

Дистанционный контроль работы системы ЭХЗ подземных трубопроводов с использованием программы расчета распределения защитных потенциалов по КИП Зайнулин И. М.¹, Соколов М. Н.², Дьяченков М. А.³, Мухортов М. Ю.⁴

¹Зайнулин Искандар Мансурович / Zainulin Iskandar Mansurovich – начальник электролаборатории;

²Соколов Михаил Николаевич / Sokolov Mikhail Nikolaevich - заместитель генерального директора;

³Дьяченков Максим Александрович / Dyachenkov Maksim Aleksandrovich - начальник лаборатории неразрушающего контроля,
ООО «ЦНПД», г. Москва;

⁴Мухортов Михаил Юрьевич / Mukhortov Michail Yurievich – аспирант,
кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный технический университет, г. Самара

Аннотация: в статье приводится пример системы дистанционного контроля работы системы электрохимической защиты, использующей значения потенциалов в отдельных контрольных точках, обеспечивающая безопасную эксплуатацию магистральных нефтегазопроводов.

Ключевые слова: подземные трубопроводы, катодная защита, дистанционный контроль, коррозия, потенциалы.

Система электрохимической защиты (ЭХЗ), предназначенная для обеспечения защиты подземных трубопроводов от коррозии, требует непрерывного контроля режимов работы станций катодной защиты (СКЗ) [1]. В связи с большой протяженностью магистральных нефтепроводов (МН), проложенных в различных условиях, не каждая установка катодной защиты (УКЗ) может быть обеспечена телеметрическим контролем. Обеспечить дистанционный контроль режимов всех СКЗ трубопровода, а также контроль значений защитных потенциалов на всех контрольно-измерительных пунктах (КИП) участка при наличии телеметрического контроля только отдельных СКЗ, возможно с применением математической модели системы ЭХЗ трубопровода и программы расчета режимов СКЗ и потенциалов.

В качестве примера рассмотрим участок нефтепровода (НП), протяженностью 125 км и его систему ЭХЗ, состоящую из 181 КИП, 2 УКЗ с дистанционным контролем, 18 УКЗ без дистанционного контроля, включая участки совместной защиты с системой ЭХЗ сторонних трубопроводов. На выбранном участке 6 узлов задвижек (УЗ) имеют дистанционный контроль защитных потенциалов.

Для создания системы дистанционного контроля при наличии ограниченного количества точек дистанционного контроля необходимо по результатам электрометрического обследования [2] составить математическую модель (ММ) участка. ММ выбранного участка представляет из себя таблицу с координатами и дистанциями между КИП, УКЗ, УЗ, пересечений со сторонними сооружениями, имеющих совместную защиту с данным нефтепроводом. Одна из колонок в таблице содержит значения затуханий токов защиты между выбранными точками на трассе нефтепровода. Вертикальные колонки ММ, по количеству соответствующие количеству СКЗ на участке НП, имеют расчетные данные распределения величины наложенного потенциала, создаваемые соответствующей СКЗ от точки дренажа по КИП в обе стороны.

В точке дренажа наложенный потенциал пропорционален току СКЗ и входному сопротивлению нефтепровода в точке дренажа [1]. Значение наложенного потенциала в любой точке рассчитывается, исходя из значения наложенного потенциала в предыдущей точке и значения затухания тока защиты [2].

В Таблице 1 представлены точки расположения СКЗ и дистанции рассматриваемого участка МН. Задача состоит в том, что необходимо контролировать режимы всех СКЗ при наличии только 8-ми точек дистанционного контроля защитных потенциалов на выбранном участке МН.

Таблица 1. Перечень, обозначение и дистанции расположения СКЗ участка МН

КИП, СКЗ	Обозначение	Дистанция, м
СКЗ 444 км, КУ	КИП КУ 444 км	443017
СКЗ № 1	КИП 456,193	456700
СКЗ № 2, КУ	КИП 462,380 КУ	462868
СКЗ № 3	КИП 470,891	470506
СКЗ № 4	КИП 478,186	478331
СКЗ № 5	КИП 484.953	484900
СКЗ № 6	КИП 491.408	492299

