EVALUASI SURVEI KETEBALAN (THICKNESS POINT) DAN KOROSI JARINGAN PIPA MINYAK LAPANGAN TANJUNG

Oleh:
Ilmi Ikhsan – ITB
M. Taufik - ITB
P. Subiatmono - UPNVY
Aris Buntoro - UPNVY
Hariyono – UBEP Tanjung

ABSTRAK

Karena seluruh pipa lama *trunkline* lapangan Tanjung minimal telah berumur 49 tahun, tanpa proteksi, mengalami korosi lokal berbahaya di beberapa titik dan kemungkinan banyak korosi pitting dengan berbagai kondisi di lokasi yang terbenam dalam tanah, maka sebaiknya mengaplikasikan jenis coating khusus (*water based special coating*) teknologi mutakhir, yang tidak lagi mengandalkan daya lekat namun bereaksi dengan baja, juga tidak lagi memerlukan prosedur standar penyiapan permukaan, selain ekonomis, tidak lagi memerlukan proteksi katodik, juga cocok untuk proteksi pipa di atas permukaan tanah.

Kondisi pipa flowline tua dilihat dari korosi umum, masih dalam kondisi normal, yang ditandai dengan laju korosi 0.01 mm/tahun atau kedalaman penipisan 5.3%. Kondisi pipa trunkline ini dapat dibagi dalam tiga kategori, yaitu : (1). lokasi yang mengalami korosi fatigue, yaitu segmen 6" BS I ke trunkline 10"; (2). Lokasi yang mengalami korosi lokal, yaitu segmen trunkline 10" yang mengalami korosi intergranular di T-018 dan segmen BS VI ke trunkline 10" yang mengalami pitting; dan (3). Lokasi yang mengalami korosi merata, yaitu seluruh jalur trunkline sisanya. Untuk kategori pertama, bila investigasi berikutnya memastikan adanya korosi fatigue, maka perlu dilakukan tindakan untuk mengatasi vibrasi serta perhitungan umur sisa yang berbeda.

Untuk kategori kedua, perlu segera diprogramkan penggantian pipa atau monitoring yang lebih sering. Sedangkan untuk kategori ketiga hanya memerlukan inspeksi reguler agar kondisinya tidak rusak oleh pihak ketiga atau tertimbun tanah/tergenang air atau akibat penurunan permukaan tanah.

Key Words: Korosi, Jaringan Pipa, Remaining Life.

PENDAHULUAN

Sebagai bagian tak terpisahkan dalam menjaga kontinuitas penyaluran minyak, kebocoran akibat korosi merupakan problem pertama yang diperhatikan karena menyangkut aspek keselamatan (*safety*) maupun aspek ekonomi (*asset*). Dilihat dari segi keamanannya, pengelolaan pendistribusian hasil minyak dan gas bumi harus dapat menjamin keamanan bagi manusia dan lingkungan. Juga dari segi ekonomisnya, untuk mejaga kapasitas produksi yang diinginkan, maka bagi Unit Bisnsi Pertamina EP Tanjung sebagai suatu unit bisnis perminyakan yang bergerak di hulu, mau tidak mau tetap juga harus menghadapi pilihan untuk peduli dengan korosi dengan konsekuensi lebih terjaminnya keamanan penyaluran minyak walaupun dengan biaya operasional awal yang relatif lebih besar, atau membiarkan proses korosi itu terjadi atau tidak peduli sama sekali, tetapi dengan konsekuensi biaya pemeliharaan yang semakin tinggi. Oleh karena itu diperlukan tindakan yang efektif terlebih mengingat umur yang sudah tua.

Korosi adalah suatu kejadian alamiah dan pasti terjadi sehingga pengendaliannya mutlak dilakukan, termasuk dalam memastikan keandalan penyaluran minyak dari sumur hingga ke tempat proses pengolahannya. Oleh karenanya dalam pengerjaan pengukuran dan perhitungan minyak mentah di lapangan Tanjung, perhitungan terhadap kekuatan dan

umur pipa melalui survey kebocoran dan korosi perlu dilakukan.

DASAR TEORI

Korosi

Korosi dapat didefenisikan sebagai degradasi material akibat terjadinya reaksi dengan lingkunganya. Korosi biasanya menimbulkan beberapa pengaruh yang tidak diinginkan menyangkut penampakan, biaya operasi dan pemeliharaan, terhentinya operasi produksi, persoalan kontaminasi, kehilangan produksi serta aspek kemananan dan keandalan. Besarnya biaya penanganan karena korosi ini sangat tinggi; untuk negara-negara industri nilainya mencapai 3.5% dari GNP, yang di Amerika Serikat mencapai $300.000.000.000 per tahun, sedangkan di Indonesia diperkirakan $2 miliar per tahun.

