BAB V

PEMBAHASAN

5.1 Laju Korosi di PT Pertamina Geothermal Energy

Setelah pipa baja dipakai selama 30 tahun maka ketebalan pipa telah berkurang dari ketebalan awal pipa semula, hal ini terjadi akibat adanya peristiwa korosi yang menyertainya.

Berdasarkan pengamatan laju korosi dengan menggunakan alat *Corrosometer CK 3 Portable Monitor* pada bulan Juni tahun 2013 didapat data laju korosi tertinggi yaitu berada pada sumur KMJ 53 dengan laju korosi sebesar 1,7033 Mpy (Lihat Lampiran C).

Hal ini dikarenakan tingginya kandungan gas H_2S atau gas Hidrogen Sulfida, yang mengalir pada jalur pipa KMJ 53 sebesar 8,25 mmol/kg Kondensat (Lihat Lampiran B) dengan ketebalan awal pipa sebesar 0,750 inch (Lihat Lampiran A) setelah dipakai selama 30 tahun ketebalan pipa telah menjadi sebesar 0,364 inch (Lihat Lampiran D) dengan tebal minimal operasi atau *Thickness required* yang dipersyaratkan dipakai sebesar 0,187 inch (Lihat Lampiran D) maka pipa telah kehilangan ketebalan sebanyak 0,386 inchi setelah beroperasi selama 30 tahun, jika laju korosi secara konstan memiliki nilai sebesar 1,7033 Mpy (Lihat Lampiran C) maka sisa umur pipa atau *remaing service life* pipa pada titik pengamatan pipa di kmj 53 harus diganti setelah dipakai selama 2,6 tahun lagi atau harus diganti pada tahun 2015 jika pipa tidak diganti maka akan terjadi ledakan pada pipa karena pipa tidak sanggup lagi menahan tekanan operasi kepala sumur uap kmj 53 sebesar 14,80 Kscg (Lihat Lampiran C)

repository.unisba.ac.id

Hal ini sangat berbeda dengan titik pengamatan kmj 59 dengan laju korosi sebesar 0,1217 Mpy (Lihat Lampiran C) dengan kandungan sedikit senyawa gas H_2S atau gas Hidrogen sulfida yang mengalir pada jalur pipa KMJ 59 sebesar 3,23 mmol/kg Kondensat (Lihat Lampiran B) dengan ketebalan awal pipa sebesar 0,750 inch Mpy (Lihat Lampiran A) setelah dipakai selama 30 tahun ketebalan pipa menjadi sebesar 0,402 inch (Lihat Lampiran D) dengan pengurangan ketebalan pipa sebesar 0,348 inchi (Lihat Lampiran D) ketebalan pipa yang hilang dikarenakan persitiwa korosi yang terjadi pada bagian dalam pipa. Dengan tebal minimal operasi atau *Thickness required* yang dipersyaratkan dipakai sebesar 0,195 inch (Lihat Lampiran D) maka jika laju korosi secara konstan memiliki nilai sebesar 0,1217 Mpy (Lihat Lampiran C) sisa umur pipa atau *remaing service life* pipa pada titik pengamatan pipa di kmj 59 harus diganti setelah dipakai selama 43,3 tahun lagi atau harus diganti pada tahun 2056 jika pipa tidak diganti maka akan terjadi ledakan pada pipa karena pipa tidak sanggup lagi menahan tekanan operasi kepala sumur uap kmj 59 sebesar 16,00 Kscg (Lihat Lampiran C). Laju korosi yang terjadi di PT Pertamina Geothermal Energy tidak memiliki laju yang sama melainkan berubah-ubah (Lihat Lampiran F).

