

Studi Penyebab *Scale* di Lapangan-lapangan Minyak Sumatra

Oleh: Akhdan W Setiapriliadi¹⁾, Supriyadi²⁾ dan Dwi Sartati Dewayanti³⁾

Peneliti Pertama¹⁾, Perekaya Muda²⁾, Pengkaji Teknologi³⁾, pada Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

Jl. Ciledug Raya Kav. 109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan 12230, Indonesia

Tromol Pos : 6022/KBYB-Jakarta 12120, Telepon : 62-21-7394422, Faksimile : 61-21-7246150

Teregistrasi I Tanggal 05 Maret 2010; Diterima setelah perbaikan tanggal 30 September 2010

Disetujui terbit tanggal: 31 Desember 2010

S A R I

Scale merupakan problem yang banyak dijumpai sebagai salah satu penyebab beberapa masalah dalam produksi migas di Indonesia karena dapat menyebabkan: kerusakan formasi, penyumbatan pada *tubing*, lubang sumur atau lubang perforasi, dan penyumbatan pada pipa salur. Untuk itu dilakukan kajian penyebab terjadinya *scale*, teknik pencegahan dan penanganan *scale* pada lapangan migas yang mempunyai tendensi terbentuknya *scale* di kawasan P. Sumatra dengan menggunakan metodologi sebagai berikut: Survei dan pengambilan percontoh, Analisis kimia, Analisis Tendensi dan Evaluasi pemakaian *scale inhibitor* dan penanganan *scale* yang sudah terbentuk. Pendekatan dari studi meliputi pengumpulan data, sampling, pengujian laboratorium, dan tinjauan referensi. Sampling dilakukan di daerah Sumatra Selatan, termasuk pengambilan percontoh dari inhibitor yang digunakan. Analisis kimia dilakukan untuk memprediksi terjadinya *scale*. Uji laboratorium dilakukan untuk menguji efektivitas penggunaan *scale inhibitor*. Studi literatur dilakukan untuk mengumpulkan metode penanganan dalam mengatasi *scale*.

Studi ini diharapkan untuk membantu perusahaan operator minyak dan gas di daerah Sumatra dan Pemerintah Indonesia dalam menangani masalah *scale* dengan memilih *scale inhibitor* yang efektif dan sesuai dengan karakteristik *scale* di Sumatra.

ABSTRACT

Scale is one of production problem encounter in Indonesia, resulting in formation damage, wellbore, tubing and perforation blockage, and flowline plugging. To overcome the problem, a study has been conducted to analyze the cause of scale formation, scale prevention, and remedial. The approach of the study includes data collection, sampling, laboratory testing, and references review. Sampling was conducted in South Sumatra Region, including inhibitor collection. Chemical analyses were conducted to predict scaling tendencies and laboratory test was conducted to evaluate the effectiveness of the scale inhibitor. Literature study was conducted to collect the remedial method for scale remedial.

This study is expected to help oil and gas operator in Sumatra region to overcome the scale problem, and assist the Government of Indonesia to choose the effective scale inhibitor that suitable with the characteristics of the scale in Sumatra.

Key words: *Scale; Lapangan minyak Sumatera; Analisa Air; Tendensi; Scale Inhibitor.*

I. PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Scale merupakan salah satu penyebab masalah dalam produksi migas di Indonesia karena dapat menyebabkan:

- Kerusakan formasi (*formation damage*)
- Penyumbatan pada pipa sembur (*tubing*), lobang sumur, dan atau lobang perforasi
- Penyumbatan pada pipa salur (*flowline*)

B. Identifikasi Masalah

Problem *scale* merupakan salah satu problem produksi yang sering ditemukan di lapangan minyak di Indonesia. Problem ini dapat diatasi dengan baik bila penyebabnya diketahui.

C. Ruang Lingkup

Lingkup pekerjaan yang dilakukan adalah:

1. *Inventarisasi data dan pengambilan percontoh*. Inventarisasi data dan pengambilan percontoh dilakukan pada lapangan-lapangan migas di Sumatra meliputi: Sumatra Utara, Riau, Jambi dan Sumatra Selatan.
2. *Analisis kimia dan tendensi scale*. Analisis kimia dan tendensi *scale* dilakukan terhadap percontoh dari lapangan-lapangan migas dan pengumpulan data sekunder yang telah dianalisis perusahaan minyak yang bersangkutan.
3. *Evaluasi parameter tendensi scale*. Evaluasi parameter tendensi *scale* dilakukan untuk menentukan pencegahan dan penanganan masalah *scale*, termasuk pemilihan bahan-bahan kimia yang dapat menghambat terbentuknya *scale*.
4. Menyusun laporan hasil penelitian

D. Pendekatan Masalah

Metodologi penelitian dilakukan sebagai berikut:

- *Survei dan pengambilan percontoh air terproduksi*. Survei dilakukan untuk menumpulkan data komposisi kimia dan pengambilan percontoh air terproduksi atau *scale* yang ada di lapangan-lapangan migas di Pulau Sumatra.
- *Analisis kimia*. Analisis kimia dilakukan untuk menentukan kandungan mineral/ion terlarut pada percontoh atau pada endapan *scale* yang sudah diambil pada waktu survei. Analisa diusahakan akan dilakukan *onsite* sehingga mengurangi pengaruh lingkungan pada percontoh yang diambil.
- *Analisis Tendensi*. Evaluasi tendensi pembentukan *scale* difokuskan pada *scale* jenis CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 , dan SrSO_4 . Metode untuk memprediksi terbentuknya *scale* adalah:
 - Langelier dan Stiff and Davis untuk CaCO_3
 - Skillman, McDonald and Stiff untuk CaSO_4
 - Jaques, D. F., and Bourland, B. I., "A Study of

solubility of Strontium Sulfate." :SPE Journal, April, 1983, p 292-300 untuk SrSO_4 and BaSO_4

- Evaluasi pemakaian *scale inhibitor* dan penanganan *scale* yang sudah terbentuk.

E. Tujuan dan Manfaat Penelitian

Maksud dan tujuan penelitian ini adalah:

- Meneliti penyebab terjadinya *scale* di lapangan-lapangan yang ada di kawasan Pulau Sumatra.
- Meneliti teknik pencegahan dan penanganan *scale* bagi lapangan-lapangan yang mempunyai tendensi terbentuknya *scale*.

Manfaat dari proyek:

- *Manfaat langsung* adalah mendapatkan solusi bagi masalah *scale* sehingga tidak menghambat produksi migas di Sumatra dan menentukan *scale inhibitor* yang aman untuk lingkungan dan sesuai dengan lapangan migas yang ada di Pulau Sumatra
- *Manfaat tidak langsung* adalah kenaikan produksi migas di Indonesia

II. DASAR TEORI

Prediksi pembentukan *scale* dapat dilakukan dengan menggunakan perhitungan solubilitas dari suatu jenis *scale*. Walaupun ini bukan satu-satunya cara tetapi dalam praktek telah digunakan secara luas dengan cara sederhana. Dalam laporan ini akan digunakan metode solubilitas sebagai dasar acuan dalam memprediksi terbentuknya *scale* di lapangan minyak yang ada di Sumatra. Cara ini disebut dengan "*scaling tendensi*" (kecenderungan pembentukan *scale*). Walaupun metode ini menggunakan penyederhanaan pada rumus-rumus untuk mengatasi kompleksitas dari solubilitas ion-ion di dalam air, tetapi dapat digunakan sebagai acuan untuk penanganan pembentukan *scale* di lapangan minyak.

A. Dasar Perhitungan

Bila garam dapur (NaCl) dilarutkan kedalam air maka kristal garam (padat) akan berubah menjadi ion Na^+ dan Cl^- . Apabila garam ditambahkan terus maka akan atau tercapai suatu keadaan jenuh di mana larutan tidak bisa lagi menerima tambahan garam untuk dilarutkan sebagai ion dan terjadi keseimbangan antara ion sebagai larutan dan ion sebagai bentuk padat dalam bangunan kristal garam dapur (*halite*), yang dapat digambarkan sebagai berikut.



Pada suhu dan tekanan tertentu solubilitas suatu garam adalah tetap sehingga konsentrasi garam dalam larutan pada kondisi tersebut juga tetap. Angka tersebut disebut sebagai konstanta produk solubilitas (*solubility product constant*, K_{sp}). Rumus untuk konstanta ini adalah:

$$K_{sp} = (C_{Na^+})(C_{Cl^-}) \quad (\text{kondisi jenuh}) \quad (2)$$

di mana:

K_{sp} = konstanta produksi solubilitas
 C_{Na^+} = konsentrasi Na^+ concentration
 C_{Cl^-} = konsentrasi Cl^-

Terdapat tiga kemungkinan yang akan terjadi pada suatu larutan garam yang berada pada kondisi tertentu, yaitu sebagai berikut:

1. *Konsentrasi ion garam dalam larutan sama dengan K_{sp}* . Keadaan ini disebut dengan jenuh (*saturated*). Larutan sudah jenuh tetapi belum terjadi pengendapan garam.
2. *Konsentrasi ion garam dalam larutan lebih kecil dibanding K_{sp}* . Keadaan ini disebut dengan tidak jenuh (*undersaturated*). Tidak terjadi pengendapan garam
3. *Konsentrasi ion garam dalam larutan lebih besar dibanding K_{sp}* . Keadaan ini disebut dengan kelewat jenuh (*oversaturated*). Dapat terjadi pengendapan garam.

Walaupun secara teori dapat terjadi pengendapan pada kondisi ketiga, akan tetapi larutan bisa tetap dalam keadaan kelewat jenuh sampai tersedia energi yang dibutuhkan untuk memulai pembentukan inti (*nucleation*) kristal padatan dari larutan.

Terdapat cara lain untuk mengekspresikan keadaan suatu larutan dengan parameter yang disebut rasio supersaturasi (*supersaturation ratio* disingkat *SR*), yang dirumuskan sebagai:

$$IP = C_{Na^+} \times C_{Cl^-} \quad (3)$$

$$SR = IP / K_{sp} = (C_{Na^+} \times C_{Cl^-}) / K_{sp} \quad (4)$$

di mana:

IP = perkalian konsentrasi ion (*ion product*)

SR = rasio supersaturasi (*supersaturation ratio*)

C_{Na^+} C_{Cl^-} = Konsentrasi actual ion-ion Na^+ and Cl^- dalam larutan.