Mekanisme Korosi

Korosi logam merupakan reaksi elektrokimia yang terjadi pada pemukaan logam yang mengubah atom logam menjadi senyawa logam. Proses korosi dapat diilustrasikan pada contoh pelarutan logam dalam larutan elektrolit sebagaimana terlihat pada **Gambar 1**. Sebagai contoh adalah pelarutan logam besi dalam larutan asam.

Reaksinya adalah :

$$Fe + 2HCl \rightarrow FeCl_2 + H_2$$

$$Fe + 2H^+ + 2Cl^- \rightarrow Fe^{2+} + 2Cl^- + H_2$$

$$Fe \rightarrow Fe^{2+} + 2e$$

$$2H^+ + 2e \rightarrow H_2$$

Atom besi pindah ke larutan sebagai ion besi yang membawa muatan listrik positif. Peristiwa ini dinamakan oksidasi atau korosi besi yang terjadi di permukaan logam yang potensial elektrikalnya lebih rendah dari permukaan logam yang lain. Daerah dimana ion logam meningalkan logam menuju elektrolit ini disebut anoda dan reaksinya disebut reaksi anodik.

Karena sistem cenderung selalu menjaga kesetimbangannya maka pada saat yang sama di permukaan logam yang lain terjadi reaksi kebalikan atau reaksi reduksi. Ion hidrogen direduksi menjadi gas hidrogen dan keluar dari larutan. Peristiwa ini terjadi di daerah permukaan logam yang potensial elektrikalnya lebih tinggi. Daerah ini disebut katoda dan reaksinya disebut reaksi katodik, disini korosi tidak terjadi.

Reaksi keseluruhan untuk logam M adalah :

pada anoda :

$$M \rightarrow M^+ + e^- \quad (1)$$

pada katoda:

$$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2 \quad (2)$$

$$O_2 + H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^- \quad (3)$$

$$M^{2+} + e^- - \rightarrow M^+ \quad (4)$$

Pada katoda, reaksi (2) dan (3) mendominasi reaksi katodik dan menentukan laju korosi.

Saat korosi terjadi, ion logam yang bermuatan listrik positif meninggalkan permukaan logam sehingga terjadi perpindahan (aliran) listrik dari logam ke lingkungan dan di permukaan logam pada katoda arus listrik masuk ke logam karena spesies muatan positif pada katoda direduksi oleh elektron pada permukaan logam.

Mekanisme korosi di permukaan logam ini dapat digambarkan secara skematik sebagaimana terlihat dalam **Gambar 2**.

Pengendalian terhadap korosi secara umum dilakukan antara lain dengan cara memilih material yang lebih tahan lingkungan korosif, mengisolasi logam dari lingkungan korosif, memodifikasi lingkungan sehingga bersifat kurang korosif, dan membalikkan reaksi elektrokimia yang terjadi pada permukaan logam menggunakan proteksi katodik. Korosi pada jaringan pipa di darat umumnya diproteksi dengan coating plus proteksi katodik untuk struktur yang terbenam dalam tanah.

Potensial Korosi dan Kriteria Proteksi

Suatu logam yang berada di lingkungan elektrolit umumnya akan terkorosi. Dalam kondisi ini terdapat beda potensial antara logam dan elektrolit, yang diukur menggunakan suatu elektroda pembanding, dan nilainya disebut potensial korosi atau *natural potential*. Untuk baja dalam tanah nilai potensial tersebut adalah sekitar 500 mV terhadap elektroda pembanding $Cu/CuSO_4$ jenuh. Makin tinggi nilai potensial logam, makin tinggi laku korosinya.

Bila suatu proteksi katodik diterapkan atau logam dialiri arus listrik melalui elektrolit maka potensial korosi logam tersebut akan turun dan laju korosinya berkurang.

Menurut standart NACE RP 0169-2002, logam dikatakan terproteksi bila turunnya potensial mencapai -850 mV vs $Cu/CuSO_4$ jenuh atau lebih negatif.
Beberapa kriteria proteksi untuk baja dan besi tuang lainnya adalah :

a. Pergeseran Potensial Antarmuka; karena potensial korosi baja sekitar -550 mV (vs $Cu/CuSO_4$ jenuh) dan potensial proteksinya ≤ -850 mV biasanya proteksi dilakukan dengan menurunkan potensial antarmuka baja ≥ 300 mV dari potensial korosinya (*potential shift*) dan *potential shift* ≥ 300 mV ini dapat digunakan sebagai kriteria terproteksi.
b. 100 mV *Polarization*; polarisasi sebesar ≥ 100 mV lebih rendah dari potensial korosinya setelah arus proteksi diputus (*decay potential*) dapat digunakan sebagai kriteria proteksi katodik.