Selain faktor senyawa korosif faktor suhu dan tekanan yang tinggi juga merupakan salah satu faktor penyebab tingginya laju korosi pada pipa hal ini dikarenakan bila pipa beroperasi pada suhu yang tinggi maka reaksi oksidasi dan reduksi dapat berlangsung dengan cepat, sedangkan pada tekanan yang tinggi akan terjadi korosi erosi. Sebagai perbadingan laju korosi dengan tekanan, temperatur dan kandungan senyawa hidrogen sulfida dapat dilihat pada tabel 5.1 di halaman selajutnya.

repository.unisba.ac.id

Tabel 5.1
Perbandingan Laju Korosi dengan Tekanan, Temperatur dan Kandungan Senyawa Korosif Hidrogen sulfida(H_2S)

Jalur Pipa	Bulan	Laju Korosi (Mpy)	Tekanan (Kscg)	Temperatur (˚C)	Kandungan senyawa H_2S (mmol/kg kondensat)
KMJ 11	Juni	0,6083	8.60	179	4,52
	Juli	0,1217	8.60	179	3,34
	Agustus	0,0608	8.90	180	3,11
KMJ 14	Juni	0,3650	12.4	180	3,82
	Juli	0,4867	12.4	180	4,32
	Agustus	0,1217	12.4	179	3,32
KMJ 17	Juni	1,2167	10.90	180	7,14
	Juli	0,2433	10.90	180	3,34
	Agustus	0,2433	10.90	180	3,34
KMJ 18	Juni	0,9733	10.20	182	6,24
	Juli	0,0608	10.20	182	3,11
	Agustus	0,0608	10.90	184	3,11
KMJ 67	Juni	0,4867	12.70	188	4,24
	Juli	0,2433	12.70	188	3,23
	Agustus	0,2433	12.40	188	4,23
KMJ-24/72/25	Juni	0,6083	13.80	175	4,12
	Juli	0,2433	13.80	175	3,34
	Agustus	0,2433	13.60	175	4,34
KMJ 51	Juni	0,3650	12.70	178	3,63
	Juli	0,6692	12.60	178	5,72
	Agustus	0,2433	12.60	178	3,72
KMJ-38 / 45	Juni	0,9733	9.10	171	6,25
	Juli	0,0608	9.10	171	3,02
	Agustus	0,1217	9.00	171	4,32
KMJ-26/42/65	Juni	0,0487	12.40	180	3,26
	Juli	0,1825	12.40	180	4,67
	Agustus	0,2433	12.20	180	4,67
KMJ-36	Juni	0,2433	9.00	174	3,25
	Juli	0,9733	9.00	174	6,43
	Agustus	0,2433	9.30	178	4,43
KMJ-63/73/74	Juni	0,0608	15.00	175	3,32
	Juli	0,6083	15.00	175	5,67
	Agustus	0,0608	14.80	190	3,22
CHR-A	Juni	0,0608	12.30	191	3,24
	Juli	0,6083	12.30	191	4,35
	Agustus	0,0608	11.90	192	3,35
KMJ-59	Juni	0,1217	16.00	191.8	3,23
	Juli	0,1217	16.00	191.8	4,34
	Agustus	0,1217	16.90	194.4	3,34
KMJ-53	Juni	1,7033	14.80	19.2	8,25
	Juli	0,3650	14.80	190	4,53
	Agustus	0,7300	15.60	194.4	5,83

repository.unisba.ac.id

Berdasarkan hasil pengamatan terhadap suhu dan tekanan tertinggi berada pada titik pengamatan KMJ 59 dengan tekanan sebesar 16,00 Kscg dan temperatur sebesar 191.8 C dengan laju korosi sebesar 0,1217 Mpy dibandingkan dengan titik pengamatan KMJ 26/42/65 dengan tekanan sebesar 12.40 Kscg dan temperatur sebesar 180 ˚C dengan perbedaan kandungan senyawa korosif hidrogen sulfida(H_2S) yang tidak terlalu berbeda KMJ 59 memiliki kandungan hidrogen sulfida(H_2S) sebesar 3,23 mmol/kg kondensat dan KMJ 26/42/65 memiliki kandungan hidrogen sulfida(H_2S) sebesar 3,26 mmol/kg kondensat maka pada titik pengamtan KMJ 59 yang memiliki suhu dan tekanan yang tinggi laju korosi pada pipa akan lebih tinggi dibandingkan dengan titik pengamatan KMJ 26/42/65 yang memiliki suhu dan tekanan yang lebih rendah.