Dengan menggunakan rasio supersaturasi dapat diekspresikan kondisi terbentuknya pengendapan dengan rumusan:

1. $SR = 1$ Larutan jenuh dengan NaCl . Belum terjadi pengendapan garam.
2. $SR < 1$ Larutan tidak jenuh (*undersaturated*) dengan NaCl . Tidak terjadi pengendapan garam.
3. $SR > 1$ Larutan kelewat jenuh (*oversaturated*) dengan NaCl . Dapat terjadi pengendapan garam.

Secara umum *scaling* yang sering dijumpai di lapangan minyak disebabkan oleh beberapa garam utama yaitu: CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 , dan SrSO_4 . Walaupun ada beberapa *scale* lain yang dapat dijumpai di lapangan seperti FeCO_3 akan tetapi pembahasan tendensi *scale* akan dibatasi oleh empat garam tersebut.

B. Prediksi Pembentukan Scale CaCO_3

Untuk memprediksi *scale* CaCO_3 umumnya dipakai istilah indeks saturasi (*saturation index* disingkat *SI*). Beberapa ahli Langelier, Still & Davis, dan Oddo & Tomson telah mencoba merumuskan perhitungan untuk mendapatkan indeks saturasi, akan tetapi secara umum SI didefinisikan sebagai:

$$SI = \log \frac{IP}{K_{sp}} \quad (5)$$

di mana:

SI = indeks saturasi (*saturation index*)

IP = perkalian konsentrasi ion (*ion product*)

K_{sp} = konstanta produksi solubilitas

Umumnya para ahli di atas menyingkat indeks saturasi dengan singkatan SI kecuali Oddo & Tomson (I_s). Hubungan antara SI dan SR dapat digambarkan dengan grafik pada Gambar 2.1.

Dari grafik diatas terlihat bahwa $SI = 0$ sama dengan $SR = 1$, dimana larutan tepat dalam kondisi jenuh garam.

Perhitungan SI untuk air tawar yang sering dibahas adalah yang dikemukakan oleh Langelier. SI yang dikenal ini dikembangkan untuk memprediksi apakah air tawar yang jenuh dengan oksigen terlarut akan membentuk *scale* kalsium karbonat atau malah bersifat korosif. Perhitungan dapat dilakukan dengan formula empirik sebagai berikut:

$$SI = pH - pH_s \quad (6)$$

di mana:

$pH = pH$ aktual air

$pH_s = pH$ pada kondisi saturasi

kemudian pH_s dirumuskan sebagai berikut:

$$pH_s = (pK_2' - pK_s') + pCa^{++} + pAlk \tag{7}$$

di mana:

pK_2' dan pK_s' = konstanta empiris

$$pCa^{++} = \log \frac{1}{mol Ca^{++} / liter} \tag{8}$$

$$pAlk = \log \frac{1}{Alkalinitas\ total\ ekuivalen / liter} \tag{9}$$

$$Total\ alkalinitas = CO_3 = + HCO_3^- \tag{10}$$

Konstanta empirik pada rumus di atas tergantung pada kekuatan ionik (*ionic strength*) 0-0.02 (0-800 ppm) dan suhu 32-194°F (0-90°C).

Selanjutnya Stiff dan Davis mengembangkan perhitungan SI Langelier untuk diaplikasikan ke air asin yang biasanya terdapat pada lapangan minyak. Rumus dasar untuk lapangan minyak masih sama dengan persamaan Langelier yaitu $SI = pH - pH_s$, hanya rumus untuk pH_s yang berbeda yaitu:

$$pH_s = K + pCa + pAlk \tag{11}$$

di mana:

K = konstanta fungsi salinitas, komposisi, dan suhu air terproduksi. Harga K dapat dicari dengan grafik pada Gambar 2.2. Untuk mencari harga K diperlukan harga kekuatan ionik.

pCa dan $pAlk$ sama dengan pengertian pada rumus Langelier.

Kekuatan ionik dapat dicari dengan rumus:

$$\mu = 1/2(C_1Z_1^2 + C_2Z_2^2 + C_3Z_3^2 + + C_nZ_n^2) \tag{12}$$

di mana:

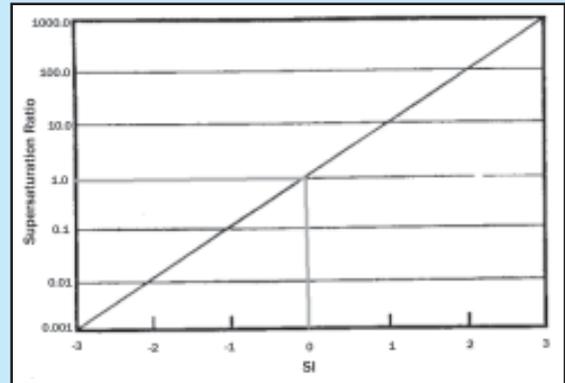
μ = Kekuatan ionik (*ionic strength*)

C = Konsentrasi ion dalam mol/liter

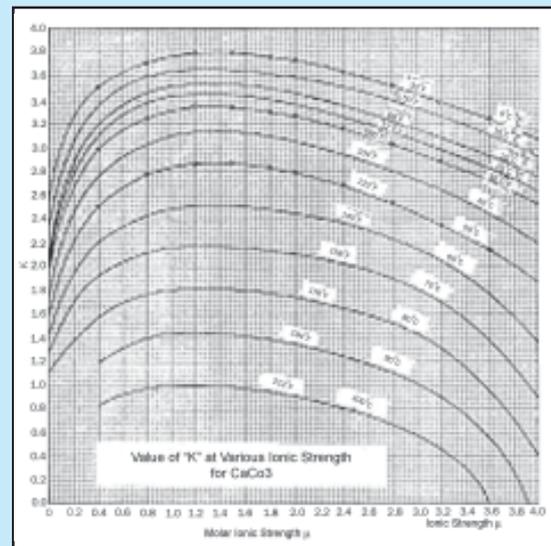
Z = Valensi ion

Selain data kekuatan ionik, harga K dipengaruhi suhu seperti pada grafik pada Gambar 2.2. Tiap-tiap kurva memperlihatkan harga K pada suhu 32° sampai 212° F (0° sampai 100° C).

Harga pCa dan $pAlk$ dapat dicari dengan rumus di atas atau grafik pada Gambar 2.3. Untuk



Gambar 2.1.
Hubungan antara indeks saturasi (SI) dengan rasio saturasi (SR)



Gambar 2.2.
Grafik untuk mencari K (Stiff and Davis)

mendapatkan harga pCa diperlukan data konsentrasi Ca^{++} dan untuk mendapatkan harga $pAlk$ diperlukan data konsentrasi $CO_3^{=}$ dan HCO_3^{-} dalam mg/liter.

Jadi untuk mendapatkan SI diperlukan data:

1. pH
2. Konsentrasi $CO_3^{=}$ dan HCO_3^{-} dalam mg/liter
3. Suhu dan
4. Analisis kimia air terproduksi secara komplit.

Setelah didapatkan harga SI dapat diprediksi kecenderungan terbentuknya *scale* $CaCO_3$ dengan cara:

1. Bila SI negatif, air formasi tidak jenuh CaCO_3 dan kelihatannya tidak akan terbentuk *scale*.
2. Bila SI positif, air formasi jenuh CaCO_3 dan air mempunyai tendensi membentuk *scale*.
3. Bila SI nol, air formasi berada pada titik jenuh CaCO_3 .

Berdasarkan pengalaman yang didapatkan pada sumur-sumur di lapangan TEXACO, Valone dan Skillern mengembangkan rumus untuk mengantisipasi problem *scale* CaCO_3 . Rumus ini berguna untuk meramalkan derajat kehebatan problem *scale*. Rumus ini didasarkan juga pada formula yang dikemukakan oleh Stiff dan Davis dan formulanya adalah:

$$PTB = 17500 \left\{ G - [X^2 + 4(10^{K-pH})]^{1/2} \right\} \quad (13)$$

di mana:

PTB = derajat kehebatan problem *scale*

G = $\text{Ca}^{++} + \text{HCO}_3^-$ dalam mol/L

X = $\text{Ca}^{++} - \text{HCO}_3^-$ dalam mol/L

Prediksi derajat kehebatan problem dapat dilakukan dengan menggunakan ukuran di bawah ini:

Nilai PTB	Pemerian
$0 > PTB < 0$	Tidak terbentuk <i>scale</i>
$0 < PTB < 100$	Problem <i>scale</i> kecil
$100 < PTB < 250$	Problem <i>scale</i> sedang
$PTB > 250$	Problem <i>scale</i> hebat

C. Prediksi Scale Sulfat

Scale sulfat yang sering ditemukan di lapangan migas terdiri dari CaSO_4 , BaSO_4 , dan SrSO_4 .