Inspeksi Korosi Jaringan Pipa Minyak Lapangan Tanjung.

Survey Potensial Korosi

Seluruh *flowline* dan *trunkline* Pertamina EP tidak menggunakan proteksi katodik sehingga survey potensial korosi hanya digunakan untuk mendeteksi adanya *stray current* dari sumber listrik yang berdekatan. Lokasi ini terdapat disekitar sumur T-018 (**Gambar 3** dan **4**).

Pengukuran potensial korosi menggunakan elektroda *Copper Sulphate* (**Gambar 5**) di area yang tergolong landai dan lembab disekitar area tersebut, yakni sekitar 25 m sesudah T-018, dan dibandingkan dengan area tanah urugan sebelum T-018. Pada pengukuran ini, karena sumber listrik T-018 tidak dapat di-ON/OFF-kan, maka hanya pengukuran potensial natural pipa yang dilakukan.

Dari profil di atas terlihat tidak ada pengaruh signifikan dari sumber tegangan listrik T-018, sehingga kondisi potensial korosi yang lebih tinggi di 25 setelah T-018 dibandingkan 25 m sebelumnya lebih disebabkan perbedaan struktur tanah.

Pada titik potensial korosi yang terendah lalu dilakukan penggalian untuk mengecek ketebalan pipa (**Gambar 6**) lalu dibandingkan dengan ketebalan pada titik yang potensial korosinya lebih rendah (**Gambar 7**).

Inspeksi Visual Kebocoran, Coating dan ROW (*Point of Interest*)

Dari sejarah kebocoran, terlihat frekuensi kebocoran yang selalu terjadi setiap tahunnya; berikut ditampilkan data kebocoran pada tahun terakhir pada **Tabel 1**.

Dalam inspeksi di Lapangan Tanjung ini, deteksi kebocoran dilakukan dengan *off-line leak detection* berupa inspeksi *visual rute pipeline* diperlihatkan pada **(Gambar 8).**

Survey Ketebalan

Pengukuran tebal pipa trunkline 10" juga pernah dilakukan pada bulan Februari 2007 oleh Dept. SHE Pertamina EP dengan alat ukur yang menurut informasi verbal masih dalam masa kalibrasi (namun belum diketahui jenis, tahun pembuatan dan No. Seri peralatan), hasil survey ditunjukkan pada **Tabel II.**

Karena selang waktu pengukuran bulan Februari dan April 2007 masih dapat diasumsikan merupakan pengukuran pada saat yang berdekatan, sehingga tinggal menguji apakah data bulan Januari 2007 tersebut dapat dipakai untuk digabungkan menggunakan analisis statistikal. Bila berdasarkan hasil analisis ternyata dapat digabungkan, maka distribusi normal umur sisa dari penggabungan dua data pengukuran tersebut dapat dilaporkan.

Perkiraan Umur Sisa

Umur sisa ekonomis adalah umur pipa untuk dapat dioperasikan secara aman dan andal. Ini diturunkan dari kondisi tebal dinding, laju korosi dan tebal yang dipersayaratkan/dibutuhkan menurut perhitungan (missalnya t_{min} = 0.1 inch).

Perhitungan ini harus dengan asumsi bahwa: (i) tidak ada pitting atau jenis korosi terlokalisasi terjadi, dan (ii) laju korosi adalah konstan, yang sebaiknya berdasarkan sistem proteksi coating plus proteksi katodik untuk struktur yang terbenam dalam tanah.
Sehingga, umur sisa dapat dihitung sebagai berikut :

Umur Sisa = (tebal aktual – tebal yang dibutuhkan) / laju korosi

Berdasarkan *remaining strength* untuk pengukuran tebal pada April 2007, maka umur sisa yang dihitung dari rumus Barlow untuk segmen pipa *flow line* 3", *trunkline* 6", *trunkline*

8" dan *trunkline* 10" (kecuali untuk lokasi 25 m setelah T-018 yang telah diketahui terkena korosi lokal berupa korosi intergranular) seperti terlihat pada **Tabel III.**

Sebagai perbandingan dengan pengukuran sebelumnya (Jan. 2007), hasilnya minimum ketebalan adalah sebagai berikut (dengan tanpa penjelasan apakah titik pengukuran minimum tersebut merupakan penipisan korosi merata atau pitting).