СКЗ № 7	КИП 499.010	499173
СКЗ № 8	КИП 505.746	505890
СКЗ № 9	КИП 513.728	512758
СКЗ № 10	КИП 520.906	521015
СКЗ № 11	КИП 526.989	526850
СКЗ № 12	КИП 533.088	533088
ГП 1	КИП 540.396 на пересечении с ГП	539705
СКЗ № 13	КИП 541.780	541695
ГП 2	КИП 545.446 на пересечении с ГП	545371
СКЗ № 14	КИП 551.175	550327
СКЗ № 15	КИП 557.793	557700
СКЗ № 16	КИП 565.206	565074
ГП 3	КИП 566.295	566015
ГП 4	КИП 566.325	566050
ГП 5	КИП 571.088	570125
ГП 6	КИП 571.093	570176
СКЗ № 17	КИП 573.151	572995
СКЗ № 17А	КИП 573.351	573171
СКЗ № 18	КИП 577.328	577192

В Таблице 2 представлены значения выходного напряжения СКЗ $U_{скз}$, выходного тока СКЗ $I_{скз}$, суммарного потенциала труба-земля с омической составляющей $U_{т-з}$, естественного потенциала располяризованного трубопровода $U_{ест}$ и значения наложенного потенциала $\Delta U_{т-з}$ в точках трассы МН с дистанционным контролем.

Таблица 2. Перечень и режимы СКЗ, значения защитных и наложенных потенциалов в контрольных точках трассы МН, оснащенных дистанционным контролем

№ точки	Наименование	$U_{скз}$, В	$I_{скз}$, А	$U_{т-з}$, В	$U_{ест}$, В	$\Delta U_{т-з}$
1	СКЗ 444 км, УЗ	1,5	4,5	-1,347	-0,571	-0,776
2	СКЗ №2, УЗ	4,18	4,01	-1,356	-0,683	-0,673
3	УЗ 483			-1,387	-0,645	-0,742
4	УЗ 503			-1,464	-0,689	-0,775
5	УЗ 524			-1,493	-0,665	-0,828
6	УЗ 547			-1,401	-0,599	-0,802
7	СКЗ № 17	0	0	-1,422	-0,510	-0,912
8	СКЗ № 18			-1,319	-0,550	-0,769

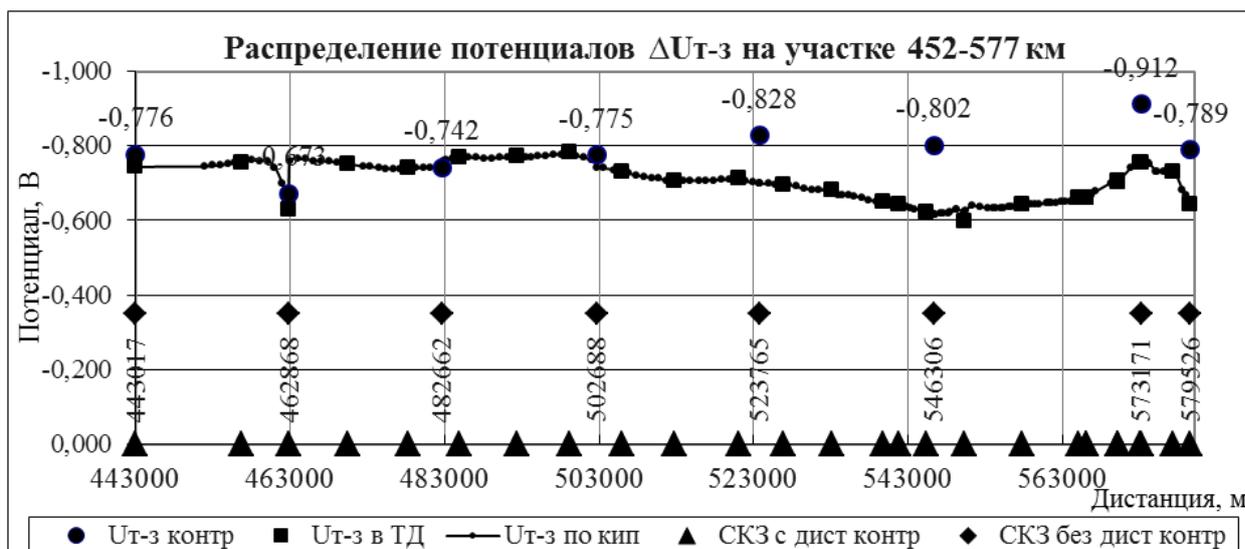
В Таблице 3 представлены значения расчетных потенциалов $\Delta U_{т-з}$ расч при произвольных режимах СКЗ, значения наложенного потенциала $\Delta U_{т-з}$ на текущий момент и процент расхождения значений расчетных и фактических наложенных потенциалов в точках трассы МН с дистанционным контролем.