1. Prediksi terjadinya *scale* CaSO_4

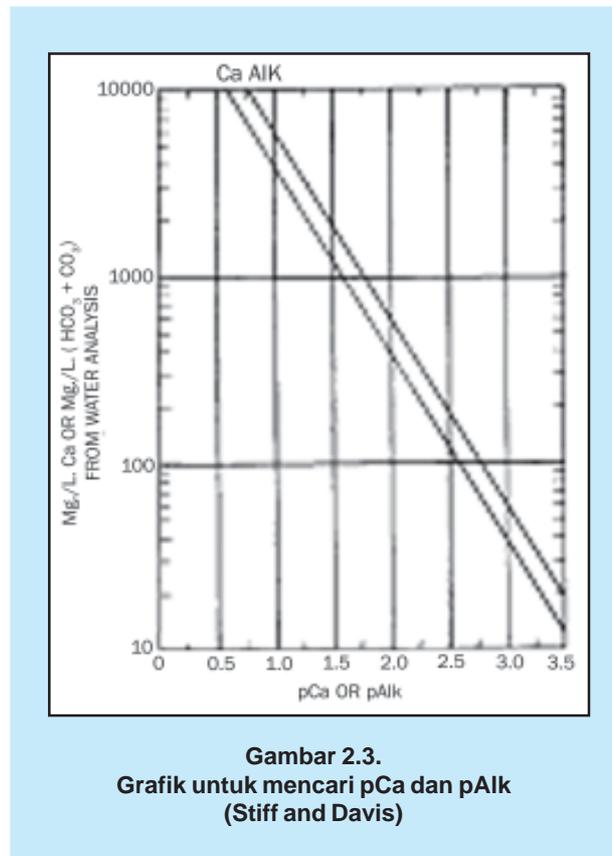
Kalkulasi solubilitas kalsium sulfat (*calcium sulfate*) yang sering disebut dilakukan menggunakan metode Skillman, NcDonald and Stiff (Patton, 1981), yang digunakan secara luas untuk air asin pada suhu air di lapangan minyak sampai pada temperatur 80°C . Metode ini disusun berdasarkan pengukuran solubilitas termodinamika dan dirumuskan sebagai berikut,

$$S = 1000 \left[(X^2 + 4K_{SP})^{0.5} - X \right] \quad (14)$$

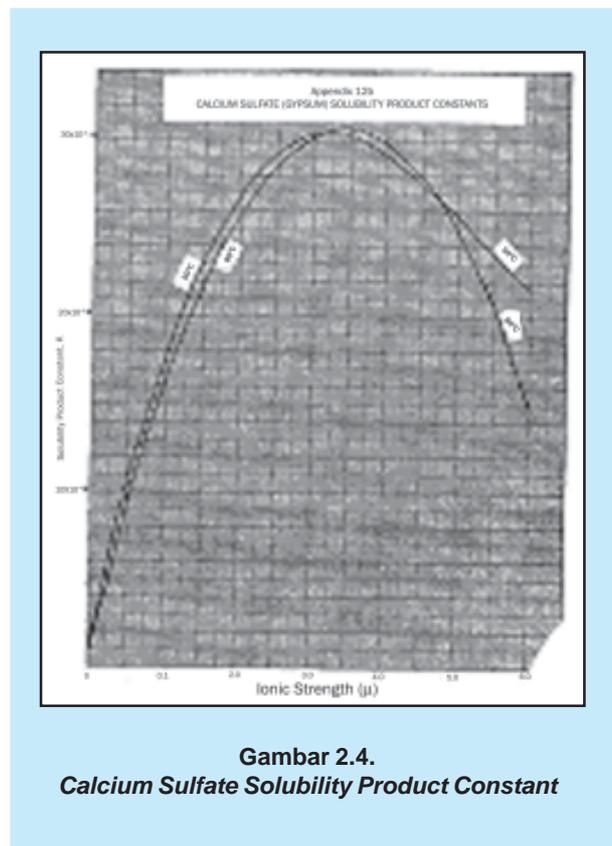
di mana:

S = solubilitas gipsum (meq/liter)

K_{SP} = konstanta fungsi dari komposisi air dan suhu, disebut sebagai konstanta produk solubilitas (*solubility product constant*). Nilai K_{SP}



Gambar 2.3.
Grafik untuk mencari pCa dan pAlk (Stiff and Davis)



Gambar 2.4.
Calcium Sulfate Solubility Product Constant

diperoleh menggunakan grafik yang menghubungkan K_{SP} dengan kekuatan ionik (*ionic strength*) seperti pada penentuan SI untuk CaCO_3 . Nilai K sebagai fungsi kekuatan ionik diperlihatkan oleh Gambar 2.4.

X = Konsentrasi ion umum yang berlebih, mol/liter, selisih antara konsentrasi kalsium dan konsentrasi sulfat.

Solubilitas gipsium yang dihitung (meq/liter) kemudian diperbandingkan dengan konsentrasi yang sesungguhnya dari ion-ion Ca^{++} and $\text{SO}_4^{=}$ yang terlarut dalam air yang dievaluasi dinyatakan dalam meq/liter. Apabila nilai S lebih kecil dari salah satu konsentrasi ion Ca^{++} atau $\text{SO}_4^{=}$, maka pengendapan gipsium akan terjadi.

Apabila S lebih besar dari konsentrasi Ca^{++} atau $\text{SO}_4^{=}$, berarti air tersebut tidak jenuh oleh mineral gipsium dan pengendapan tidak terjadi.

Catatan:

Dalam membandingkan S, konsentrasi ion Ca^{++} dan $\text{SO}_4^{=}$, semuanya harus dinyatakan dalam satuan yang sama yaitu milliequivalents per liter (meq/liter).

2. Prediksi terjadinya scale SrSO_4 dan BaSO_4 scaling.

BaSO_4 (*barium sulfat*) adalah garam yang paling sulit terlarut dibanding garam-garam penyebab scale yang lain (CaCO_3 , CaSO_4 , and SrSO_4). Adanya strontium sebagai penyebab scale di ladang minyak dan gas bumi terutama disebabkan adanya BaSO_4 (Jaques, D.F., and Bourland, B.I., 1983. *A Study of solubility of Strontium Sulfate*. SPE Journal, p 292-300). Strontium sulfat jauh lebih mudah larut dibandingkan dengan barium sulfat.

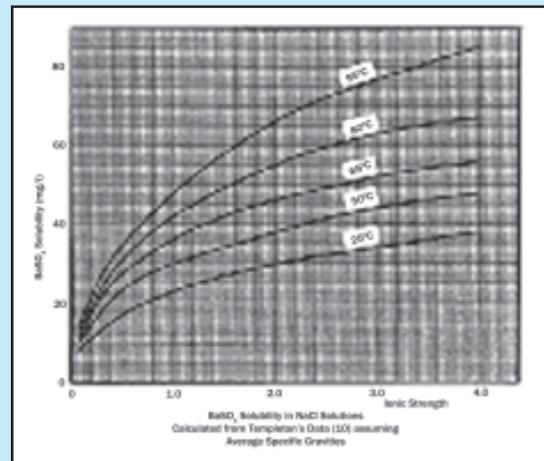
Faktor-faktor yang meningkatkan solubilitas BaSO_4 and SrSO_4 adalah:

1. *Kandungan garam dapur*. Peningkatan kandungan NaCl sampai setinggi 100.000 ppm akan meningkatkan solubilitas dari 2,3 mg/L sampai 3,0 mg/L pada suhu stabil 25°C (Patton 1986).
2. *Suhu*. suhu 95°C akan meningkatkan solubilitas dari 2,3 mg/L (pada 25°C) menjadi 3,9 mg/L
3. *Tekanan*. Tekanan meningkatkan solubilitas BaSO_4 dengan mekanisme yang mirip dengan mekanisme peningkatan solubilitas CaSO_4 .

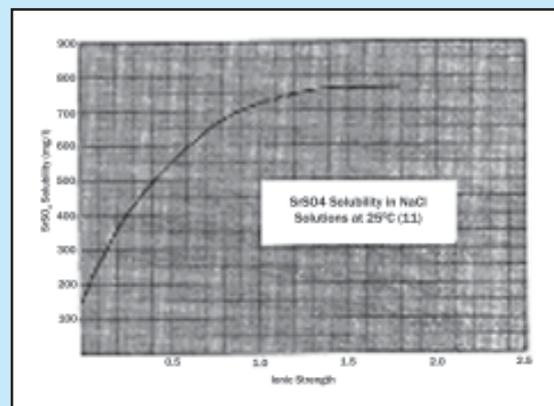
4. *Excess Common Ions (ECI)* atau ion umum berlebih akan menurunkan solubilitas barium dan strontium sulfat sedangkan adanya kalsium dan magnesium dalam air formasi yang mengandung NaCl sebagai ion utama tidak akan menurunkan solubilitas strontium dan barium sulfat.

Untuk menentukan kelarutan BaSO_4 dan SrSO_4 , dapat digunakan Gambar 2.5. sebagai alat untuk memprediksi pengendapan BaSO_4 scaling sedangkan untuk pengendapan SrSO_4 dapat digunakan Gambar 2.6.

Yang perlu diperhatikan dalam memprediksi scale adalah menghitung ion sulfat yang terikat sebagai



Gambar 2.5.
Solubilitas BaSO_4 dalam larutan NaCl
(Patton, 1986, halaman 59)



Gambar 2.6.
Solubilitas SrSO_4 dalam larutan NaCl pada suhu
25°F (Patton, 1986, hlm. 59)

MgSO₄ sebelum memprediksi pembentukan scale barium, stronsium, dan kalsium sulfat, karena hanya sisa sulfat yang tidak terikat sebagai MgSO₄ yang dapat membentuk ketiga jenis *scale* tersebut. Magnesium sulfat disebut sebagai “magnesium sulfat netral” yang pada intinya mempunyai kesanggupan untuk tetap dalam kondisi larutan dan tidak membentuk endapan, dan ion sulfat yang sudah terikat dengan Mg tidak akan dapat membentuk *scale* sulfat. Sehingga sebelum memprediksi *scale* Ba, Sr, dan Ca sulfat harus dihitung dulu berapa banyak ion sulfat yang terikat sebagai MgSO₄ kemudian dihitung sisa ion sulfat yang dapat mengikat kation-kation Ba, Ca, dan Sr. Setelah dihitung konsentrasi ion Ba, Sr, atau Ca sulfat dalam meq/L, baru dibandingkan solubilitas yang didapatkan dari rumus (untuk Ca sulfat) atau Gambar 2.5. (untuk Ba sulfat), atau Gambar 2.6. (untuk Sr sulfat), dan prediksi terbentuknya *scale* dapat diketahui dengan cara sebagai berikut:

1. Bila konsentrasi garam yang ada (yang terikat oleh sisa ion sulfat yang tidak terikat sebagai Mg sulfat) lebih kecil dari dari S, maka kondisi larutan adalah tidak jenuh dan *scale* tidak terbentuk.
2. Bila konsentrasi garam yang ada (yang terikat oleh sisa ion sulfat yang tidak terikat sebagai Mg sulfat) lebih besar dari dari S, maka kondisi larutan adalah super jenuh dan *scale* kemungkinan besar terbentuk.

III. INVENTARISASI DATA DAN PENGAMBILAN PERCONTOH

Sebagai tahap awal dilakukan pengumpulan data dan informasi untuk memprediksi jenis-jenis *scale* yang ada di lapangan-lapangan minyak di Pulau Sumatra, selain juga dilakukan pengambilan percontoh air formasi di lapangan minyak yang diprediksi mengandung *scale* termasuk mengumpulkan *scale inhibitor* yang digunakan di lapangan-lapangan minyak tersebut.

