская Федерация, МПК G 01 R 31/08. Способ определения местоположения источника блуждающего тока / Р.В. Агинеи, А.В. Фуркин, М.В. Третьякова; патентообладатель ООО «ВНИИГАЗ». – № 2011134224/28; заявл. 15.08.2011, опубл. 20.01.2013, Бюл. №2. – 4 с.: ил.

72. Пат. 2641794 Российская Федерация, МПК F 17 D 5/02. Способ определения технического состояния изоляционного покрытия подземного трубопровода / Агинеи Р.В., Гуськов С.С., Мусонов В.В., Колтаков С.М., Александров О.Ю.; патентообладатель АО «Гипрогазцентр» и ООО «Газпром трансгаз Ухта» – № 2017126824; заявл. 25.07.17; опубл. 22.01.18, Бюл. № 3. – 9 с.: ил.

73. Пат. 2642141 Российская Федерация, МПК G 01 N 17/04. Способ защиты участков трубопроводов от геомагнитно-индуцированных блуждающих токов и устройство для его осуществления / Агинеи Р.В., Александров О.Ю., Александров Ю.В., Исупова Е.В., Колтаков С.М.; патентообладатель АО «Гипрогазцентр». – № 2017100848; заявл. 10.01.2017; опубл. 24.01.2018, Бюл. № 3. – 6 с.: ил.

74. Петров, Н.Г. Новое оборудование для защиты трубопроводов от воздействия наведенного переменного тока / Н.Г. Петров, В.В. Марянин, АИ. Яблучанский и др. // Газовая промышленность, 2012. – № 1. – С. 38 – 39.

75. Рекомендации по электрическим измерениям и изысканиям / М.: ВНИИСТ, 1968. – 73 с.

76. Савельев, И.В. Курс общей физики. Т.2. Электричество и магнетизм. Волны. Оптика / И.В. Савельев. – М.: Наука, 1982. – 496 с.

77. Семенова, И.В. Коррозия и защита от коррозии / И.В. Семенова, Г.М. Флорианович, А.В. Хорошилов. – М.: ФИЗМАЛИТ, 2002. – 336 с.

78. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. – Введ. 1998-03-01. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 47 с.

79. СП 47.13330.2012. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. – Введ. 2013-07-01. – М.:, 2013. – 88 с.

80. Степанов, В.В. Курс дифференциальных уравнений / В.В. Степанов. – М.: Государственное издательство физико-математической литературы, 1959. – 468 с.

81. СТО Газпром 9.0-001-2009. Защита от коррозии. Основные положения. – Введ. 2010-10-26. – М.: ООО «Газпром экспо», 2014. – 74 с.

82. СТО Газпром 9.2-003-2009. Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений. – Введ. 2010-01-25. – М.: ООО «Газпром экспо», 2009. – 49 с.

83. Теоретическое исследование процессов возникновения геомагнитно-индуцированного блуждающего тока в подземных трубопроводах : отчет о НИР / ОАО «Гипрогазцентр» – Н. Новгород, 2015. – 31 с.

84. Теплинский, Ю. А., Мамаев Н. И. Коррозионная повреждаемость подземных трубопроводов / Ю.А. Теплинский, Н.И. Мамаев. – СПб.: ООО «Инфо-да», 2006. – 406 с.

85. Типовая инструкция по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии Методические указания по освидетельствованию и иденти-



фикации стальных труб для газонефтепроводов: РД 153-34.0-20.518-2003. – Введ. с 05.02.2003. – М.: Из-во «Новости теплоснабжения». – 172 с.

86. Томлянович, Д.К. Блуждающие токи и электрические методы защиты от коррозии / Д.К. Томлянович, И.В. Стрижевский. – М., 1957. – 202 с.

87. Указания по проектированию вставок электроизолирующих для газопровода: ВСН 39-1.22-007-2002. – Введ. с 01.03.2002. – М.: ИРЦ Газпром, 2002. – 9 с.

88. Указания по проектированию вставок электроизолирующих на магистральных и промысловых трубопроводах: ВСН 39-1.8-008-2002. – Введ. с 25.10.2002. – М.: ИРЦ Газпром, 2002. – 6 с.