Berdasarkan data hasil pengukuran tebal dinding pipa *trunkline* 10", Januari dan Maret/April 2007 diatas, maka dapat diketahui prioritas inspeksi/repair tahun berikutnya berdasarkan *remaining life*-nya yang telah habis, ditunjukkan pada **Tabel IV.**

Analisa

Kondisi pipa flowline tua dilihat dari korosi umum, masih dalam kondisi normal, yang ditandai dengan laju korosi 0.01 mm/tahun atau kedalaman penipisan 5.3%. Kondisi pipa trunkline ini dapat dibagi dalam tiga kategori, pertama, lokasi yang mengalami korosi fatigue, yaitu segmen 6" BS I ke trunkline 10"; kedua, lokasi yang mengalami korosi lokal, yaitu segmen trunkline 10" yang mengalami korosi intergranular di T-018 dan segmen BS VI ke trunkline 10" yang mengalami pitting; dan ketiga, lokasi yang mengalami korosi merata, yaitu seluruh jalur trunkline sisanya. Untuk kategori pertama, bila investigasi berikutnya memastikan adanya korosi fatigue, maka perlu dilakukan tindakan untuk mengatasi vibrasi serta perhitungan umur sisa yang berbeda. Untuk kategori kedua, perlu segera diprogramkan penggantian pipa atau monitoring yang lebih sering. Sedangkan untuk kategori ketiga hanya memerlukan inspeksi reguler agar kondisinya tidak rusak oleh pihak ketiga atau tertimbun tanah/tergenang air atau akibat penurunan permukaan tanah.

Dari profil ketebalan juga terlihat pipa trunkline 6" lama (BS III, IV, dan berdasarkan *rule-of-thumb*, penipisan dinding pipa tergolong ringan bila kedalaman korosi terhadap tebal dinding, d/t < 0.3, tergolong sedang bila d/t = 0.3 hingga 0.5, dan tergolong berat (berbahaya) bila d/5 > 0.5. Berdasarkan pengukuran terakhir (Maret/April 2007), penipisan dindng pipa trunkline 10" tergolong ringan, maksimum d/t = 0.1 dengan rata-rata d/t = 0.03. Namun berdasarkan pengukuran yang dilakukan Unit Bisnis Pertamina EP Tanjung pada bulan Januari 2007 (**Tabel V**) hampir seluruh pengukuran (90% lebih titik pengukuran, mulai dari lokasi depan rumah no. 23 RT 01 antara T-008 ke T-038 hingga SPU), berada pada posisi d/t ≥ 0.5.

Terlihat dari profil d/t pengukuran Januari 2007 di atas, seolah-olah adanya kesalahan alat ukur yang menyebabkan d/t meningkat drastis. Namun hal yang perlu diperhatikan adalah dengan hasil pengukuran oleh Unit Bisnis Pertamina EP Tanjung tersebut mengindikasikan keharusan untuk menjadual inspeksi tahunan, sedangkan bila mengacu pada perhitungan Maret/April 2007 maka inspeksi berikutnya harus dilakukan sebelum 2011.

Karena seluruh pipa lama *trunkline* lapangan Tanjung minimal telah berumur 49 tahun, tanpa proteksi, mengalami korosi lokal berbahaya di beberapa titik dan kemungkinan banyak korosi pitting dengan berbagai kondisi di lokasi yang terbenam dalam tanah, maka sebaiknya mengaplikasikan jenis coating khusus (*water based special coating*) teknologi mutakhir, yang tidak lagi mengandalkan daya lekat namun bereaksi dengan baja, juga tidak lagi memerlukan prosedur standar penyiapan permukaan, selain ekonomis, tidak lagi memerlukan proteksi katodik, juga cocok untuk proteksi pipa di atas permukaan tanah.

KESIMPULAN

1. Korosifitas pipa trunkline lebih disebabkan oleh korosi merata. Hanya beberapa lokasi yang terindikasi mengalami korosi lokal yang parah, yaitu trunkline 6" di lokasi yang sering bocor dekat T-080 dan trunkline 10" setelah T-018, dugaan fatigue corrosion di BS-I, serta kemungkinan di lokasi-lokasi yang terkubur dalam tanah lainnya.
2. Kemungkinan korosi internal tidak mendominasi hanya saja menimbulkan problem pitting yang berbahaya, yang diidikasikan dengan kebocoran pada arah jam 6 di BS-VI dan BS-I.