Secara umum tujuan dari tahapan ini adalah:

1. Mengumpulkan data analisis kimia yang telah dilakukan oleh perusahaan-perusahaan minyak yang ada di Pulau Sumatra. Data analisis kimia yang diperlukan menyangkut data konsentrasi ion yang penting untuk memprediksi tendensi *scale* seperti konsentrasi kation-kation Na⁺, Ca⁺⁺, Mg⁺⁺, Fe⁺⁺⁺, Ba⁺⁺ dan Sr⁺⁺ serta anion-anion Cl⁻, HCO₃⁻, CO₃⁻, dan SO₄⁻. Data dari masing masing

pengukuran dilengkapi dengan identifikasi sumur, lapangan, lapisan yang sedang diproduksi, tanggal pengambilan percontoh dan pengujian, serta pH air formasi waktu pengambilan percontoh dilakukan.

2. Mengambil percontoh di beberapa lapangan minyak untuk mendapatkan air formasi untuk digunakan sebagai media pengujian *scale inhibitor*. Percontoh tersebut dianalisis di lapangan menyangkut konsentrasi anion serta pHnya sedangkan kationnya diasamkan dan dipreparasi untuk diuji di Jakarta. Sisa percontoh dikemas di dalam bejana plastik untuk digunakan sebagai media pengujian *scale inhibitor*.
3. Mengumpulkan inhibitor yang akan diuji efektifitas untuk mencegah terbentuknya *scale* di sumur-sumur minyak yang ada di Pulau Sumatra.

A. Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilakukan di Provinsi Sumatra Utara, Riau, Jambi dan Sumatra Selatan dan meliputi kontraktor-kontraktor perusahaan minyak PERTAMINA, CPI (Chevron Pacific Indonesia), CONOCO, JAPEX dan Mobil Indonesia. Tanggal pengambilan percontoh mulai dari Juni 1973 sampai Juli 2009.

Dapat terkumpul 2915 data analisis kimia yang berasal dari 84 lapangan migas. Secara keseluruhan data tersebut berasal dari 682 sumur dan diproduksi dari 107 lapisan yang dapat dikenali.

Tabel 3.1.
 Resume data yang didapatkan dari hasil survei

No.	PROVINSI	JUMLAH			
		OPERATOR	LAPANGAN	SUMUR	DATA
1.	Sumatra Selatan	7	46	567	2510
2.	Jambi	7	20	83	294
3.	Riau	4	11	14	53
4.	Sumatra Utara	3	3	3	3
	Jumlah		80	667	2860

Resume data yang didapatkan dari hasil survei ditabulasikan pada Tabel 3.1.

B. Pengambilan Percontoh

Pengumpulan percontoh dilakukan dengan persiapan yang seksama dan prosedur yang dikemukakan oleh Patton 1986. Patton mengemukakan prosedur pengambilan percontoh meliputi:

1. Pemilihan bejana untuk menampung dan membawa percontoh ke laboratorium.
2. Volume percontoh
3. Prosedur pengambilan percontoh

1. Pemilihan bejana

Wadah percontoh harus dipilih dari plastik yang dilengkapi tutup kedap udara sehingga mengurangi kemungkinan kontaminasi percontoh oleh udara. Bejana plastik harus dibersihkan dengan baik sebelum digunakan untuk menampung atau menyimpan percontoh air, lebih disukai bejana plastik yang baru untuk menghindari kontaminasi dari sisa air atau endapan pada bejana apabila menggunakan bejana bekas. Secara luas tersedia botol plastik ukuran 500 cc atau satu liter (dalam pengambilan percontoh untuk kajian ini digunakan jerigen plastik baru ukuran 5 liter). Untuk menguji kekedapan udara botol atau jerigen plastik tersebut dapat dilakukan cara pengujian dengan memencet bejana tersebut setelah terisi oleh cairan, bila tutupnya copot atau keluar air dari tutupnya, maka bejana tidak dapat digunakan.

Bejana yang sudah dipilih dan dipersiapkan untuk sumur tertentu diberi label sesuai dengan asal dari sumur tersebut (nama sumur/lapangan serta tanggal pengambilan percontoh). Pemberian label harus dilakukan pada botol dan bukan pada tutup karena tutup secara tidak sengaja bisa tertukar dengan bejana yang lain. Bila akan dikirim atau dikapalkan perlu ditempatkan dalam kotak kayu atau karton yang kuat.

Bila diperlukan pengujian kandungan minyak pada air terproduksi, harus digunakan bejana gelas untuk menampung atau menyimpan percontoh karena minyak atau kandungan organik lain akan menempel pada dinding bejana plastik atau terabsorpsi oleh dinding plastik. Tutup botol sebaiknya dibuat dari plastik kedap udara yang dilengkapi *plastic liner*. Dalam pengiriman diperlukan kehati-hatian dan pengepakan yang memadai agar botol tidak pecah di jalan.

Yang sangat perlu untuk diperhatikan adalah tidak boleh menggunakan bejana dan tutup logam untuk menampung dan menyimpan percontoh karena air terproduksi akan mengkorosi dinding atau tutup sehingga air akan terkontaminasi oleh karat tersebut.

2. Volume percontoh

Tidak terdapat panduan yang pasti mengenai volume air yang diambil, volume percontoh disesuaikan dengan kebutuhan untuk analisis kimia yang akan dilakukan. Volume percontoh sebaiknya tidak terlalu pas dengan kebutuhan untuk menghindari kejadian yang tidak terduga sehingga perlu diambil percontoh cadangan terutama bila pengujian akan dilakukan jauh dari lokasi sumur.

Pada kajian ini diperlukan 2 liter untuk pengujian analisis kimia dan 10 liter untuk pengujian *scale inhibitor*. Dengan perhitungan diperlukan percontoh cadangan sebanyak 100 % maka percontoh yang diambil dari suatu sumur adalah 24 liter. 1 sampai 2 liter digunakan untuk pengujian kandungan kimiawi in situ sedangkan 3 sampai 4 liter di-*preserve* dengan cara diasamkan sampai pH 2-4 untuk kemudian dibawa ke Jakarta untuk pengujian kation. Sedangkan kurang lebih 20 liter percontoh yang masih belum di-*preserve* dikirim ke Jakarta untuk pengujian *scale inhibitor*.

3. Prosedur pengambilan percontoh

Prosedur pengambilan percontoh untuk pengujian air terproduksi secara rutin dilakukan sebagai berikut:

- Bila tersedia keran untuk pengambilan percontoh di kepala sumur maka sambunglah dengan selang plastik di mulut keran, untuk mengalirkan air terproduksi kedalam botol.
- Untuk menghindari kontaminasi dari endapan atau kerak yang terakumulasi di keran atau dasar pipa maka keran harus dikuras (*flush*) dulu dengan cara mengalirkan air terproduksi dan memperhatikan warna air yang terkumpul. Apabila warna air masih berubah maka air tersebut masih mengandung kontaminan, sedangkan bila warna air sudah stabil maka air yang keluar sudah dapat dikumpulkan dan ditampung.
- Bila air dari kepala sumur diperkirakan sudah bersih dari kontaminan, bilas bejana plastik dengan air terformasi sampai tiga kali kemudian baru ditampung dengan cara memasukkan ujung pipa plastik ke dasar bejana sampai air meluap keluar

sampai 10 kali volume bejana. Kemudian secara perlahan selang air dikeluarkan dari bejana dan cepat-cepat ditutup untuk meminimalkan kontaminasi oksigen dari udara dan lepasnya gas terlarut.

- Segera dilakukan pemberian label pada bejana plastik, dengan persyaratan label harus dengan kuat melekat pada botol dan tulisan harus tidak luntur bila terkena air.

Beberapa saran dalam pengambilan percontoh:

- Sebaiknya percontoh diambil dari kepala sumur bukan dari tangki atau *water treater*.
- Bila percontoh diambil dari tangki, percontoh sebaiknya diambil dari tiga tempat berbeda yaitu atas, tengah dan bawah tangki. Diperlukan alat pengambilan percontoh yang disebut "*thief*".
- Percontoh sebaiknya dilakukan pada sumur yang berproduksi normal meskipun kadang-kadang percontoh gampang diambil pada sumur mati karena percontoh yang diambil dari sumur mati hasilnya diragukan. Selain itu harus diperhatikan bahwa laju produksi normal dan tidak terjadi sesuatu yang tidak biasa terjadi di hulu dari titik pengambilan percontoh.
- Apabila waktu tersedia sebaiknya dilakukan pengambilan percontoh secara berkali-kali dalam setahun karena air terproduksi dapat berubah dari waktu ke waktu.

Pada kajian ini pengambilan percontoh dilakukan pada kepala sumur dan dari sumur-sumur Beringin-08 (BRG-08), Gunung Kemala-65 dan 80 (GK-65 dan GK-80). Pemilihan lapangan ini untuk diambil percontoh air terproduksi didasarkan pada kenyataan sumur-sumur ini mempunyai kecenderungan *scale* yang sangat tinggi berdasarkan informasi dari karyawan PERTAMINA Region Sumatra.

C. Pengumpulan Scale Inhibitor

Selain pengambilan percontoh air terproduksi juga dilakukan pengambilan percontoh *inhibitor* untuk diuji efektivitasnya dalam penanganan problem *scale* di lapangan. Dengan bantuan dari PERTAMINA Region Sumatra didapatkan satu jenis inhibitor yang biasa dipakai di lapangan-lapangan PERTAMINA Region Sumatra. Untuk melengkapi diusahakan beberapa *inhibitor* lain dari *vendor-vendor* yang berada di Jakarta, dan hanya berhasil mendapatkan dua jenis

inhibitor yang kemudian disebut sebagai inhibitor A dan C (*inhibitor* dari PERTAMINA disebut dengan inhibitor B).

Agar penelitian dapat dilakukan sesuai dengan pemakaian di lapangan maka diperlukan informasi mengenai dosis pemakaiannya. Berdasarkan informasi, dosis pemakaian *inhibitor* dari PERTAMINA adalah 10 Liter/hari untuk produksi air 800 BWPD.