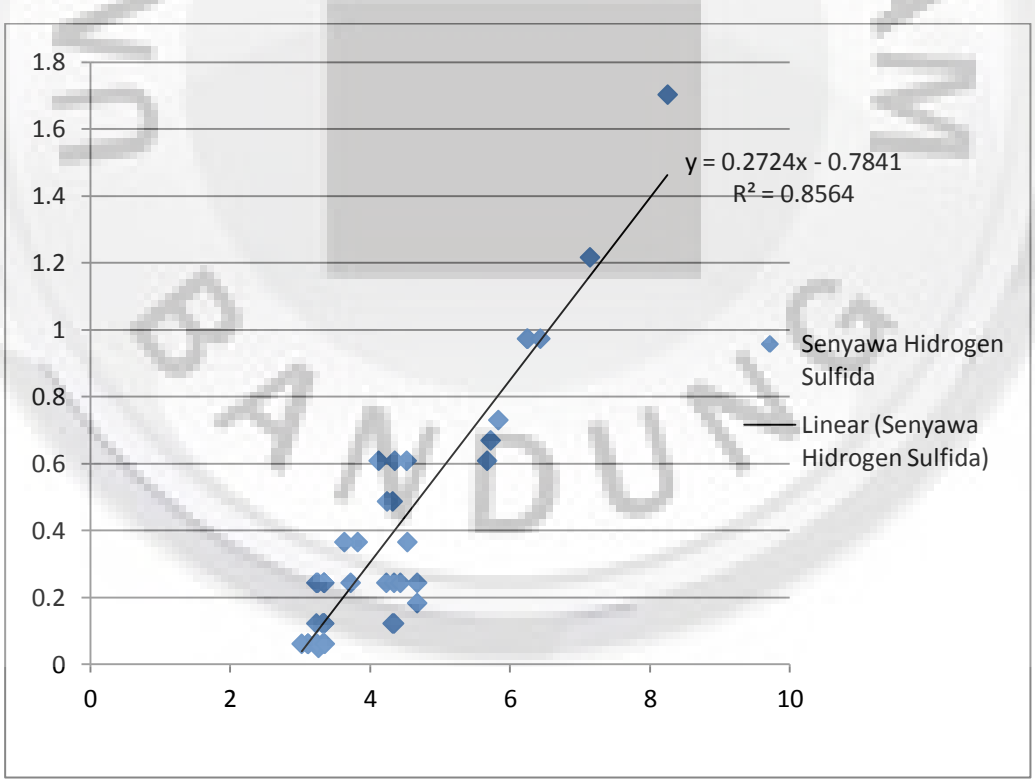
5.2 Pengunaan Metode Regresi Linear untuk Menentukan Faktor-Faktor yang Mempengaruhi Laju Korosi di PT Pertamina Geothermal Energy

Secara teoritis kecepatan korosi pada pipa dipengaruhi oleh tiga faktor yaitu suhu atau temperatur pipa, tekanan pada pipa serta kandungan senyawa korosif reservoir pada pipa. Berdasarkan hal tersebut maka perlu diketahui faktor yang sebenarnya sangat mempengaruhi laju korosi pada jaringan pipa produksi uap PT Pertamina Geothermal Energy area Kamojang Maka untuk mengetahui faktor-faktor yang mempengaruhi laju korosi pada pipa perlu dilakukan pendekatan secara matematis dengan mengunakan metode regresi linear yaitu suatu perhitungan yang bertujuan untuk mengetahui hubungan atau korelasi antara keragaman dalam nilai-nilai peubah y terhadap hubunganya secara linear dengan peubah x dan apakah nilai-nilai peubah x berpengaruh secara linear dengan nilai-nilai peubah y dimana

repository.unisba.ac.id

nilai dari peubah y adalah laju korosi dan peubah x adalah faktor-faktor yang mempengaruhi laju korosi.