REKOMENDASI

1. Segera menyiapkan program penggantian pipa terutama di lokasi yang mengalami korosi terlokalisasi di sumur T-018.

2. Segera menyiapkan program aplikasi coating.
3. Segera melakukan failure analysis kebocoran untuk trunkline 6" BS I, dengan dugaan sementara kegagalan akibat fatigue.
4. Survey ketebalan dinding pipa untuk seluruh trunkline berikutnya harus dilakukan setiap tahun, minimal sebelum tahun 2011.

UCAPAN TERIMA KASIH

Tim Penulis mengucapkan terima kasih kepada Manajemen UNIT BISNIS PERTAMINA EP Tanjung yang telah memberikan izin untuk mempublikasikan tulisan ini.

DAFTAR PUSTAKA

1. ASME B31.4, *Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons & Other Liquid*
2. NACE RP 0502 – 2002 *Pipeline External Corrosion Direct Assessment*
3. NACE RP-01-69-2002 *Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping System*
4. NACE TM 0497 – 2002 *Measurement Techniques related to Criteria for Cathodic Protection on Underground or Submerged Metallic Piping System*
5. API - MPMS; Chapter 10, Determination of Sediment and Water in Crude Oil by the Centrifuge Method (Field Procedure).
6. API-MPMS. Chapter 12, Instruction for Calculating Liquid Petroleum Quantities Measured by Turbine or Displacement Meters.

Tabel I.
Data Kebocoran (semua system perpipaan) Tahun 2007

No.	Uraian	Tanggal
1	Las / perbaikan line injeksi T - 11 (bocor)	17-Jan-07
2	Perbaikan line air 3" T - 102 (bocor)	19-Jan-07
3	Pengelasan trunk line BS - II di T - 90 (bocor)	29-Jan-07
4	Las pipa coller pompa injeksi WIP (bocor)	29-Jan-07
5	Tanggulangi flow line 4" T - 129 di T - 78 (bocor di clam)	29-Jan-07
6	Perbaikan trunk line 6" BS - I (bocor)	6-Feb-07
7	Perbaikan line 2" Casing di T.45 (bocor)	15-Feb-07
8	Pengelasan tanki air 12 ton (bocor)	22-Feb-07
9	Perbaikan trunk line 6" BS - IV (bocor)	22-Feb-07
10	Perbaikan trunk line 6" BS - I (bocor)	23-Feb-07
11	Ganti line sirkulasi pompa 1 BS - IV (bocor)	10-Mar-07
12	Perbaikan trunk line 6" BS - VI (bocor)	10-Mar-07

Tabel 11.
Hasil Pengukuran Tebal Pipa Trunkline 10" Bulan Februari 2007

N0.	TOP	BTM	LEFT	RIGHT	LOC
1	9.50	-	9.63	9.68	Sambungan pipa sbrg BS III
2	9.91	-	11.05	10.21	Dekat tumpukan pipa sbrg BS III
3	10.03	-	9.73	8.64	Depan patok pertamina
4	9.75	-	9.91	9.96	Depan rmh No. 3 RT 1
5	9.55	-	10.67	11.05	Depan rmh No. 5 RT 1
6	9.96	-	9.93	9.91	Depan rmh No. 13 RT 1
7	9.35	-	9.37	9.45	Depan rmh No. 19 RT 1
8	9.30	-	9.73	9.91	Depan rmh No. 23 RT 1
9	9.22	-	9.70	10.06	Sbrg rmh No. 36 RT 1
10	10.08	-	9.93	9.40	Sbrg rmh No. 38 RT 1
11	9.91	-	9.93	9.96	Diatas saluran air
12	9.75	-	10.06	9.96	Depan rmh No. 25 RT 1
13	10.16	-	9.98	10.01	2 rmh sblm No. 35 RT 1
14	9.78	-	10.03	9.70	Depan rmh No. 35 RT 1
15	8.66	9.25	9.14	9.19	Depan rmh No. 37 RT 1

Tabel III
Umur Sisa Segmen Pipa Pertamina EP Tanjung Berdasarkan Hasil Pengukuran Tebal Dinding Pipa Minimumnya, Maret/April 2007

Segmen Pipa	OD (inch)	Tebal Nom. (mm)	Tebal Aktual (mm)	Laju Korosi (mm/thn)	MAOP (psi)	Tebal yg Dipersyaratkan (mm)	Umur Sisa (thn)
Flowline	3.5	5.49	5.2	0.006	1474	4.12	>60
BS I	6.625	7.11	6.2	0.057	928	6.80	habis
BS II	6.625	7.11	6.2	0.019	928	6.80	habis
BS III	6.625	7.11	7.0	0.002	1048	6.80	>60
BS IV	6.625	7.11	6.7	0.008	1003	6.80	habis
BS V	6.625	7.11	6.9	0.004	1033	6.80	21.8
BS VI	6.625	7.11	6.9	0.004	1033	6.80	21.8
Trunkline 8"	8.625	8.18	7.9	0.006	909	7.78	21.3
Trunkline 10"	10.75	11.13	8.6	0.014	794	8.81	habis