IV. ANALISIS KIMIA DAN TENDENSI SCALE

Analisis kimia hanya dilakukan pada percontoh yang diambil dari lapangan Beringin dan Gunung Kemala yaitu dari sumur-sumur BRG-08, GK-65, dan GK-80. Sedangkan analisis tendensi dilakukan selain pada percontoh yang diambil dari lapangan Gunung Kemala dan Beringin, juga dilakukan pada seluruh data analisis kimia yang didapatkan di seluruh Pulau Sumatra.

Pengujian kimiawi diusahakan untuk dapat dilakukan di lapangan yaitu di Laboratorium Produksi PERTAMINA Region Sumatra. Apabila tidak memungkinkan pengujian di lapangan, pengujian dilakukan di Laboratorium Material Pemboran di PPPTMGB "LEMIGAS" Jakarta. Untuk mencegah berubahnya konsentrasi kation, percontoh yang akan digunakan untuk pengujian kandungan kation diawetkan dengan cara diberi asam sehingga pH nya berubah menjadi 2-4, dengan cara ini diharapkan kation-kation tetap berada dalam larutan dan tidak terjadi kontaminasi. Pengujian kandungan kation dan anion dilakukan dengan metode yang berbeda-beda dan dapat dirangkum pada Tabel 4.1. di bawah ini:

Hasil analisis kimia pada ketiga percontoh yang diambil dari lapangan-lapangan migas yang ada di Prabumulih ditampilkan pada Tabel 4.2.

Hasil analisis kimia menunjukkan bahwa air terproduksi hanya mengandung sedikit ion Ba^{++} sehingga kemungkinan besar tidak mengendapkan *scale* $BaSO_4$.

Dari analisis kimia yang ditampilkan pada tabel tersebut, dilakukan analisis tendensi terbentuknya *scale* dengan menggunakan metode yang telah diuraikan pada Bab II. Rangkuman hasil analisis tendensi *scale* ditampilkan pada Tabel 4.3.

Hasil evaluasi menunjukkan bahwa semua air terproduksi tidak bertendensi membentuk *scale* $CaSO_4$, $BaSO_4$, serta $SrSO_4$, tetapi semua

Tabel 4.1.
Metode Pengujian Konsentrasi Ion pada Percontoh

No.	Konsentrasi ion yang diuji	Metode	Keterangan
1	CO ₃ ⁼	Titration	Di lapangan
2	HCO ₃ ⁻	Titration	Di lapangan
3	Cl ⁻	Titration	Di lapangan
4	SO ₄ ⁼	HACH Spectrophotometer	HACH Spectrophotometer
5	Ca ⁺⁺	Titration	Di lapangan
6	Mg ⁺⁺	Titration	Di lapangan
7	Ba ⁺⁺	HACH Spectrophotometer	Di lapangan
8	Sr ⁺⁺	ICP (Intra Couple Plasma)	Di "LEMIGAS"
9	Fe ⁺⁺⁺	HACH Spectrophotometer	Di lapangan
10	pH	HACH Digital pHmeter	Di lapangan

Tabel 4.2.
Hasil Analisis Kimia Percontoh dari Lapangan Beringin dan Gunung Kemala

Lapangan	Sumur	Lapisan	Interval (m)	Tanggal		Na ⁺ (mg/l)	Ca ⁺⁺ (mg/l)	Mg ⁺⁺ (mg/l)	CO ₃ ⁼ (mg/l)	HCO ₃ ⁻ (mg/l)	SO ₄ ⁼ (mg/l)	CL ⁻ (mg/l)	Ba ⁺⁺ (mg/l)	Sr ⁺⁺ (mg/l)	Fe ⁺⁺⁺ (mg/l)	pH	Keterangan
				Contoh	Analisis												
BRG - 08	BRN - 08	D2F1	2266 - 2272	31-Jul-09	11-Agust-09	5,622.2	1,043.9	75.5	-	1,220.0	12.0	11,000.0	0.1	22.6	4.8	7.5	
GK - 65	GK - 65	L2	1866 - 1868	30-Jul-09	11-Agust-09	5,704.2	521.1	64.3	-	2,818.2	156.0	1,500.0	0.1	5.7	0.1	7.8	
GK - 80	GK - 80	L23, Gk25	1875 - 2504	30-Jul-09	11-Agust-09	5,800.6	922.7	93.7	-	1,417.6	2.0	11,000.0	0.1	5.7	0.1	7.21	

Tabel 4.3.
Rangkuman Analisis Tendensi Scale Percontoh dari Lapangan Beringin dan Gunung Kemala

Lapangan	Sumur	Lapisan	Interval (m)	Tanggal		Scale CaCO ₃		Keterangan
				Contoh	Analisis	SI	Tendensi	
Beringin	BRG - 08	D2, F1	2266.0 - 2272.0	31-Jul-09	11-Agust-09	1.295	Ya	Pengambilan percontoh dilakukan di Kepala Sumur (Well Head). Semua tidak menunjukkan tendensi scale CaSO ₄ , BaSO ₄ dan Sr SO ₄
Gunung Kemala	GK - 65	L2	1866.0 - 1868.0	30-Jul-09	11-Agust-09	1.774	Ya	
Gunung Kemala	GK - 80	L23, Gk25	1875.0 - 2504.0	30-Jul-09	11-Agust-09	0.905	Ya	

menunjukkan tendensi mengendapkan scale CaCO₃. Hal ini memang sesuai dengan perkiraan karena tujuan pengambilan percontoh difokuskan pada sumur yang bertendensi membentuk *scale*.

V. EVALUASI PENYEBAB SCALE DAN PENANGANANNYA

Seluruh data telah dievaluasi tendensi pembentukan *scale*-nya untuk mendapatkan kesimpulan mengenai

penyebab *scale* di P. Sumatra. Analisis dilakukan untuk suhu 30°C yang mendekati suhu lapangan di Pulau Sumatra. Pada bab ini akan dibahas evaluasi penyebab *scale* untuk Provinsi Sumatra Selatan, Jambi, Riau, dan Nangroe Aceh Darrusalam, kemudian upaya pencegahan dengan menguji *scale inhibitor* yang biasa digunakan di lapangan, serta penanganannya.

A. Evaluasi Scale Sumatra Selatan

Data yang berhasil dikumpulkan dari Provinsi Sumatera Selatan sebanyak 2510 data yang mewakili 567 sumur di 46 lapangan. Lapangan tersebut dioperasikan oleh 7 operator yaitu: CONOCO PHILLIPS, ELNUSA TRISTAN, LEKOM MARAS, MEDCO S.-SS, PERTAMINA, RETCO P/WESTERN, dan PERTAMINA UBEP LIMAU.

Dari hasil evaluasi tidak terdapat indikasi tendensi pembentukan *scale* untuk mineral CaSO_4 , BaSO_4 , dan SrSO_4 . Khusus untuk SrSO_4 tidak terdapat data ion Sr^{++} di dalam kandungan air terproduksi di Sumatra Selatan, sedangkan data ion Ba^{++} hanya pada air terproduksi di lapangan Rambutan dan evaluasi *scale* menunjukkan tidak bertendensi untuk membentuk endapan. Indikasi *scale* yang ada hanya dari mineral CaCO_3 .

Evaluasi lebih lanjut menunjukkan bahwa dari 567 sumur, 145 sumur menunjukkan tidak bertendensi membentuk *scale* sedangkan 422 sumur bertendensi membentuk *scale*. Tidak seluruh sumur dalam suatu lapangan menunjukkan tendensi yang sama untuk membentuk atau tidak membentuk *scale*. Dari 46 lapangan yang ada di lampiran tersebut terdapat 4 lapangan yang semua sumurnya cenderung tidak membentuk *scale*, 4 lapangan yang sebagian besar sumurnya cenderung tidak membentuk *scale*, 4 lapangan yang peluangnya 50% untuk membentuk *scale*, 15 lapangan yang sebagian besar sumurnya cenderung membentuk *scale*, dan terdapat 19 lapangan yang semua sumurnya cenderung tidak membentuk *scale*.

Tanpa memperhitungkan lapisan-lapisan yang diproduksi bersama telah dievaluasi lapisan-lapisan yang air formasinya cenderung membentuk *scale* dan hasilnya ditampilkan pada Tabel 5.1.

B. Evaluasi Scale Jambi

Data yang berhasil dikumpulkan dari Provinsi Jambi sebanyak 294 data yang mewakili 83 sumur di 20 lapangan. Lapangan tersebut dioperasikan oleh 7

operator yaitu: AMERADA HESS, CONOCO PHILLIPS, ELNUSA TRISTAN, KSO-G.E.O MINERGY, MEDCO S.-SS, PEARL OIL, dan PERTAMINA.

Sesuai dengan metode yang telah diuraikan di Bab II dan telah dilakukan di Bab IV telah dilakukan evaluasi tendensi *scale* dari air terproduksi di Jambi. Tidak terdapat indikasi tendensi pembentukan *scale* untuk mineral CaSO_4 , BaSO_4 , dan SrSO_4 . Khusus untuk SrSO_4 tidak terdapat data ion Sr^{++} di dalam kandungan air terproduksi di Jambi, sedangkan data ion Ba^{++} hanya pada air terproduksi di lapangan Mengopeh dan evaluasi *scale* menunjukkan tidak bertendensi untuk membentuk endapan.

Data menunjukkan bahwa dari 294 data terdapat 263 data yang menunjukkan indikasi membentuk *scale* dan hanya 31 data yang menunjukkan tidak terdapat indikasi membentuk *scale*. Evaluasi lebih lanjut menunjukkan bahwa dari 96 sumur yang terdaftar, 20 sumur menunjukkan tidak bertendensi membentuk *scale* sedangkan 76 sumur bertendensi membentuk *scale*.

Tidak seluruh sumur dalam suatu lapangan menunjukkan tendensi yang sama untuk membentuk atau tidak membentuk *scale*. Dari 20 lapangan yang ada di lampiran tersebut terdapat 2 lapangan yang semua sumurnya cenderung tidak membentuk *scale*, 4 lapangan yang peluangnya 50% untuk membentuk *scale*, 5 lapangan yang sebagian besar sumurnya cenderung membentuk *scale*, dan terdapat 9 lapangan yang semua sumurnya cenderung tidak membentuk *scale*.

Tanpa memperhitungkan lapisan-lapisan yang diproduksi bersama telah dievaluasi lapisan-lapisan yang air formasinya cenderung membentuk *scale* dan hasilnya ditampilkan pada Tabel 5.2.