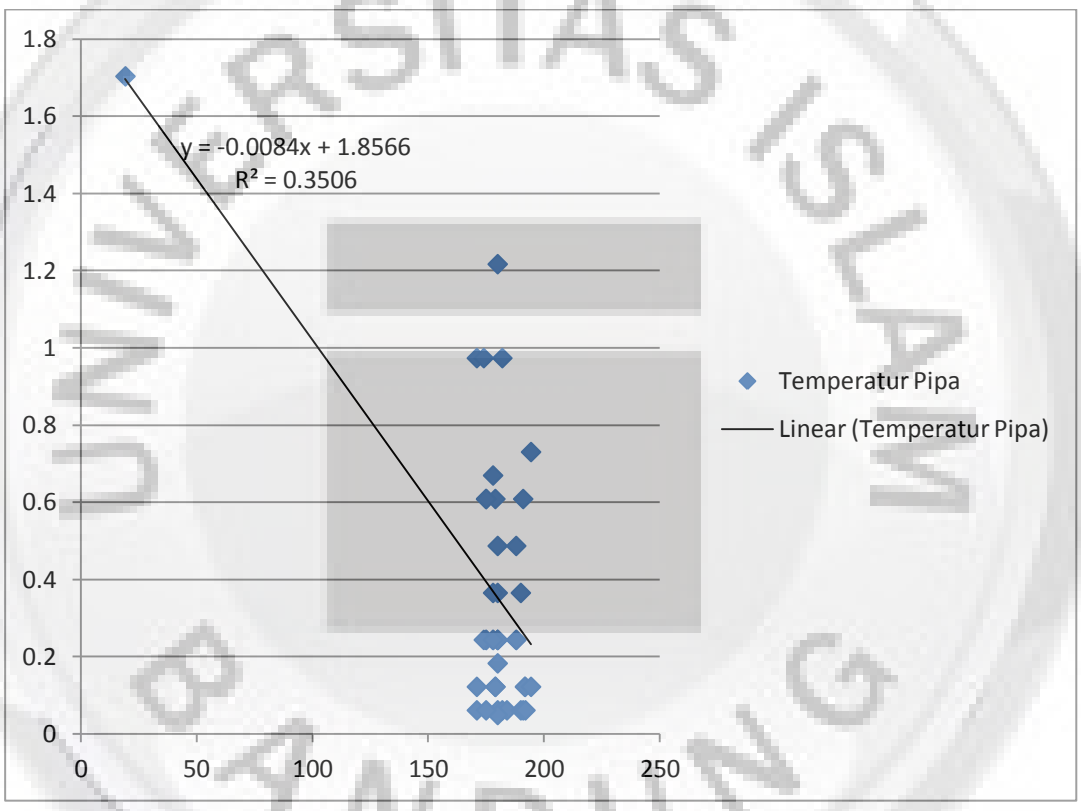
Perbandingan pertama yang dilakukan dengan membandingkan kenaikan laju korosi pipa dengan kenaikan dari senyawa korosif gas Hidrogen sulfidayang mengalir pada pipa. maka berdasarkan perhitungan dengan mengunakan metode regresi linear (Lihat Lampiran E) terhadap laju korosi dan senyawa korosif gas Hidrogen sulfidaatau gas H_2S yang mengalir pada jalur pipa produksi uap di PT Pertamina Geothermal Energy diketahui bahwa garis linear pada perbandingan ini adalah garis linear y = 0,272x - 0,784 dengan nilai korelasi linear sebesar R^2 = 0,856 atau sekitar 85,6 % hal ini berarti bahwa kenaikan pada kandungan senyawa korosif gas Hidrogen sulfidaatau gas H_2S akan berpengaruh terhadap kenaikan laju korosi pada pipa sebesar 85,6 % .



Grafik 5.1
Diagram Pencar dan Garis Regresi
Perbandingan Antara Laju Korosi dengan Senyawa Hidrogen Sulfida

repository.unisba.ac.id

Perbandingan kedua yang dilakukan adalah dengan membandingkan laju korosi pipa dengan kenaikan temperatur pipa maka berdasarkan perhitungan dengan mengunakan metode regresi linear pipa (Lihat Lampiran E) dimana peubah y adalah laju korosi dan peubah x adalah Temperatur diketahui bahwa Garis linear y = -0,008x + 1,856 dengan nilai korelasi linear sebesar R^2 = 0,350 atau sekitar 35 % hal ini berarti bahwa kenaikan pada temperatur pipa akan berpengaruh terhadap kenaikan laju korosi pada pipa sebesar 35 %