89. Фуркин, А.В. Совершенствование методик идентификации и оценки опасности источников блуждающих токов, воздействующих на магистральные нефтегазопроводы: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Фуркин Алексей Владимирович. – Ухта, 2012. – 145 с.

90. Хаютанова С.Е. Магистральные объекты под влияние космической погоды // М-лы XIX Международной научно-практической конференции «Современная техника и технологии». - Якутск: Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова. – С. 74-75.

91. Чистяков, Г.Н. Влияние возмущений геомагнитного поля на надежность работы устройств релейной защиты и автоматики / Г.Н. Чистяков, Е.В. Платонова, Т.Ю. Зарубина, В.И. Пантелеев // Технологии электромагнитной совместимости, 2017. – № 2(61). – С. 25 – 35.

92. Электрохимическая защита от коррозии стальных трубопроводов оросительных систем (Пособие к главе СНиП 2.06.03-85 «Мелиоративные системы и сооружения») Введ. 1986-08-04 / Министерство мелиорации и водного хозяйства СССР; В/О «Союзводпроект». – М.:, 1987. – 88 с.

93. Юшманов, В.Н. Методы определения участков магистральных газопроводов подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / В.Н. Юшманов, С.В. Юдин // СЕВЕЕРГЕОТЕХ-2011. Материалы XII Международной молодежной научной конференции. В 5 частях, 2011. – С. 293 – 297.

94. Яблучанский, П.А. Обоснование мероприятий по защите подземных нефтегазопроводов от коррозионного воздействия высоковольтных линий электропередачи переменного тока: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Яблучанский Павел Анатольевич. – СПб, 2014. – 126 с.

95. Appalachian Underground Corrosion Short Course. West Virginia University. Morgantown, West Virginia, 2011. – 146 p.

96. Beavers, A. Thompson. External Corrosion of Oil and Natural Gas Pipelines / A. Beavers, G. Neil // ASM Handbook, Volume 13C, Corrosion: Environments and Industries. 2006.

97. Boteler, D.H. Distributed source transmission line theory for active terminations / D.H. Boteler // Proceedings of the Zurich EMC Symposium, URSI Supplement, February 18-20.– 1997. – P. 401– 408.

98. Boteler, D.H. Telluric Current Effects on Long and Short Pipelines / D.H. Boteler, W.H. Seager, C. Hohansson, C. Harde // Corrosion. – 1998.– №363.– P. 1 – 12.

99. Boteler, D.H. Telluric Currents and Their Effects on Pipelines in the Cook Strait Region of New Zealand / D.H. Boteler, M.J. Cookson // Materials Performance. – 1986. – №3.–P. 27–32.

100. Boteler, D.H. Telluric Effects on Pipelines / D.H. Boteler, H.E. Edwall // Annales Geophysicae. – 2007. – Vol. 25. – P. 207 – 218.

101. Boteler, D.H. The effects of geomagnetic disturbances on electrical systems at the earth's surface / D.H. Boteler, R.J. Pirjola, H. Nevanlinna // Adv. Space Res. – 1998. – V. 22. – № 1. – P. 17 – 27.

102. Büchler M. Determining the a.c. corrosion risk of pipelines based on coupon measurements / M. Büchler // CEOCOR international congress, Editor: CEOCOR, c/o C.I.B.E., Brussels, Belgium, 2013.–17 p.

103. Campbell, W. H. Induction of Auroral Zone Electric Currents Within the Alaska Pipeline / W. H. Campbell // Pure and Applied Geophysics. – 1978. – №6. – P. 1143– 1173.

104. Campbell, W.H. An interpretation of induced electric currents in long pipelines caused by natural geomagnetic sources of the upper atmosphere / W.H. Campbell // *Surveys in Geophysics*. – 1986. – № 8. – P. 239 – 259.

105. Campbell, W.H. Observation of electric currents in the Alaska oil pipeline resulting from aurora electrojet current sources / W.H. Campbell // *Geophys. J. R. astr. Soc.* – 1980. – № 61. – P. 437 – 449.

