

EVALUASI PENANGGULANGAN PROBLEM SCALE PADA FLOWLINE SUMUR TLJ-XXX DI PT. PERTAMINA EP ASSET II FIELD PRABUMULIH SUMATERA SELATAN

Antoni Irawan¹, Ag. Isjudarto²

Mahasiswa Teknik Pertambangan STTNAS Yogyakarta¹

iantoni_93@yahoo.co.id

Staf Pengajar Teknik Pertambangan STTNAS Yogyakarta²

Abstrak

Dalam kegiatan produksi, suatu sumur minyak menghasilkan 3 jenis fluida, yaitu air, minyak dan gas. Ketiga fluida tersebut mengalir dari reservoir menuju permukaan melalui peralatan *subsurface* kemudian menuju ke peralatan *surface* melalui *flowline* ke sistem pengumpul. Adanya friksi antara fluida dengan dinding *flowline* selama aliran fluida, dapat mengakibatkan perubahan tekanan dan laju alir fluida. Dari fenomena yang terjadi tersebut, dapat menyebabkan terbentuknya endapan di dinding pipa dan menyebabkan terganggunya aliran dengan pengecilan *inside diameter* pipa. *Scale* merupakan suatu endapan yang terbentuk dari proses pengendapan mineral yang terkandung dalam air formasi. *Problem scale* pada *flowline* dapat diidentifikasi melalui analisis *pressure drop* untuk mengetahui penurunan tekanan normal pada *flowline*. Setelah dilakukan perhitungan *pressure drop* pada *flowline* sumur TLJ-XXX sepanjang 600 meter diperoleh nilai *pressure drop* sebesar 21,35 psi. Nilai *pressure drop* tersebut dapat dijadikan indikasi adanya *problem scale* yang terbentuk pada *flowline* sumur TLJ-XXX karena penurunan tekanan pada sistem produksi yaitu dari *well head* sampai ke *header manifold* melebihi batas *pressure drop flowline*. Analisis kimia air formasi dilakukan untuk mengetahui komposisi mineral air formasi pada sumur TLJ-XXX. Data hasil analisis kimia ini digunakan untuk analisis tendensi pembentukan *scale*. Hasil analisis tendensi pembentukan *scale* diperoleh bahwa *flowline* sumur TLJ-XXX positif mengalami *problem scale* tipe karbonat dengan nilai *scaling index* + 0,91. Penanggulangan *problem scale* dilakukan dengan metode *acidizing* yaitu dengan menginjeksikan *acid* untuk melarutkan *scale* pada *flowline*. *Acidizing* pada *flowline* sumur TLJ-XXX dilakukan menggunakan *chemical* khusus yaitu yaitu *SR-117 Scale Remover System*. Penggunaan *SR-117 Scale Remover System* menunjukkan hasil pengasaman yang lebih baik dibandingkan penggunaan *generic acid*.

Kata kunci : *acidizing*, analisis air, *scale remover*, *scale* tendensi.

1. Pendahuluan

Permasalahan *scale* pada lapangan Talang Jimar dipengaruhi oleh jenis batuan, kandungan ion-ion dalam air formasi, perubahan tekanan dan temperatur. Mekanisme pembentukan kristal-kristal pembentuk *scale* berhubungan dengan sejumlah ion-ion yang terlarut didalam air formasi, sedangkan kecepatan pembentukan *scale* dipengaruhi oleh kondisi sistem air formasi, pH, tekanan dan temperatur. Adanya endapan *scale* mengakibatkan pengecilan *inside diameter* (ID) baik pada lubang perforasi, *tubing*, maupun *flowline* yang dapat menghambat aliran produksi atau volume aliran fluida selama proses produksi.

Scale merupakan endapan yang terbentuk dari air formasi yang memiliki kandungan ion-ion terlarut yang tinggi, baik itu berupa kation (Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} dan Fe^{3+}), maupun anion (Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{2-} dan CO_3^{2-}) kemudian mengalami proses pengendapan mineral hingga membentuk kerak yang padat. *Scale* dapat dikenali dengan mengklasifikasikannya

berdasarkan komposisi yang membentuk *scale* dan jenis pengendapannya. Berdasarkan komposisinya, secara umum *scale* dibedakan menjadi *scale* karbonat, *scale* sulfat dan *scale* silika. Sedangkan berdasarkan jenis pengendapannya *scale* dibagi menjadi *hard scale*, *soft scale* dan *misc*.