C. Evaluasi Scale Riau

Data yang berhasil dikumpulkan dari Provinsi Riau sebanyak 294 data yang mewakili 83 sumur di 20 lapangan. Lapangan tersebut dioperasikan oleh 4 operator yaitu: CONOCO PHILLIPS, CHEVRON PACIFIC INDONESIA, Peralahan A.N., dan SIAK.

Tidak terdapat indikasi tendensi pembentukan *scale* untuk mineral CaSO_4 , BaSO_4 , dan SrSO_4 . Khusus untuk SrSO_4 dan BaSO_4 tidak terdapat data ion Sr^{++} di dalam kandungan air terproduksi di Riau dan evaluasi *scale* menunjukkan tidak bertendensi untuk membentuk endapan.

Tabel 5.1.
Rangkuman evaluasi tendensi *scale* CaCO₃ di Sumatra Selatan

Tendensi terbentuk <i>scale</i>	Parameter			
	Data	Sumur	Lapangan	Lapisan
Tidak bertendensi terbentuk <i>scale</i>	470	145	4	10
Sebagian besar tidak bertendensi terbentuk <i>scale</i>			4	3
Kemungkinan membentuk Scale 50%			4	5
Sebagian besar bertendensi terbentuk <i>scale</i>			15	20
Bertendensi terbentuk <i>scale</i>	2070	422	19	30

Tabel 5.2.
Rangkuman evaluasi tendensi *scale* CaCO₃ di Jambi.

Tendensi terbentuk <i>scale</i>	Parameter			
	Data	Sumur	Lapangan	Lapisan
Tidak bertendensi terbentuk <i>scale</i>	31	20	2	1
Kemungkinan membentuk Scale 50%			4	3
Sebagian besar bertendensi terbentuk <i>scale</i>			5	2
Bertendensi terbentuk <i>scale</i>	263	96	9	25

Data menunjukkan bahwa dari 53 data terdapat 40 data yang menunjukkan indikasi membentuk *scale* dan hanya 13 data yang menunjukkan tidak terdapat indikasi membentuk *scale*. Evaluasi lebih lanjut menunjukkan bahwa dari 20 sumur yang terdaftar, 6 sumur menunjukkan tidak bertendensi membentuk *scale* sedangkan 14 sumur bertendensi membentuk *scale*.

Dari 12 lapangan yang ada terdapat 1 lapangan yang semua sumurnya cenderung tidak membentuk *scale*, 1 lapangan yang peluangnya 50% untuk membentuk *scale*, 3 lapangan yang sebagian besar sumurnya cenderung membentuk *scales*, dan terdapat 7 lapangan yang semua sumurnya cenderung tidak membentuk *scale*.

Tanpa memperhitungkan lapisan-lapisan yang diproduksi bersama telah dievaluasi lapisan-lapisan yang air formasinya cenderung membentuk *scale* dan hasilnya ditampilkan pada Tabel 5.3.

D. Evaluasi Scale Nanggroe Aceh Darussalam

Data yang berhasil dikumpulkan dari Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam sebanyak 3 data yang mewakili 2 sumur (satu data diambil di pipa produksi) di 3 lapangan. Lapangan tersebut dioperasikan oleh 3 operator yaitu: PERTAMINA, Exxon Mobil, dan MEDCO.

Tidak terdapat indikasi tendensi pembentukan *scale* untuk mineral CaSO₄, BaSO₄, dan SrSO₄. Khusus untuk SrSO₄ dan BaSO₄ tidak terdapat data ion Sr⁺⁺ di dalam kandungan air terproduksi di Nanggroe Aceh Darussalam dan evaluasi *scale* menunjukkan tidak bertendensi untuk membentuk endapan.

E. Pengujian Scale Inhibitor

Telah diuraikan pada bab sebelumnya bahwa telah dikumpulkan 3 percontohan *scale inhibitor* dari 2 Perusahaan penyedia material tersebut dan satu dari PERTAMINA. Untuk selanjutnya *scale inhibitor*

Tabel 5.3.
Rangkuman evaluasi tendensi dscale CaCO₃ di Riau

Tendensi terbentuk scale	Parameter			
	Data	Sumur	Lapangan	Lapisan
Tidak bertendensi terbentuk scale	13	6	2	
Kemungkinan membentuk Scale 50%			1	1
Sebagian besar bertendensi terbentuk Scale			3	
Bertendensi terbentuk scale	40	14	8	4

dari PERTAMINA dinamai B sedangkan yang dari Vendor dinamai A dan C.

Sebagai media untuk pengujian digunakan air percontoh dari Lapangan Beringin karena berdasarkan hasil evaluasi yang diuraikan pada Bab IV menunjukkan tendensi *scale* yang paling besar.

Urut-urutan pengujian dilakukan sebagai berikut (Gambar 5.1.):

Pemisahan percontoh air BRG-8. Air percontoh dari Lapangan Beringin yaitu yang diambil dari Sumur BRG-8, dimasukkan dalam suatu corong gelas yang besar yang mempunyai keran di bawahnya, dan dibiarkan beberapa saat. Minyak akan terpisah dan berada di atas air terproduksi. Apabila telah terjadi pemisahan yang sempurna air yang berada di bagian bawah ditampung dengan cara membuka keran. Air yang sudah dipisahkan dari minyak ini kemudian kita sebut sebagai media.

Penyaringan media. Penyaringan dilakukan terhadap media dengan menggunakan kertas filter ukuran 0,45 dan alat pemvakum untuk mempercepat proses penyaringan. Dengan penyaringan ini diharapkan semua padatan yang berada dalam cairan dapat dihilangkan sehingga hanya tersisa cairan dan padatan terlarut saja.

Pemberian Inhibitor. Media yang telah disaring kemudian ditakar dengan gelas ukur sebanyak 400 ml, ditetesi dengan inhibitor, kemudian dimasukkan ke dalam tabung yang terbuat dari besi anti karat yang disebut dengan *aging cell* (4 tabung masing-masing 400 ml). Satu tabung tidak ditetesi dengan inhibitor yang kemudian disebut blank, tabung kedua ditetesi dengan ½ tetes inhibitor (dilakukan dengan cara membubuhkan 1 tetes inhibitor kedalam 800 ml media, kemudian membaginya menjadi 2), tabung ketiga dengan 1 ½ tetes (dilakukan dengan menambahkan

sisanya 400 ml dari tabung kedua dan menambahkan dengan satu tetes), dan tabung keempat dengan menambahkan 3 tetes inhibitor. Untuk satu inhibitor dilakukan tiga kali pengujian.

Pemeraman (aging). Keempat tabung tersebut kemudian dimasukkan ke dalam oven dengan suhu 100°C, selama 24 jam. Dengan pemeraman diharapkan terjadi pengendapan CaCO₃ karena material ini akan mempunyai indeks kelarutan yang makin rendah bila suhu semakin tinggi.

Penimbangan filter bersih. Sesaat setelah tabung dikeluarkan dilakukan penimbangan filter yang akan digunakan untuk menyaring air yang telah diperam di dalam tabung. Masing-masing filter ditandai dan dicatat beratnya (pada wadah filter yang bersangkutan). Penimbangan dilakukan dengan akurasi empat digit di belakang koma (satuan mg). Diperlukan 8 filter untuk menyaring air di dalam 4 tabung yang diperam.

Penyaringan hasil aging. Penyaringan dilakukan terhadap media dengan menggunakan kertas filter ukuran 0,45 yang telah ditimbang beratnya (dua filter) dan alat pemvakum untuk mempercepat proses penyaringan. Dengan penyaringan ini diharapkan semua endapan yang berada dalam cairan dapat tertinggal di filter, sehingga hanya tersisa cairan dan padatan terlarut saja.

Pengeringan filter. Kedelapan filter tersebut kemudian dimasukkan ke dalam oven dengan suhu 90°C, selama 6 jam. Dengan pemeraman diharapkan terjadi pengendapan CaCO₃ karena material ini akan mempunyai indeks kelarutan yang makin rendah bila suhu semakin tinggi.

Penimbangan filter dengan endapan. Sesaat setelah filter yang digunakan untuk menyaring selesai dikeringkan dan dikeluarkan, selanjutnya dilakukan

penimbangan filter yang telah digunakan untuk menyaring air yang telah diperam di dalam oven. Penimbangan dilakukan dengan akurasi empat digit di belakang koma (satuan mg). Masing-masing air tabung menggunakan dua filter. Selisih berat antara filter sebelum dan sesudah digunakan, merupakan berat endapan.

1. Dasar-dasar perhitungan

Untuk menjaga akurasi diperlukan beberapa perhitungan menyangkut kebutuhan atau dosis inhibitor di lapangan, konversi dari tetes ke ppm, serta konsentrasi inhibitor dalam tabung.

Dosis di lapangan ditentukan dengan dasar informasi dari PERTAMINA bahwa dibutuhkan inhibitor 10 L/hari untuk sumur yang memproduksi 800 BWPD (barel air per hari). Perhitungannya adalah sebagai berikut:

$$Dosis = \frac{Kebutuhan\ Inhibitor\ (dalam\ L/hari) * 10^6}{Produksi\ air\ (dalam\ L/hari)} \quad (15)$$

$$= \frac{10 * 10^6}{800 * 159} = 78,62\ ppm$$

Dari perhitungan di atas didapatkan dosis yang digunakan di lapangan adalah 78,62 ppm.