Таблица 3. Значения наложенных потенциалов расчетных и фактических при произвольных режимах СКЗ в контрольных точках трассы МН, оснащенных дистанционным контролем

№ точки	$\Delta U_{т-з}$, В	$\Delta U_{т-з}$ расч, В	Расхождение, %
1	-0,776	-0,744	4,2
2	-0,673	-0,631	6,2
3	-0,742	-0,744	0,3
4	-0,775	-0,760	1,9
5	-0,828	-0,701	15,3
6	-0,802	-0,617	23,1
7	-0,912	-0,757	17,0
8	-0,769	-0,643	16,3

На Графике 1 отображены график распределения $\Delta U_{т-з}$ расч при произвольных режимах СКЗ по всем КИП, значения $\Delta U_{т-з}$ на текущий момент в точках дистанционного контроля и показаны точки расположения СКЗ участка.

График 1.



Задача программы расчета режимов СКЗ состоит в том, чтобы рассчитать требуемые токи всех СКЗ, при которых график распределения наложенных потенциалов $\Delta U_{т-з}$ расч в 8-ми контрольных точках имел требуемые значения.

В Таблице 4 представлены значения потенциалов $\Delta U_{т-з}$ расч. при текущих режимах СКЗ и значения наложенного потенциала $\Delta U_{т-з}$ на текущий момент, и итоговые расхождения значений наложенных потенциалов в точках трассы МН с дистанционным контролем.

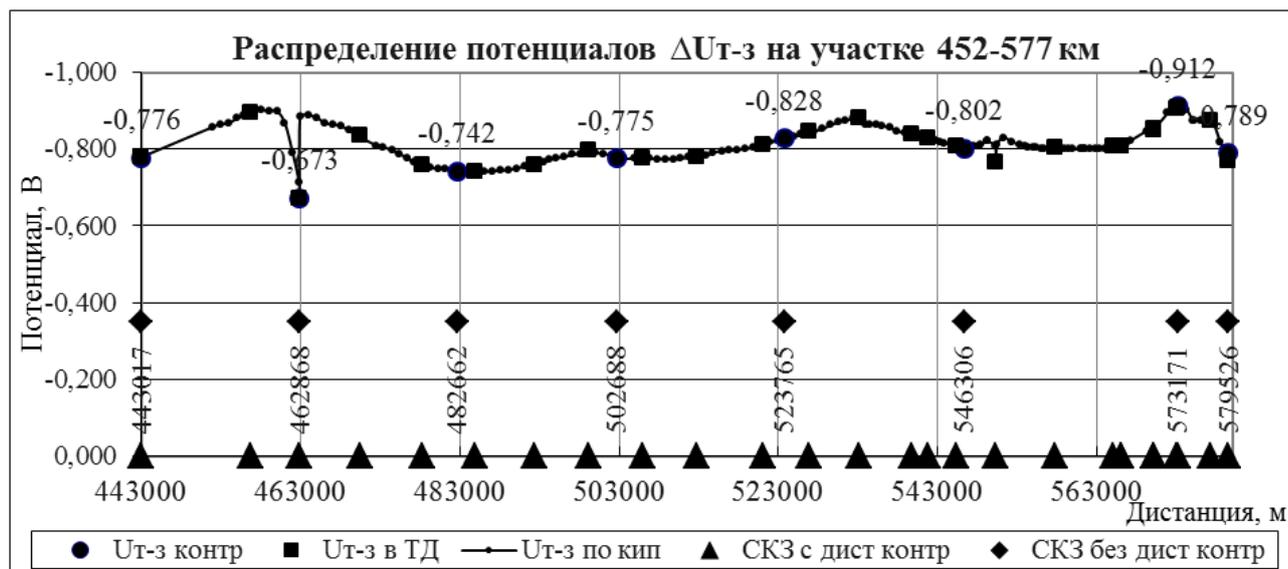
Таблица 4. Значения наложенных потенциалов расчетных и фактических при текущих режимах СКЗ в контрольных точках трассы МН, оснащенных дистанционным контролем

№ точки	$\Delta U_{т-з}$, В	$\Delta U_{т-з}$ расч, В	Расхождение, %
1	-0,776	-0,780	0,4
2	-0,673	-0,672	0,1
3	-0,742	-0,744	0,2

4	-0,775	-0,783	1,1
5	-0,828	-0,824	0,4
6	-0,802	-0,802	0,1
7	-0,912	-0,909	0,3
8	-0,789	-0,769	0,1

На Графике 2 отображен график распределения $\Delta U_{т-з}$ расч при расчетных режимах СКЗ по всем КИП, значения $\Delta U_{т-з}$ на текущий момент в точках дистанционного контроля.