Scale merupakan permasalahan yang tidak bisa dihindarkan dan harus ditangani secara serius dan berkelanjutan. Metode *acidizing* dengan cara *acid washing* merupakan cara yang paling umum dilakukan untuk menanggulangi *problem scale* pada *flowline*. *Acid washing* dengan menggunakan *generic acid* yaitu HCl sebagai bahan pelarut *scale* dianggap sebagai cara paling mudah dan murah. Namun penggunaan HCl dalam melarutkan *scale* yang terbentuk di *flowline* juga menimbulkan berbagai masalah. Tingginya konsentrasi asam yang terkandung dalam *generic acid* menyebabkan *flowline* menjadi berkarat (korosi) sehingga pipa *flowline* menjadi rusak sehingga dibutuhkan biaya penggantian pipa yang lebih besar. Selain itu, *generic acid* yang biasa digunakan memiliki

kecepatan melarutkan yang rendah sehingga dibutuhkan waktu yang lebih lama untuk membersihkan *flowline* dari endapan *scale*. Oleh sebab itu perlu dilakukan perbaikan dalam upaya penanggulangan problem *scale* pada *flowline* yaitu dengan mengganti penggunaan *generic acid* (HCl) dengan *chemical* khusus yang dapat memberikan hasil yang lebih baik.

2. Metode

Metode yang digunakan dalam penelitian ini meliputi observasi lapangan, sampling air formasi dan kemudian dianalisis secara kuantitatif untuk mendapatkan data yang dibutuhkan untuk penelitian.

2.1. Metode Pengumpulan Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini dibagi menjadi dua, yaitu data primer dan data sekunder. Data primer adalah data yang langsung diperoleh berdasarkan pengamatan-pengamatan yang dilakukan di lapangan. Data primer ini terdiri dari data analisis kimia air formasi. Data sekunder adalah data-data pendukung penelitian yang diperoleh dari buku literatur, laporan-laporan penelitian terdahulu, data-data yang diperoleh dari perusahaan berupa data produksi harian sumur TLJ-XXX, data stratigrafi, *well logging*, profil sumur, panjang dan *inside diameter flowline* sumur TLJ-XXX serta profil *scale remover* yang digunakan.

2.2. Metode Analisis Data

Pembentukan *scale* pada *flowline* dapat di deteksi dari sudut pandang fisika dan kimia. Perubahan tekanan yang terjadi pada *flowline* secara signifikan dapat dijadikan sebagai indikasi awal terbentuknya *scale* di dalam *flowline*. Secara fisika, perkiraan kecenderungan terbentuknya *scale* dapat diketahui dengan melakukan analisis *pressure drop* untuk mendapatkan nilai penurunan maksimum tekanan *flowline*. Selain itu proses pembentukan *scale* tidak dapat lepas dari adanya produksi air formasi. Hal ini selalu menjadi masalah di industri perminyakan karena hampir setiap sumur minyak ataupun gas, produksi air selalu didapatkan bersama-sama dengan diproduksinya sumur-sumur tersebut. Oleh karenanya untuk mengatasi permasalahan air terlebih dahulu perlu diketahui komposisi air formasi dengan analisis air di laboratorium.

2.2.1. Analisis Pressure Drop

Analisis *pressure drop* dilakukan untuk mengetahui batas penurunan tekanan antara sisi masukan dan sisi keluaran *flowline* yang dapat digunakan sebagai indikasi awal adanya problem *scale* yang terjadi di sepanjang pipa penyalur fluida. Untuk menghitung perbedaan tekanan antara sisi masuk pipa dan sisi keluar pipa sering kali menggunakan rumus Bernoulli.

Untuk aliran dalam pipa berdiameter seragam dan tidak terdapat beda ketinggian. Dalam kondisi ini, karena diameter pipa seragam maka kecepatan aliran

masuk dan keluar pipa sama sehingga $V_A = V_B$. Kemudian, karena tidak terdapat beda ketinggian antara sisi masuk dan sisi keluar pipa maka $z_A = z_B$ atau $\Delta z = 0$. Dengan demikian, beda tekanan (*pressure loss*) adalah:

Pressure drop

$$P_A - P_B = f \frac{L}{D} \frac{\rho V^2}{2}$$

Rumus di atas menyatakan bahwa debit air yang mengalir di dalam pipa sangat bergantung pada kecepatan aliran (V) dan diameter dalam pipa (D). Dari penjelasan di atas, yang termasuk dalam data-data input antara lain:

- Tekanan di sisi masuk pipa (P_A), satuan kPa (kilo-Pascal).
- Tekanan di sisi keluar pipa (P_B), satuan kPa (kilo-Pascal).
- Kecepatan rata-rata air di dalam pipa (V), satuan m/s.
- Diameter pipa (D), satuan cm.
- Panjang pipa (L), satuan meter.
- Perbedaan ketinggian antara sisi masuk dan keluar pipa (Δz), satuan meter.
- Massa jenis fluida (ρ), satuan kg/m^3 .
- Kekentalan fluida (dinamik, μ), satuan kg/m.s .