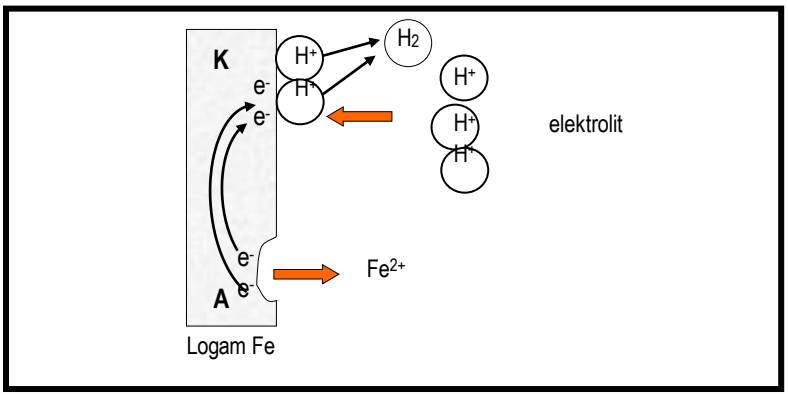
Catatan: 1. Tekanan maksimum pipa trunkline untuk perhitungan tebal yang dipersyaratkan adalah "specified by operator" (berdasarkan min. MAWP existing = 634 psig, hasil perhitungan Pertamina EP pada Januari 2007)
2. Umur pipa penyisipan diasumsi sama dengan umur pipa awal BS I (7 tahun).

Tabel IV
Prioritas Inspeksi Pipa Berdasarkan Titik Pengukuran Bulan Maret/April 2007

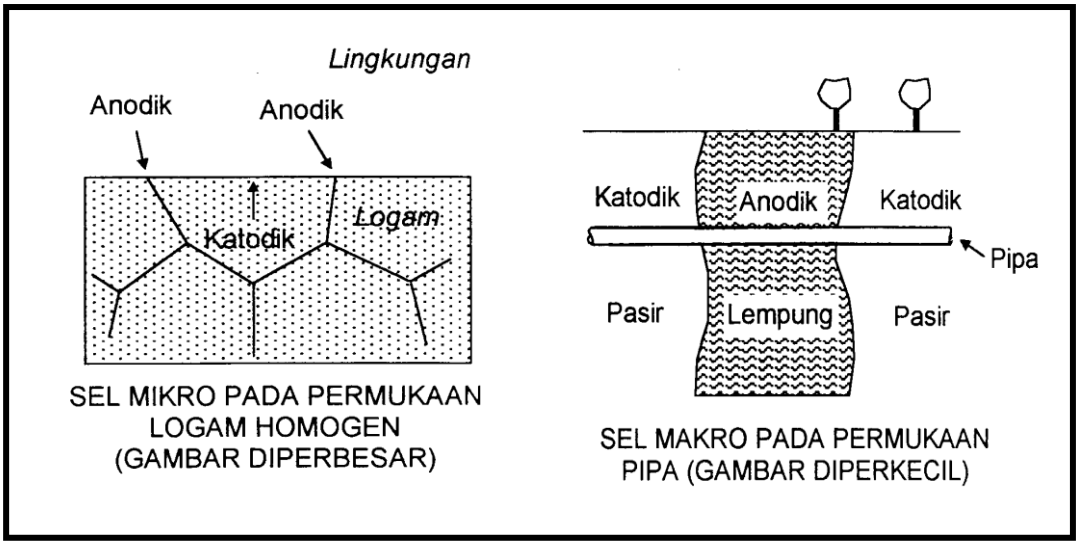
No.	Lokasi	No.	Lokasi
1	Depan patok pertamina	21	50 m stlh spg T. 30
2	Depan rmh No. 37 RT 1	22	Depan rumh No. 1 RT 1 Mngl
3	100 m dr kuburan	23	Depan rumh No. 7 RT 1 Mngl
4	100 m sblm spg T. 73	24	Depan rumh No. 13 RT 1 Mngl
5	150 meter sebelum sawah	25	Depan rumh No. 19 RT 1 Mngl
6	depan sawah	26	Depan rumh No. 25 RT 1 Mngl
7	depan rumah no.21 Rt.03	27	Depan rumh No. 31 RT 1 Mngl
8	depan rumah no.42 Rt.03	28	Depan rumh No. 37 RT 1 Mngl
9	depan T.60	29	5 m stlh SD Jaing Mngl
10	depan station VIII.B	30	Depan rumh No. 47 RT 1 Mngl
11	125 meter sesudah station VIII.B	31	Depan rumh No. 53 RT 1 Mngl
12	40 meter sesudah T.35	32	200 m stlh spg T. Siring
13	200 meter sesudah T.35	33	225 m stlh spg T. Siring
14	150 meter sebelum T.61	34	250 m stlh spg T. Siring
15	50 meter sebelum T.61	35	275 m stlh spg T. Siring
16	depan T.61	36	300 m stlh spg T. Siring
17	25 meter sesudah T.61	37	325 m stlh spg T. Siring
18	125 meter sesudah T.61	38	350 m stlh spg T. Siring
19	5 meter sblm simpang T.30	39	375 m stlh spg T. Siring
20	25 m stlh spg T.30	40	Depan pintu pertama SPU