График 2.



В результате работы программы расчета режимов СКЗ получаем значения токов СКЗ, при которых график распределения потенциалов имеет вид, представленный на Графике 2 с расхождением значений наложенных потенциалов в контрольных точках в пределах 0,1 ... 1,1 %.

В Таблице 5 представлены расчетные значения режимов по току и напряжению всех СКЗ участка МН.

Таблица 5. Перечень, обозначение, дистанции расположения СКЗ и расчетные значения режимов по току и напряжению всех СКЗ участка МН

№№	КИП, СКЗ	Наименование	Дистанция, м	Искз, А	Ускз, В
1	СКЗ 444 км, УЗ	КИП 444 км	443017	3,3	3,1
2	СКЗ № 1	КИП 456,193	456700	5,5	1,1
3	СКЗ № 2, УЗ	КИП 462,380	462868	6,8	4,7
4	СКЗ № 3	КИП 470,891	470506	0,0	0,6
5	СКЗ № 4	КИП 478,186	478331	0,0	0,0
6	СКЗ № 5	КИП 484.953	484900	0,0	0,0
7	СКЗ № 6	КИП 491.408	492299	0,0	0,6
8	СКЗ № 7	КИП 499.010	499173	3,6	2,1
9	СКЗ № 8	КИП 505.746	505890	0,0	0,6
10	СКЗ № 9	КИП 513.728	512758	0,6	0,1
11	СКЗ № 10	КИП 520.906	521015	1,8	0,6

12	СКЗ № 11	КИП 526.989	526850	0,0	0,6
13	СКЗ № 12	КИП 533.088	533088	6,4	3,0
15	СКЗ № 13	КИП 541.780	541695	1,0	0,6
17	СКЗ № 14	КИП 551.175	550327	1,9	3,2
18	СКЗ № 15	КИП 557.793	557700	1,0	0,6
19	СКЗ № 16	КИП 565.206	565074	1,0	0,6
24	СКЗ № 17	КИП 573.151	572995	0,0	0,0
25	СКЗ № 17А	КИП 573.351	573171	1,0	0,6
26	СКЗ № 18	КИП 577.328	577192	1,0	0,6

По результатам расчета токи СКЗ № 3, № 4, № 5, № 6, № 8, № 11 и № 17 равны нулю. Если сравнить номера СКЗ, которые в данный момент выключены эксплуатирующей организацией планово (например, СКЗ № 4, № 6, № 8, № 11 и № 17 выключены и переведены в резерв) и перечень СКЗ с режимом по току равным нулю, можно определить №№ СКЗ, которые находятся в отключенном состоянии нештатно – в нашем случае СКЗ № 3 и № 5, которые требуют оперативного вмешательства для выяснения причин выключения и устранения неисправности.

Анализируя работу программы расчета режимов СКЗ, можно сделать следующие выводы:

- использование математической модели системы ЭХЗ участка позволяет получить график распределения потенциалов на всех КИП на участке МН, при наличии данных о значении потенциалов на ограниченном количестве контрольных точек;
- оперативный контроль значений защитных потенциалов на всех участках рассматриваемого МН, в случае недопустимых значений защитного потенциала на каком-либо участке МН, позволяет своевременно принимать меры для устранения замечаний;
- нет необходимости оснащать аппаратурой телеметрического контроля все СКЗ участка МН, достаточно обеспечить аппаратурой дистанционного контроля примерно 30 % СКЗ;
- особенностью вышеописанного дистанционного контроля защитных потенциалов является то, что получаемые расчетные значения потенциалов, с незначительной погрешностью соответствуют фактическим в определенный момент времени.

Оперативный дистанционный контроль значений защитных потенциалов на всех участках МН позволяет своевременно определять незащищенные участки МН, устранять причины снижения защищенности, повышая безопасность эксплуатации магистральных газонефтепродуктопроводов.

Литература

1. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. М.: ИПК, Издательство стандартов, 1998, с. 77.
2. «Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов», РАО «ГАЗПРОМ», Москва, 2001 г.