Sedangkan yang termasuk dalam data-data output adalah:

- Bilangan Reynolds (Re).
Bilangan Reynolds merupakan ukuran untuk menyatakan apakah modus aliran berupa aliran laminar atau turbulen. Bilangan Reynold ini dihitung menggunakan rumus berikut ini.

$$\text{Bilangan Reynold (Re)} = \frac{V \times D \times \rho}{\mu}$$

Bila bilangan Reynold (Re) lebih kecil dari 2300 maka aliran fluida adalah aliran laminar, apabila Re antara 2300 sampai 4000 maka termasuk tipe aliran transisi. Apabila Re lebih besar dari 4000 maka aliran fluida disebut aliran turbulen.

- Faktor gesek (f)
Faktor gesek merupakan konstanta kehilangan energi yang disebabkan oleh gesekan sepanjang lingkaran pipa. Faktor geser dipengaruhi oleh jenis aliran fluida. Persamaan Hagen-poiseille menjelaskan persamaan yang berlaku untuk mencari faktor gesek pada aliran laminar.

$$f = 64/Re$$

Sedangkan pada aliran turbulen persamaan koefisien gesek yang didapat berasal dari persamaan empiris Blassius :

$$f = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$$

2.2.2. Analisis Kimia Air Formasi

Pembentukan *scale* secara umum selalu berhubungan dengan air, oleh karena itu perlu diketahui karakteristik dari air pada formasi yang cenderung terbentuk *scale*. Karakteristik air formasi yang perlu diketahui adalah komposisi kimia serta sifat fisik dari air formasi tersebut. Air formasi biasanya mengandung sejumlah zat yang terbentuk sebagai akibat dari kontak antara air tersebut dengan batuan formasi. Selain itu, air formasi juga mengandung padatan yang berbentuk suspensi serta gas terlarut. Analisa terhadap air formasi dilakukan dengan analisa kuantitatif, yang digunakan untuk mengetahui besarnya kandungan masing-masing komponen dalam air.

2.2.3. Analisis Tendensi Pembentukan Scale

Evaluasi tendensi pembentukan *scale* difokuskan pada *scale* jenis karbonat, sulfat dan silika. Metode untuk memprediksi terbentuknya *scale* adalah:

- Langelier dan Stiff and Davis untuk *scale* karbonat. Kemungkinan pembentukan *scale* kalsium karbonat (CaCO_3) diperkirakan dengan menghitung harga *Scaling Index* (SI), yaitu suatu bilangan yang menunjukkan derajat kemungkinan pembentukan *scale* CaCO_3 .

Apabila dari analisa air dilaboratorium ternyata diperoleh :

- Harga SI negatif, diperkirakan tidak terbentuk CaCO_3
- Harga SI positif, diperkirakan terbentuk *scale* CaCO_3

Harga *Scaling Index* (SI) tersebut dihitung atau ditentukan dengan metode *Stiff* dan *Davis* dengan menggunakan persamaan *Langelier* berikut :

$$\begin{aligned} \text{SI} &= \text{pH} - \text{pHs} \\ \text{SI} &= \text{pH} - (\text{K} + \text{pCa} + \text{pAlk}) \\ \text{SI} &= \text{pH} - \text{K} - \text{pCa} - \text{pAlk} \end{aligned}$$

Dimana :

pH = pH sistem sebenarnya
pHs = pH sistem yang dijenuhi CaCO_3
K = konstanta yang merupakan fungsi dari komposisi, salinitas dan temperatur air.

Sedangkan harga pCa dan pAlk ditentukan dengan menggunakan persamaan-persamaan sebagai berikut :

$$\text{pCa} = \log \left(\frac{1}{\text{mol Ca}^{2+}/\text{liter}} \right)$$

Atau

$$\text{pCa} = 4,5977 - 0,4327 \text{Ln}(\text{Ca}^{2+})$$

dan

$$\text{pAlk} = \log \left(\frac{1}{\text{equivalent total alkalinity/liter}} \right)$$

atau

$$\text{pAlk} = 4.8139 - 0,4375 \text{Ln}(\text{CO}_3^{2-} + \text{HCO}_3^-)$$

- Skillman, McDonald and Stiff untuk *scale* sulfat.