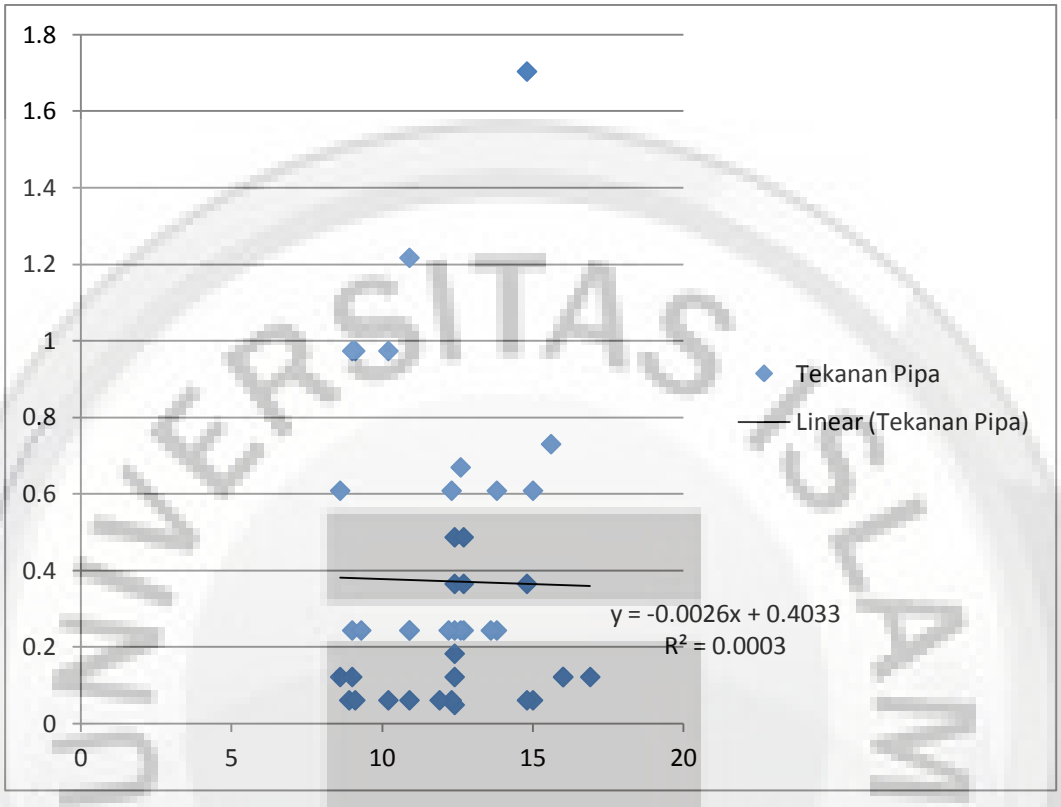


Grafik 5.2
Diagram Pencar dan Garis Regresi
Perbandingan antara Laju Korosi dengan Temperatur Pipa

Perbandingan ketiga yang dilakukan adalah dengan membandingkan laju korosi pipa dengan kenaikan tekanan pada pipa maka berdasarkan perhitungan dengan mengunakan metode regresi linear (Lihat Lampiran E) diketahui bahwa Garis linear y = -0,002x + 0,403 dengan nilai korelasi linear sebesar R^2 = 0,000 hal ini berarti bahwa tekanan tidak berpengaruh terhadap laju korosi pada pipa produksi

repository.unisba.ac.id

hal ini terjadi dikarenakan *probe span* yang dipasang berada pada *pipe body* tidak memiliki aliran turbulen dikarenakan letak dan posisi *pipe body* terletak pada posisi mendatar atau horisontal.



Grafik 5.3
Diagram Pencar dan Garis Regresi
Perbandingan antara Laju Korosi dengan Tekanan Pipa

Maka berdasarkan perbandingan tersebut dapat disimpulkan bahwa faktor utama yang mengakibatkan terjadinya peristiwa korosi pada pipa adalah kandungan senyawa reservoir panas bumi yaitu gas H_2S dengan nilai korelasi linear sebesar R^2 = 0,856 atau sekitar 85,6 % dan temperatur pipa dengan nilai korelasi linear sebesar R^2 = 0,350 atau sekitar 35 %.

repository.unisba.ac.id