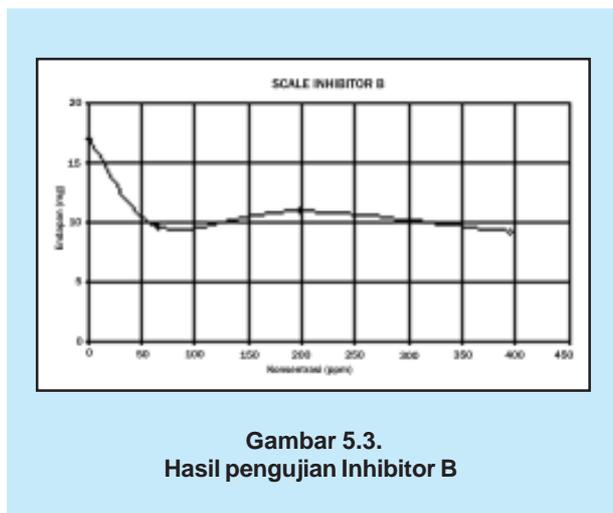
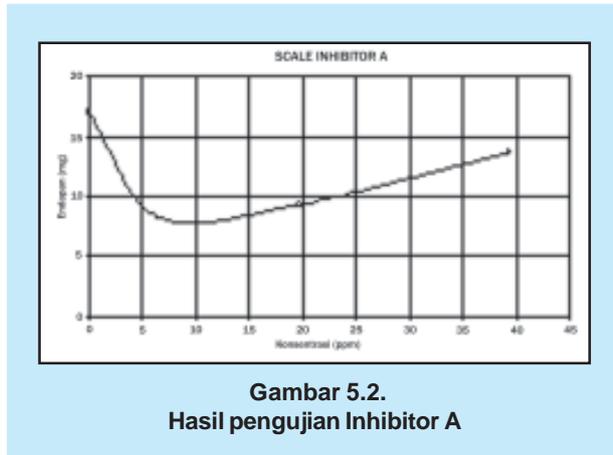
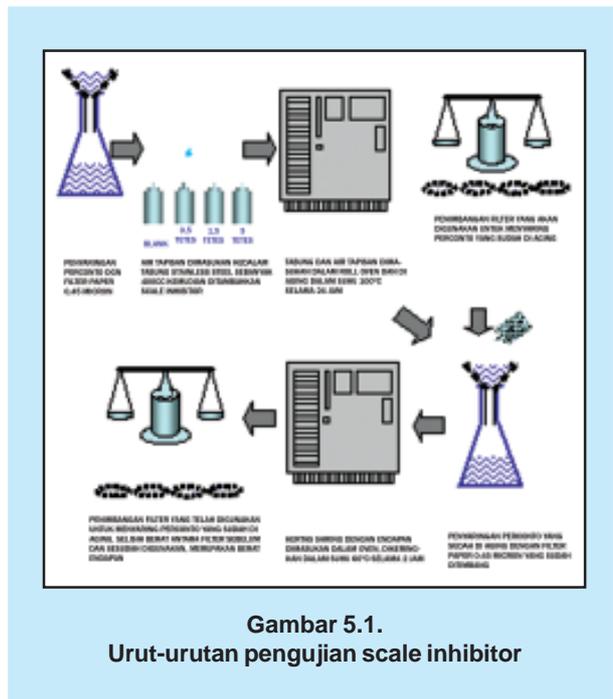
Konversi dari tetes ke ml dilakukan dengan percobaan pada suatu pipet ukuran 1 ml yang akan digunakan untuk membubuhkan inhibitor kedalam tabung (pipet ini seterusnya akan digunakan untuk membubuhkan inhibitor ke dalam tabung). Percobaan menunjukkan bahwa diperlukan penetesan sampai 19 kali untuk mengosongkan 1 ml inhibitor. Dari hasil percobaan tersebut berarti 1 tetes inhibitor setara dengan 1/19 ml.

Perhitungan untuk konsentrasi inhibitor dilakukan dengan rumus:

$$C_{inh} = \frac{T * C_F * 10^6}{V_{tabung}} \quad (16)$$

di mana:

- C_{inh} = Konsentrasi dalam ppm
- T = T jumlah tetes dalam tetes
- C_F = Faktor konversi, dalam hal ini 1/19 ml/tetes
- V_{tabung} = Volume air dalam tabung dalam ml



Tabel 5.4.
Hasil pengujian percontoh *Blank*

Konsentrasi		Penimbangan (Gram)						Endapan (mg)
		Filter Atas			Filter Bawah			
Tetes	PPM	Awal	Akhir	Endapan	Awal	Akhir	Endapan	
0.00	0.00	0.078750	0.088710	0.009960	0.078600	0.080500	0.001900	118.600
0.00	0.00	0.076540	0.088330	0.011790	0.077650	0.080110	0.002460	142.500
0.00	0.00	0.079050	0.104060	0.025010	0.076430	0.079030		250.100
0.00	0.00	Rata-Rata						170.400

Tabel 5.5.
Hasil pengujian Inhibitor A

Konsentrasi		Penimbangan (Gram)						Endapan (mg)
		Filter Atas			Filter Bawah			
Tetes	PPM	Awal	Akhir	Endapan	Awal	Akhir		
0.5	66	0.078920	0.083550	0.004630	0.077010	0.077380	0.000370	5.000000
0.5	66	0.078920	0.083550	0.004630	0.077010	0.077380	0.000370	5.000000
0.5	66	0.077150	0.088250	0.011100	0.077290	0.080970	0.003880	14.780000
0.5	66	Rata-Rata						8.2600
1.5	197	0.077620	0.081460	0.003840	0.077300	0.078810	0.001510	5.350000
1.5	197	0.076900	0.083840	0.006940	0.070400	0.079740	0.009340	16.280000
1.5	197	0.076720	0.082810	0.006090	0.077400	0.077670	0.000270	6.360000
1.5	197	Rata-Rata						9.3300
3	395	0.077880	0.085290	0.007410	0.076630	0.080300	0.001670	9.080000
3	395	0.078350	0.084930	0.006580	0.077700	0.078390	0.000690	7.270000
3	395	0.076850	0.097050	0.020200	0.075690	0.076520	0.000830	21.030000
3	395	0.076770	0.090460	0.013690	0.079600	0.078630	0.00970	12.720000
3	395	Rata-Rata						136.733

Contoh perhitungan untuk ½ tetes dalam 400 ml air didalam tabung adalah:

$$C_{inh} = (1/2 * 1/19 * 106) / 400 = 65.789 \text{ ppm}$$

2. Hasil pengujian inhibitor

Dengan dasar perhitungan di atas dan pengujian yang telah dilakukan, hasilnya dapat dirangkum pada

Tabel 5.4. sampai 5.7. dan Gambar 5.2. sampai 5.3., sedangkan rangkuman secara keseluruhan ditampilkan pada Tabel 5.8.

Hasil pengujian menunjukkan bahwa semua scale inhibitor menunjukkan kinerja yang relatif sama pada dosis yang disarankan (75-100 ppm). Pada porsi ini semua inhibitor menunjukkan kinerja optimum. Penambahan *scale inhibitor* tidak menunjukkan perbaikan kinerja, malahan menurunkan kinerja pada

Tabel 5.6.
Hasil pengujian Inhibitor B

Konsentrasi		Penimbangan (Gram)						Endapan (mg)
Tetes	PPM	Filter Atas			Filter Bawah			
		Awal	Akhir	Endapan	Awal	Akhir		
0.5		0.074980	0.080720	0.005740	0.074480	0.074970	0.000490	6.230000
0.5		0.076040	0.083700	0.007660	0.075700	0.078130	0.002430	10.090000
0.5		0.074330	0.075170	0.000840	0.075660	0.087620	0.011960	12.800000
0.5	66	Rata-Rata						9.7067
1.5		0.074040	0.074820	0.000780	0.074970	0.084550	0.009580	10.360000
1.5		0.075030	0.082100	0.007070	0.073940	0.074920	0.000980	8.050000
1.5		0.079880	0.093090	0.013210	0.079370	0.080680	0.001310	14.520000
1.5	197	Rata-Rata						10.9767
3		0.075360	0.078950	0.003590	0.074660	0.076380	0.001720	5.310000
3		0.079550	0.084660	0.005110	0.078600	0.080050	0.001450	6.560000
3		0.079390	0.096260	0.016870	0.076320	0.075530	0.000790	16.080000
3	395	Rata-Rata						9.3167

Tabel 5.7.
Hasil pengujian Inhibitor C

Konsentrasi		Penimbangan (Gram)						Endapan (mg)
Tetes	PPM	Filter Atas			Filter Bawah			
		Awal	Akhir	Endapan	Awal	Akhir		
0.5	66	0.074270	0.082360	0.008090	0.075080	0.076670	0.001590	9.6800
0.5	66	0.079060	0.086390	0.007330	0.079580	0.081730	0.002150	9.4800
0.5	66	0.076675	0.084365	0.007720	0.077340	0.079210	0.001880	9.6000
0.5	66	Rata-Rata						9.5867
1.5	197	0.075920	0.101650	0.025730	0.076910	0.078070	0.001160	26.8900
1.5	197	0.083970	0.100100	0.016130	0.079860	0.082140	0.002280	18.4100
1.5	197	0.079955	0.100885	0.020940	0.078395	0.080115	0.001730	22.6700
1.5	197	Rata-Rata						22.6567
3	395	0.075350	0.125610	0.050260	0.076320	0.078100	0.001780	52.040000
3	395	0.078840	0.119090	0.040250	0.076160	0.075850	0.000310	39.940000
3	395	0.077105	0.122360	0.045255	0.076250	0.076985	0.000735	45.990000
3	395	Rata-Rata						45.9900

Tabel 5.8.
Hasil pengujian Inhibitor

Scale Inhibitor	Rata-Rata Jumlah Endapan (mg)				Keterangan
	Blank (0 ppm)	0,5 Tetes (66 ppm)	1,5 Tetes (197 ppm)	3,0 Tetes (395 ppm)	
Inhibitor A	17.040	8.260	9.330	13.673	Pengujian masing-masing inhibitor dilakukan menggunakan 3 tabung <i>stainless steel</i> dengan volume 400cc, kemudian tiap tabungnya ditetesi inhibitor 0,5 tetes, 1,5 tetes dan 3 tetes. Setiap percobaan dilakukan 3 kali (diulang dua kali). Hasilnya dirata-ratakan. Selain itu dilakukan tiga kali pengujian dengan tabung 400cc tanpa ditetesi inhibitor dan hasilnya dirata-ratakan untuk mendapatkan <i>Blank</i> .
Inhibitor B	17.040	9.707	10.977	9.317	
Inhibitor C	17.040	9.587	22.657	45.990	

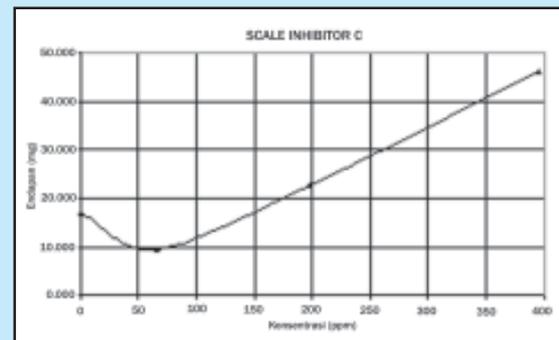
inhibitor A dan C, sehingga disarankan untuk selalu menginjeksikan inhibitor sesuai dengan dosis yang disarankan. Dari ketiga inhibitor tersebut Inhibitor B menunjukkan kinerja yang paling bagus di antara ketiganya.