106. Chin, D.T. Current distribution and electrochemical environment in a cathodically protected crevice / D.T. Chin, G.M. Sabde // *Corrosion (USA)*, 1999. – 55. – № 3. – C. 229 – 237.

107. CONCAWE (1998) Western European cross-country oil pipelines – 25 year performance statistics. Report No. 2/98, CONCAWE, Brussels.

108. CONCAWE (2013) Performance of European cross-country oil pipelines – Statistical summary of reported spillages in 2012 and since 1971. Report No. 12/13, CONCAWE, Brussels.

109. Cui, Gan. The influence of DC stray current on pipeline corrosion. / Gan Cui, Zi-Li Li, Chao Yang, Meng Wang. – *Pet. Sci.* (2016) 13:135–145. DOI 10.1007/s12182-015-0064-3.

110. Edwall, H.E. Studies of Telluric Currents on Pipelines in Southern Sweden / H.E. Edwall, D.H. Boteler // *Proceedings CORROSION 2011, NACE, Houston, March 11-16*. – 2001.

111. Fernberg, P. A. Earth Resistivity Structures and their Effects on Geomagnetic Induction in Pipelines / P. A. Fernberg // *Thesis ... for the degree of PhD*. – Ottawa, Ontario: Carleton University, 2011. – 294 p.

112. Gummow, R.A. GIC effects on pipeline corrosion and corrosion control systems / R. A. Gummow, P. Eng // *J. Atmos. Solar Terr. Physics*. – 2002. – №64. – P. 1755 – 1764.

113. Hejda, P. Geomagnetically induced pipe-to-soil voltages in the Czech oil pipelines during October-November 2003 / P. Hejda, J. Bochnicek // *Annales Geophysicae*. – 2005. – № 23. – P. 3089 – 3093.

114. IS 8062 : 2006. Cathodic protection of buried pipeline / structure for transportation of natural gas, oil and liquids – code of practice / Bureau of Indian standards. ManakBhavan, 9 Bahadur Shah Zafar Marg. New Delhi. – 2006.

115. Jacobs, J.A. Classification of geomagnetic micropulsations / J.A. Jacobs, Y. Kato, S. Matsushita, V.A. Troitskaya // *J. Geophys. Res.* – 1964. – V. 69. – P. 180.

116. Kaufman, A.A. The magnetotelluric sounding method: Methods in Geochemistry and Geophysics / A.A. Kaufman, G.V. Keller // Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam. – 1981. – 610 p.

117. Markovic, D. Induced currents in gas pipelines due to nearby power lines, University of Wollongong / D. Markovic // Thesis Collection, School of Electrical, Computer and Telecommunications Engineering October, 2005.–133 p.

118. Ogunade, S.O. Induced Electromagnetic Fields in Oil Pipelines under Electrojet Currents Sources / S.O. Ogunade // *Physics of the Earth and Planetary Interiors.* – 1986. – №43. –P. 307– 315.

119. Osella, A. Currents induced by geomagnetic storms on buried pipelines as a cause of corrosion / A. Osella, A. Favetto, E. Lopez // *Journal of Applied Geophysics.* – 1998. – № 38. – P. 219 – 233.

120. Piccinelli, R. Space Weather Impact on theScandinavian Interconnected PowerTransmission System / R. Piccinelli, E. Krausmann // European CommissionJoint Research CentreInstitute for the Protection and Security of the Citizen. Publications Office of the European Union, 2015.

121. Pirjola, R. Calculation of geomagnetically induced currents (GIC) in ground-based technological systems. In: COST 724 final report. Developing the scientific basis for monitoring, modeling and predicting Space Weather / Editors: J. Lilensten, A. Belhaki, M. Messerotti, R. Vainio, J. Watermann, S. Poedt. 2008. – P. 286 – 289.

122. Pirjola, R. Effects of space weather on high-latitude ground systems / R. Pirjola // *Advances in Space Research.* – 2005. – №36. – P. 2231 – 2240.