Tabel V
Pengukuran Bulan Januari 2007

Pipe Segments	d/t	Pipe Segments	d/t
Sambungan pipa sbrg BS III	0.1	125 meter sesudah station VIII.B	0.8
Dekat tumpukan pipa sbrg BS III	0.1	50 meter sebelum jembatan Jaing	0.8
Depan patok pertamina	0.3	20 meter sebelum T.35	0.8
Depan rmh No. 3 RT 1	0.3	5 meter sesudah simpang T.35	0.8
Depan rmh No. 5 RT 1	0.3	40 meter sesudah T.35	0.8
Depan rmh No. 13 RT 1	0.4	150 meter sesudah T.35	0.8
Depan rmh No. 19 RT 1	0.4	175 meter sesudah T.35	0.8
Depan rmh No. 23 RT 1	0.5	200 meter sesudah T.35	0.9
Sbrg rmh No. 36 RT 1	0.5	225 meter sesudah T.35	0.8
Sbrg rmh No. 38 RT 1	0.5	175 meter sebelum T.61	0.8
Diatas saluran air	0.5	150 meter sebelum T.61	0.9
Depan rmh No. 25 RT 1	0.5	50 meter sebelum T.61	0.9
2 rmh sblm No. 35 RT 1	0.6	depan T.61	0.9
Depan rmh No. 35 RT 1	0.6	25 meter sesudah T.61	0.9
Depan rmh No. 37 RT 1	0.6	50 meter sesudah T.61	0.9
Dekat valve sbrg spg BS II	0.6	75 meter sesudah T.61	0.9
Depan kuburan	0.7	125 meter sesudah T.61	0.9
100 m dr kuburan	0.7	5 meter sblm simpang T.30	0.9
200 m sblm spg T. 73	0.7	25 m stlh spg T.30	0.9
100 m sblm spg T. 73	0.7	50 m stlh spg T. 30	0.9
50 m stlh spg T. 73	0.7	Depan rumh No. 1 RT 1 Mngl	0.9
10 m stlh line pipe T. 73	0.7	Depan rumh No. 7 RT 1 Mngl	0.9
Diatas saluran air sbrg T.100	0.7	Depan rumh No. 13 RT 1 Mngl	0.9
50 m stlh spg T. 12	0.7	Depan rumh No. 19 RT 1 Mngl	0.9
150 meter sebelum sawah	0.7	Depan rumh No. 25 RT 1 Mngl	0.9