F. Pencegahan dan penanggulangan scale

Pencegahan yang perlu dilakukan adalah menggunakan inhibitor yang diutamakan untuk mencegah terjadinya *scale* CaCO_3 . Sesuai dengan hasil uji inhibitor disarankan untuk:

- Menggunakan inhibitor sejak sumur diproduksi. *Scale inhibitor* harus diinjeksikan di dekat zona perforasi sehingga didapat pencegahan sejak dini untuk menghindari endapan *scale* di bawah permukaan.
- Inhibitor yang digunakan lebih diutamakan *scale* untuk menghambat pengendapan CaCO_3 dengan seleksi yang ketat menggunakan uji laboratorium. Hal ini untuk menghindari terbentuknya *scale* karena penambahan inhibitor yang berlebihan.
- Menggunakan inhibitor dengan dosis sesuai dengan kajian laboratorium

Mengingat bahwa penyebab *scale* yang terutama adalah CaCO_3 maka penanggulangan *scale* yang sudah terbentuk adalah dengan menggunakan HCl dengan metode yang disarankan yaitu metode yang dikemukakan oleh Patton. Pembersihan dapat dilakukan juga dengan *chelating agent* seperti EDTA,



Gambar 5.4.
Hasil pengujian Inhibitor C

akan tetapi tidak akan dibahas di sini karena harganya yang sangat mahal sehingga tidak ekonomis untuk dipakai di lapangan migas. Saran untuk membersihkan pipa yang tersumbat oleh *scale* adalah:

- Membersihkan endapan hidrokarbon yang melapisi *scale* yang terbentuk dengan pelarut hidrokarbon, sebelum *scale* dilarutkan dengan asam
- Menggunakan HCl dengan dosis yang sesuai dengan ketebalan *scale* dengan menambahkan *corrosion inhibitor* untuk melindungi pipa. Rumus yang digunakan adalah 318 galon 15% HCL untuk setiap ft^3 *scale* di dalam pipa.

Apabila telah dilakukan pembersihan terhadap

endapan hidrokarbon yang melapisi endapan *scale* maka urutan pemebnsihan pipa adalah:

1. Memperkirakan volume *scale* di dalam pipa.

Gunakan grafik pada Gambar 5.5. untuk memperkirakan *volume scale* dengan memperhatikan ketebalan *scale* didalam pipa. Grafik di bagian untuk *scale* dengan ketebalan 1/64 sampai 1/4 inci, sedangkan di bagian bawah untuk ketebalan 1/2 sampai 1 inci.

Contoh pemakaian:

Bila diameter pipa yang dipakai adalah 14" sedangkan panjangnya 200 ft dan perkiraan ketebalan *scale* 1/2 inci. Berapa volume *scale* yang ada didalam pipa?

- Lihat Gambar 5.5. bagian bawah. Terlihat ada garis tebal vertikal terputus-putus yang berimpit dengan diameter pipa 14".
- Garis ini memotong grafik ketebalan 1/2" di A.
- Dari A dapat ditarik garis lurus mendatar yang memotong sumbu vertikal di B yang mendekati angka 0,15 ft³/linear feet.
- Volume *scale* di dalam pipa adalah 200 * 0,15 = 30 ft³

2. Memperkirakan kebutuhan HCl

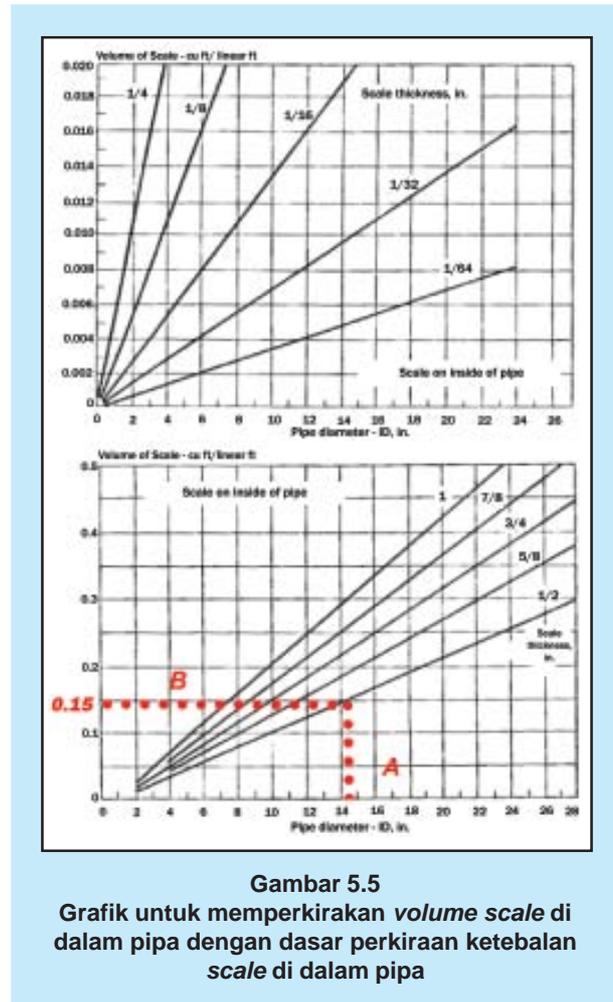
Untuk memperkirakan kebutuhan HCL bagi dapat digunakan rumus di bawah ini (berlaku untuk HCl 15 %)

$$\text{for } \begin{bmatrix} \text{CaCO}_3 \\ \text{Fe}_2\text{O}_3 \\ \text{FeS} \end{bmatrix} \text{ use } \begin{bmatrix} 95 \\ 318 \\ 180 \end{bmatrix} \text{ gal 15\% HCl/cu ft of scale} \quad (17)$$

Rumus di atas dapat dipakai untuk endapan CaCO₃, Fe₂CO₃ dan FeS. Cara membacanya adalah sebagai berikut:

- Untuk CaCO₃ dibutuhkan 15% HCl sebanyak 95 gal/ft³ *scale* (angka yang paling atas).
- Untuk Fe₂CO₃ dibutuhkan 15% HCl sebanyak 318 gal/ft³ *scale* (angka yang di tengah).
- Untuk FeS dibutuhkan 15% HCl sebanyak 180 gal/ft³ *scale* (angka yang paling bawah).

Dari hasil di atas dapat dicari kebutuhan 15% HCl untuk 30 ft³ *scale* CaCO₃ yaitu 60 ft³ * 95 gal/ft³ sama dengan 2850 galon.



Gambar 5.5
Grafik untuk memperkirakan *volume scale* di dalam pipa dengan dasar perkiraan ketebalan *scale* di dalam pipa

3. Perkiraan Lama Reaksi

Reaksi larutan HCl untuk CaCO₃ seharusnya berjalan dengan cepat. Patton (1986) mengemukakan untuk *scale* yang basah air (tidak terlapis oleh minyak) *scale* setebal 1/8" dalam pipa 1/4" X 1" diperlukan hanya kurang dari 5 menit untuk menyelesaikan reaksi. Apabila *scale* basah minyak (terlapis minyak) reaksi bisa berlangsung sampai lebih lama darai 50 menit.

VI. KESIMPULAN

1. Penyebab utama endapan *scale* di Sumatra adalah CaCO₃. Semua lapangan tidak menunjukkan adanya indikasi endapan *scale* CaSO₄ dan BaSO₄.
2. Semua *scale inhibitor* menunjukkan kinerja yang relatif sama pada dosis yang disarankan (78 ppm).

3. *Scale inhibitor* A menunjukkan kinerja yang paling baik akan tetapi penambahan *scale inhibitor* mengakibatkan penurunan efektivitas inhibitor. Penambahan *scale inhibitor* tidak menunjukkan perbaikan kinerja, malahan menurunkan kinerja pada inhibitor A dan C, sehingga disarankan untuk selalu menginjeksikan inhibitor sesuai dengan dosis yang disarankan. Inhibitor B menunjukkan kinerja yang paling bagus di antara ketiganya.
4. Pencegahan pembentukan *scale*:
 - Menggunakan inhibitor sejak sumur diproduksi. *Scale inhibitor* harus diinjeksikan di dekat zona perforasi sehingga didapat pencegahan sejak dini untuk menghindari endapan *scale* di bawah permukaan.
 - Inhibitor yang digunakan lebih diutamakan *scale* untuk menghambat pengendapan CaCO_3 dengan seleksi yang ketat menggunakan uji laboratorium. Hal ini untuk menghindari terbentuknya *scale* karena penambahan inhibitor yang berlebihan.
 - Menggunakan inhibitor dengan dosis sesuai dengan kajian laboratorium.
5. Penanggulangan *scale* yang sudah terbentuk
 - Membersihkan endapan hidrokarbon yang melapisi *scale* yang terbentuk dengan pelarut

hidrokarbon, sebelum *scale* dilarutkan dengan asam.

- Menggunakan HCl dengan dosis yang sesuai dengan ketebalan *scale* dengan menambahkan corrosion inhibitor untuk melindungi pipa. Rumus yang digunakan adalah 95 galon 15% HCL untuk setiap ft^3 *scale* di dalam pipa.

KEPUSTAKAAN

1. Jaques, D.F., and Bourland, B.I. 1983. A Study of solubility of Strontium Sulfate. SPE Journal, p 292-300.
2. Jones, L.W. 1988. Corrosion and Water Technology for Petroleum Producers. OGGI Pub, p117-127.
3. Patton, DR. Charles C. 1989. Applied Water Technology. Oklahoma. Campbell Petroleum Series.
4. Petroleum Extension Services. 1968. Crude Oil Tanks, Construction, Strapping, Gauging, and Maintenance. Austin. The University of Texas, Division of Extension in Cooperation with Texas Educational Agency.