123. Pirjola, R. Electromagnetic induction in the earth by a plane wave or by fields of line currents harmonic in time and space / R. Pirjola // *Geophysica.* – 1982. – №18. – P. 1 – 161.

124. Pirjola, R. On currents induced in power transmission systems during geomagnetic variations / R. Pirjola // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1985. – V.PAS-104. – №10. – P. 2825 – 2831.
125. Pirjola, R. Review on the calculation of surface electric and magnetic fields and of geomagnetically induced currents in ground-based technological systems / R. Pirjola // Surveys in Geophysics. – 2002. – №23. – P. 71–90.
126. Pirjola, R.J. Effects of interactions between stations on the calculation of geomagnetically induced currents in an electric power transmission system / R.J. Pirjola // Earth Planets Space, 60, 2008. – P. 743–751.
127. Pulkkinen, A. Modelling of space weather effects on pipelines / A. Pulkkinen, R. Pirjola, D. Boteler, A. Viljanen, I. Yegorov // Journal of Applied Geophysics. – 2001. – № 48. – P. 233 – 256.
128. Pulkkinen, A. Recordings and occurrence of geomagnetically induced currents in the Finnish natural gas pipeline network / A. Pulkkinen, A. Viljanen, K. Pajunpaa, R. Pirjola // J. Appl. Geophys. – 2001. – № 48. – P. 219 – 231.
129. Rajbir, K. Impacts of Geomagnetic storms on Trans-Canadian Grids // M. Eng. Electrical Engineer –Thesis, McGill University, Montreal, Canada. – 2010. – 63 p.
130. Russia Pipeline Oil Spill Study. Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), 04/2003.
131. Schelkunoff, S.A. Electromagnetic Waves / S.A. Schelkunoff // Van Nostrand, New York. –1943.– 530 p.
132. SP0169-2013. Standard Practice. Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems / NACE International 1440 South Creek Drive Houston. Texas. – 2013.
133. Thorberg, R. Risk analysis of geomagnetically induced currents in power systems / R. Thorberg //Division of Industrial Electrical Engineering and Automation Faculty of Engineering, LTH, Lund University, 2013.
134. Tribollet B., Meyer M. AC-induced corrosion of underground pipelines / B. Tribollet, M. Meyer // Woodhead publishing series in metals and surface engineering, 2014. – Vol. 63.

135. Trichtchenko, L. Modeling the effect of the electromagnetic environment on pipelines / L. Trichtchenko, D. H. Boteler, P. Larocca // Geological Survey of Canada. – 2004. – 88 p.
136. Trichtchenko, L. Modelling of geomagnetic induction in pipelines / L. Trichtchenko, D. Boteler // AnnalesGeophysicae. – 2002. – № 20. – P. 1063 – 1072.
137. Trichtchenko, L. Specification of geomagnetically induced electric fields and currents in pipelines / L. Trichtchenko, D.H. Boteler // J. Geophys. Res. – 2001. – №106. –P. 21 039–21 048.
138. Viljanen, A. Continental scale modelling of geomagnetically induced currents / A. Viljanen, R. Pirjola, M. Wik et all // J. Space Weather Space Clim. 2 (2012) DOI: 10.1051/swsc/2012017.
139. Viljanen, A. Geomagnetically induced currents in the Finnish high-voltage power system / A. Viljanen, R. Pirjola // Surveys in Geophysics. – 1994. – №15. – P. 383 – 408.
140. Viljanen, A. Geomagnetically Induced Currents in the Finnish Natural Gas Pipeline / A. Viljanen // Geophysica. – 1989. – №25. – P.135 – 159.
141. Viljanen, A. Recordings of Geomagnetically Induced Currents in the Finnish Natural Gas Pipeline - Summary of an 11-year Period / A. Viljanen, A. Koistinen, K. Pajunpaa, R. Pirjola, P. Posio, A. Pulkkinen // Geophysica. – 2010. – № 46. – P. 59 – 67.
142. Viljanen, A. Relation of geomagnetically induced currents and local geomagnetic variations / A. Viljanen // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1998. – V.13. – №4. – P. 1285 – 1290.

**ПРИЛОЖЕНИЕ**