Perkiraan kecenderungan pembentukan *scale* kalsium sulfat dengan metode Skillman-McDonald-Stiff, didasarkan pada persamaan perhitungan kelarutan termodinamika sebagai berikut :

$$S = 1000(\sqrt{X^2 + 4K} - X)$$

Dimana :

S = kelarutan *gypsum* hasil perhitungan, meq/lit
K = konstanta yang merupakan fungsi komposisi air dan temperatur, disebut pula dengan *solubility product constant*
X = kelebihan konsentrasi ion dalam mol/lit.

Data yang sama diperlukan dalam perhitungan ini seperti halnya pada perhitungan SI CaCO_3 , dimana hasil perhitungan kelarutan *gypsum* dibandingkan dengan konsentrasi aktual Ca^{2+} dan SO_4^{2-} yang terdapat dalam air.

Sedangkan perkiraan kecenderungan pembentukan *scale* kalsium sulfat didasarkan pada hasil perhitungan S, dengan ketentuan sebagai berikut :

- Jika S lebih kecil dari yang terkecil dari kedua konsentrasi tersebut, maka *scale gypsum* mungkin terbentuk.
- Jika S lebih besar dari kedua konsentrasi tersebut, maka air tidak dijenuhi dengan *gypsum* dan *scale* tidak terbentuk.

- *Silica Saturation Index* untuk *scale* silika.

Parameter penting dalam hubungannya dengan pengendapan silika adalah "*silica saturation index* (SSI)" yang merupakan perbandingan antara konsentrasi silika dalam larutan dengan kelarutan *amorphous silica* pada kondisi yang sama.

$$\text{SSI} = \text{SiO}_2 / S_{(\text{T,m})}$$

Parameter SSI dapat digunakan untuk memperkirakan kemungkinan terjadinya *silica scaling*, yaitu dengan kriteria sebagai berikut :

- ♦ Bila SSI > 1, fluida dalam kondisi *supersaturated* dan pengendapan silika dimungkinkan.
- ♦ Bila SSI = 1, fluida dalam kondisi jenuh (*saturated*).
- ♦ Bila SSI < 1, fluida dalam kondisi tidak jenuh (*undersaturated*), sehingga tidak mungkin terjadi pengendapan silika.

3. Hasil dan Pembahasan

3.1. Analisis Pressure Drop

Analisis *pressure drop* pada penelitian ini dilakukan pada pipa flowline sumur TLJ-XXX sepanjang 600 meter mulai dari kepala sumur sampai *header manifold* di Stasiun Pengumpul (SP) 6. Data-data input yang diperlukan untuk perhitungan *pressure drop* dapat dilihat pada Tabel 1 dibawah ini.

Tabel 1 Data-data input perhitungan *pressure drop*

Parameter	Nilai	Satuan
Q rata-rata	365,9479	BFPD
Panjang Pipa (L)	600	Meter
Kecepatan alir (V)	0,007	m/s
ID Pipa (D)	3,07	Inch
ρ air	1	Kg/m ³
ρ oil	0,88	Kg/m ³
ρ fluida	1,88	Kg/m ³
Bilangan Reynold	1,54 x 10 ⁻⁴	-
Faktor gesek (f)	415.584,42	meter
Viskositas (μ)	6,66	Kg/m.s

Sehingga besarnya *pressure drop* pada kondisi (VA = VB = V, ZA = ZB = 0) adalah:

$$pressure\ drop\ (PA - PB) = f \times \frac{L}{D} \times \frac{\rho\ fluida \times V^2}{2}$$

$$pressure\ drop\ (PA - PB) = 415.584,42 \times \frac{600}{0,078} \times \frac{1,88 \times 0,007^2}{2}$$

$$pressure\ drop\ (PA - PB) = 147.244,76\ pa$$

$$pressure\ drop\ (PA - PB) = 147.244,76 \times 145,04 \times 10^{-6}$$

$$pressure\ drop\ (PA - PB) = \mathbf{21,35\ psi}$$

Dari perhitungan *pressure drop* diatas diperoleh bahwa terdapat penurunan tekanan pada *flowline* dari kepala sumur ke *header manifold* sebesar 21,35 psi. Nilai perhitungan *pressure drop* tersebut merupakan nilai maksimum penurunan tekanan pada *flowline* dimana apabila terjadi penurunan tekanan lebih dari 21,35 psi berarti dapat disimpulkan bahwa telah tumbuh penghambat berupa kerak atau *scale* didalam *flowline*.