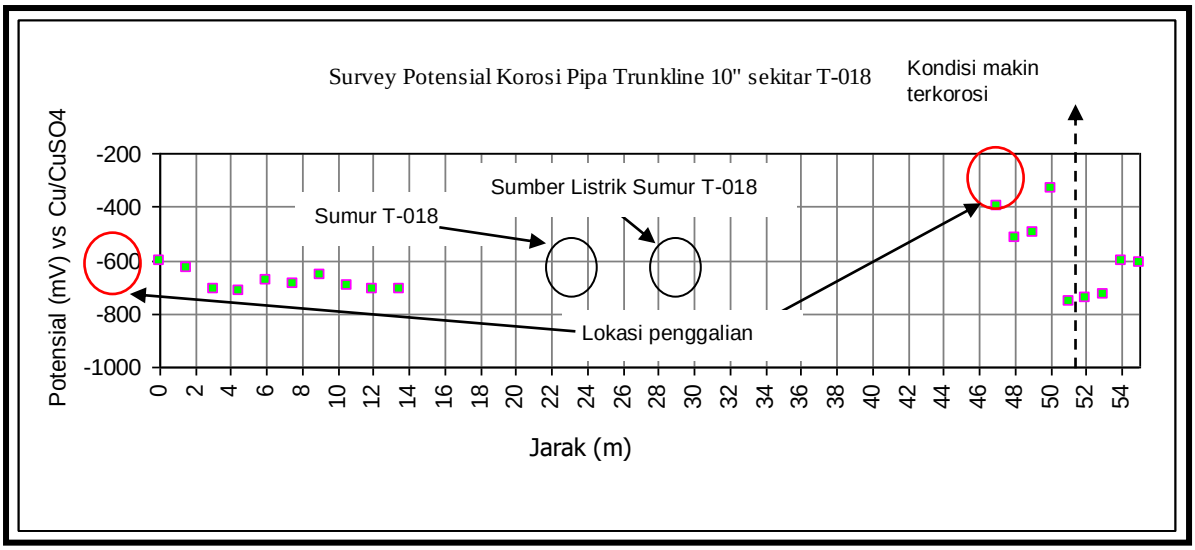


Gambar 1.
Skematik Pelarutan ion Logam ke Larutan Dalam Proses Korosi Dengan Membawa Muatan Positif

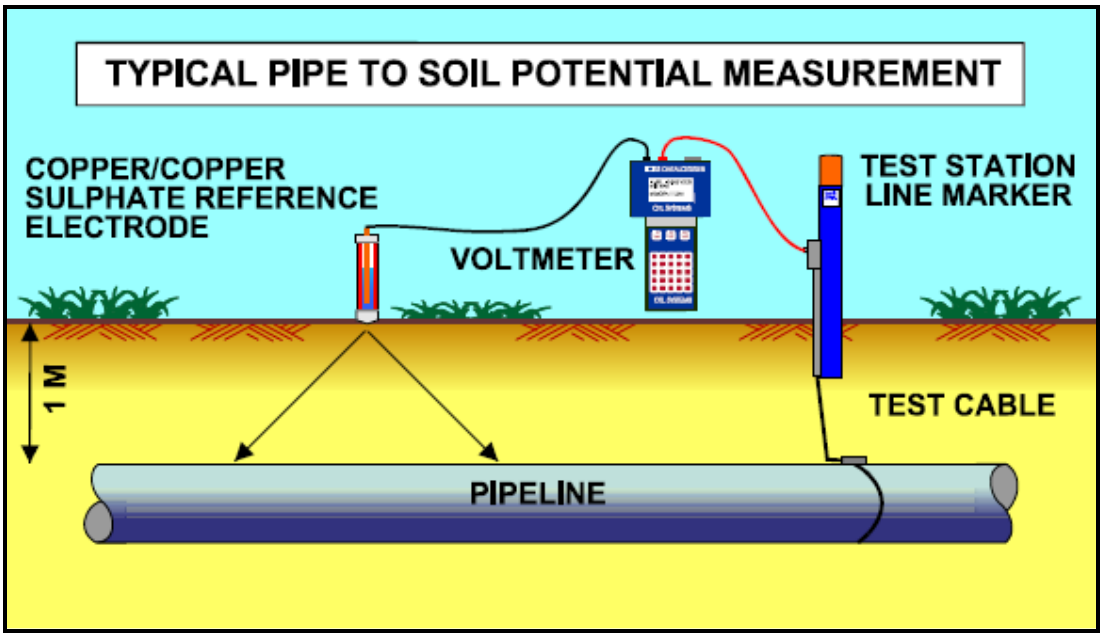


Gambar 2.
Korosi Mikro Akibat Stratifikasi Energi/Potensial dan Sel Korosi Makro pada Permukaan Logam

Gambar 3.
Area T-108



Gambar 4.
Survey Potensial Korosi dan Pengaruh Sumber Arus diatas Pipa di Lokasi Sekitar 25 m Setelah T-018



Gambar 5.
Skema pengukuran potensial

Gambar 6.
Penggalian di Lokasi Sekitar 25 m Setelah T-018

Gambar 7.
Pengukuran Tebal Pipa pada Lokasi 25 m Setelah T-018

6″ BS I

6″ BS VI

Kondisi internal organic coating pipa instalasi awal (flowline) menunjukkan kondisi bagian dalam pipa tidak terkororsi

pressure gage di trunkline tidak berfungsi karena sudah rusak atau kemungkinan pemasangan yang salah

Gambar 8.
Inspeksi Visual Rute Pipeline Lapangan Tanjung