3.2. Analisis Kimia Air Formasi

Data air formasi yang didapatkan berasal dari analisis laboratorium PT. Pertamina EP Asset II Field Prabumulih.

Data ini memberikan sejumlah hasil analisis kandungan kation dan anion air formasi yang diambil dari Sumur TLJ-XXX seperti pada Tabel 2 dibawah ini.

Tabel 2 Data Air Formasi

No	Parameter	Satuan	Hasil Analisis
1	Na ⁺	mg/L	6365,08
2	Ca ⁺	mg/L	80
3	Mg ⁺⁺	mg/L	109,44
4	CO ₃ ⁻⁻	mg/L	60
5	HCO ₃ ⁻	mg/L	3660
6	SO ₄ ⁻⁻	mg/L	4
7	Cl ⁻	mg/L	8085,13
8	Fe ⁺⁺⁺	mg/L	1,69
9	NaCl	mg/L	15810,88
10	SiO ₂	mg/L	185
11	pH	-	7,77
12	SG	kg/m3	1,02

Tabel 3 menjelaskan nilai faktor konversi kekuatan ion dari masing-masing ion (kation dan anion) yang terkandung dalam air formasi. Nilai faktor konversi ini nantinya akan digunakan untuk mencari total kekuatan

ion dari air formasi yang diperlukan untuk mencari nilai scalling index atau index kecenderungan terbentuknya *scale*

Tabel 3 Kekuatan ion air formasi

Komponen	Hasil Mg/ltr	faktor konversi	hasil Mg/ltr	faktor konversi	kekuatan ion
			Oxp		
CO3=	60	1,26	75,6	0,000033	0,00198
HCO3-	3660	0,27	988,2	0,000008	0,02928
Cl-	8085,13	1	8085,13	0,000014	0,113192
Ca++	80	0,95	76	0,00005	0,004
Mg++	109,44	2	218,88	0,000082	0,008974
SO4=	4	0,5	2	0,000021	0,000084
Na+	6365,08	1	6365,08	0,000022	0,140032
jumlah setara dengan NaCl mg/ltr			15810,88	total kekuatan ion	0,30

3.3. Analisis Tendensi Pembentukan Scale

Setelah diketahui komposisi mineral penyusun air formasi pada sumur TLJ-XXX maka dilakukan analisis tendensi kecenderungan terbentuknya *scale* untuk mengetahui jenis *scale* yang mungkin terbentuk pada sumur TLJ-XXX. Analisis tendensi yang dilakukan antara lain analisis tendensi *scale* karbonat dengan metode Langelier dan Stiff and Davis, analisis *scale* sulfat dengan metode Skillman, McDonald and Stiff dan analisis tendensi *scale* silika dengan metode *Silica Scaling Index*. Berdasarkan hasil analisis masing-masing jenis *scale* diperoleh kesimpulan bahwa flowline sumur TLJ-XXX positif terbentuk *scale* karbonat dengan nilai *scaling index* (SI) +0,91 dan tidak terbentuk *scale* sulfat dan *scale* silika.

3.4. Evaluasi Penanggulangan Problem Scale Pada Flowline Sumur TLJ-XXX

Setelah diketahui bahwa flowline sumur TLJ-XXX positif terbentuk *scale* karbonat maka dilakukan upaya penanggulangan *scale* carbonat yang terbentuk pada flowline tersebut dengan melakukan acidizing dengan metode acid washing. Metode ini dilakukan dengan cara menginjeksikan asam kedalam flowline untuk melarutkan *scale* carbonat yang terbentuk di flowline.

Dalam penelitian ini, acidizing dilakukan dengan menggunakan chemical khusus untuk menangani permasalahan *scale* pada flowline yaitu menggunakan SR-117 *Scale Remover System*. SR-117 *Scale Remover System* merupakan *chemical* khusus sebagai fluida pada metode *acid washing* untuk melarutkan *scale* dengan berbagai kelebihan dibandingkan dengan acid biasa seperti; tidak menyebabkan korosi, kecepatan melarutkan lebih tinggi, dapat dipakai berulang kali, kondisi injeksi aman dan memiliki tingkat keberhasilan pengasaman yang tinggi.

Volume SR-117 *Scale Remover System* yang akan digunakan disesuaikan dengan volume flowline dengan panjang 600 meter dan jari-jari 0,039 meter sehingga diperoleh volume chemical yang digunakan yaitu 2.860 liter.

Setelah dilakukan acidizing dengan menggunakan SR-117 *Scale Remover System* pada flowline sumur TLJ-XXX dari kepala sumur ke header manifold di stasiun pengumpul (SP) 6 sepanjang 600 meter diperoleh hasil yang sangat memuaskan yang ditandai dengan perubahan nilai tekanan pada kepala sumur dan header manifold dimana pada kondisi awal sebelum pengasaman, tekanan pada kepala sumur sebesar 340 psi dan tekanan pada header manifold sebesar 40 psi. Setelah pengasaman diperoleh data tekanan kepala sumur menjadi 40 psi dan tekanan di header manifold menjadi 20 psi. Hasil pelaksanaan acidizing pada flowline sumur TLJ-XXX selengkapnya dapat dilihat pada tabel 4.

Tabel 4 Perbandingan hasil field test pada sumur TLJ-XXX

Chemical	Lama perendaman	Kondisi awal		Kondisi scaling		Kondisi akhir	
		manifold	tubing	manifold	tubing	manifold	tubing
HCl 15-16% Scale Remover SR-117	1 jam	40 psi	60 psi	40 psi	320 psi	40 psi	80 psi
	30 menit	20 psi	40 psi	40 psi	340 psi	20 psi	40 psi

4. Kesimpulan

Dari penelitian yang telah di amati dan di analisa mengenai problem *scale* pada kegiatan produksi minyak di PT. Pertamina EP Asset II Field Prabumulih dapat disimpulkan bahwa :

1. Problem *scale* pada *flowline* sangat dipengaruhi oleh komposisi air formasi, temperatur dan tekanan sistem.
2. Dari hasil analisa secara fisika melalui perhitungan *pressure drop* di ketahui bahwa sumur TLJ-XXX dengan panjang *flowline* dari *wellhead* ke *header manifold* di SP-VI sepanjang 600 meter menunjukkan bahwa batas maksimum penurunan tekanan adalah 21,35 psi.
3. Dari hasil analisa secara kimia melalui pengujian komposisi air formasi yang di lanjutkan dengan perhitungan nilai *scalling index* menunjukkan bahwa sumur TLJ-XXX positif mengalami problem *scale* karbonat yang ditunjukkan dengan nilai *scalling index* + 0,91 tetapi tidak berpotensi mengalami *scale* sulfat ataupun *scale* silika.
4. Untuk menanggulangi probel *scale* yang terbentuk di *flowline* sumur TLJ-XXX sepanjang 600 meter dilakukan proses *acidizing* dengan menggunakan *chemical* khusus yaitu *SR-117 Scale Remover System* untuk melarutkan *scale* yang terbentuk pada *flowline*.
5. Penggunaan *chemical SR-117 SCALE Remover System* dalam penanggulangan problem *scale* terbukti lebih efektif dari *generic acid* (HCl 15% - 16%) baik dari waktu dan kondisi pelaksanaan *acidizing*, tingkat keberhasilan yang tinggi dan tingkat korosi yang sangat rendah.

Ucapan Terima Kasih

Ucapan terima kasih penulis sampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa. Kedua orang tua yang selalu mendukung penulis. Bapak Aris Widodo selaku pembimbing lapangan di PT. Pertamina EP Asset II Field Prabumulih. Bapak Alfizar Zulkifli selaku manager operational Army Chemical Prabumulih dan semua pihak yang turut membantu penulis dalam menyelesaikan penelitian ini.

Daftar Pustaka

- Akhdan W Setiapriliadi, et al. 2010. *Studi Penyebab Scale di Lapangan-Lapangan Minyak Sumatera*. LPL Vol. 44 No. 3, Desember 2010 hal. 227 – 245.
- Frenier, W.,W. 2003. *Review of Inorganic Scale Formation, Removal and Inhibition*. Schumberger.
- Rachmat, Sudjati. 2006. *Reservoir Minyak dan Gas Bumi*. Buku Pintar Migas Indonesia. Komunitas Migas Indonesia
- Sari Ratna Permata, 2011. *Studi Penanggulangan Problem Scale dari Near-Wellbore Hingga Flowline di Lapangan Minyak Limau*, Universitas Indonesia.
- Siswoyo, K. Erna. 2005. *Mekanisme Pembentukan dan Jenis Scale*. Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral. UPN Veteran Yogyakarta.