

PENANGGULANGAN SCALE CaCO_3 PADA SUMUR PF1 LAPANGAN 26 DI PT PERTAMINA EP ASSET 2 FIELD LIMAU

Roni Alida¹⁾, Prima Fandra²⁾

1Program Studi Teknik Eksplorasi Produksi Migas Politeknik Akamigas Palembang, 30257, Indonesia

2Program Studi Teknik Eksplorasi Produksi Migas Politeknik Akamigas Palembang, 30257, Indonesia

Abstrak: Scale merupakan suatu endapan yang mengkristal dari air formasi di suatu bidang khususnya *flowline* yang dipengaruhi oleh beberapa faktor seperti suhu, pH, tekanan, dan kandungan ion senyawa kimia yang ada di air formasi tersebut. Jenis- jenis scale ialah *hard scale*, *soft scale* dan *misc. Scale* dapat mengganggu laju alir dari suatu sumur dikarenakan scale dapat membuat pengecilan *inside diameter (ID)* dari pipa produksi. Pada sumur PF1 Lapangan 26 yang ada di PT Pertamina EP Asset 2 Field Limau, scale terbentuk di-*flowline*, karena adanya peningkatan tekanan pada *flowline*. Pada sumur ini scale yang terbentuk berjenis CaCO_3 . Hal ini dibuktikan dengan kandungan ion senyawa kimia yang ada di air formasinya dan telah dilakukannya perhitungan menggunakan metode *Stiff Davis* dengan SI 1.17. Scale ini hanya akan larut pada asam, sesuai dengan karakteristik scale tersebut. Pada situasi ini asam yang digunakan untuk proses penanggulangan berjenis asam HCl. Setelah proses penanggulangan scale CaCO_3 dilakukan, hasil evaluasi terlihat pada *Productivity index (PI)* dan *Trend* produksi di Sumur PF1 Lapangan 26 terjadi peningkatan. Sehingga proses penanggulangan scale CaCO_3 tersebut dikatakan berhasil.

Kata kunci : scale CaCO_3 , *Stiff Davis*, air formasi

1. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Minyak dan gas merupakan salah satu sumber energi yang layak diperhitungkan, mengingat kenyataan bahwa cadangan minyak di dunia saat ini telah menipis. Di Indonesia penggunaan sumber energi ini meningkat sejalan dengan perkembangan industri yang terjadi di berbagai daerah. Namun produksi dari sebuah lapangan migas khususnya minyak terus mengalami penurunan dari tahun ke tahun, hal ini disebabkan oleh beberapa faktor terutama dari faktor kerusakan reservoir (*reservoir damage*), pengangkatan buatan (*artificial lift*) maupun sarana penyalurannya (*tubing* dan *accessory-nya*).

Pada sarana penyalurannya masalah scale, korosi, emulsi, wax dan paraffin terjadi karena fluida yang berasal dari reservoir memiliki senyawa ion-ion kimia tertentu baik berupa senyawa ion 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-}) yang dapat mempengaruhi kinerja dari suatu fasilitas transportasi produksi.

Pada kegiatan produksi suatu fluida yang mengalir melalui *flowline* ke sistem pengumpul terdapat friksi antara fluida dan

dinding pipa pada *flowline* selama proses produksi berlangsung dapat menyebabkan perubahan tekanan, perubahan suhu, dan laju alir dari fluida itu sendiri. Perubahan-perubahan tersebut dapat menyebabkan terbentuknya endapan (*scale*) di dinding *flowline* serta menyebabkan pengecilan *inside diameter* dan dapat mengganggu proses produksi dari fluida tersebut.

Pengecilan *inside diameter* yang terjadi di fasilitas produksi ataupun *flowline* yang berbentuk kristal ataupun kerak yang terbentuk oleh ion-ion dari kandungan air formasi disebut *scale*. Air formasi yang terproduksi tersebut memiliki kandungan kation dan anion yang berbeda-beda. Jika terjadi percampuran dua jenis fluida yang *incompatible* dan adanya perubahan tekanan, temperatur, dan pH maka akan melewati batas kelarutan senyawa yang akan menyebabkan terbentuknya endapan *scale*. Scale memiliki beberapa jenis yaitu *Hard scale*, *Soft scale* dan *Misc*. Dari ketiga jenis *scale* tersebut dapat kita ketahui dengan cara menentukan komposisi ion-ion penyusunnya serta perhitungan *scaling index* dengan metode *Stiff Davis*, *Oddo Tompson* ataupun menggunakan software *OLI ScaleChem*.

Kegunaan metode tersebut dapat mengetahui jenis *scale* yang terjadi pada sebuah fasilitas produksi. Setelah kita mengetahui jenis *scale* yang terjadi, maka kita dapat mengetahui metode apa yang perlu dilakukan untuk menangani *problem scale* tersebut agar dapat meningkatkan produksi dari sebuah lapangan minyak khususnya di PT Pertamina E&P Asset II Limau Field.

Problem ini harus ditanggulangi apabila pembentukan *scale* sudah terjadi di pipa produksi maupun fasilitas produksi lainnya. Jika tidak ditanggulangi dengan efektif dan efisien maka transportasi dari fluida tersebut tidak dapat di optimalkan. Oleh karena itu, pada penelitian ini akan membahas tentang penanganan *problem scale* CaCO_3 pada Sumur PF1 Lapangan 26 di PT Pertamina E&P Asset 2 Limau Field.

2. TEORI DASAR

2.1 Scale

Scale merupakan endapan atau kerak yang terbentuk dari proses kristalisasi dan pengendapan mineral - mineral yang terkandung dalam air formasi. Pembentukan *scale* terjadi akibat faktor-faktor dari luar kandungan senyawa kimia yang ada pada air formasi, seperti penurunan tekanan, temperatur dan pH. Selain itu, pembentukan *scale* juga terbentuk pada bidang-bidang yang bersentuhan langsung dengan air formasi selama proses produksi berlangsung, misalnya pada matrik dan rekahan formasi, lubang sumur, rangkaian pompa dalam sumur, pipa produksi, pipa alir serta fasilitas produksi (*surface facilities*) lainnya.

Adanya endapan *scale* pada komponen tersebut dapat menghambat aliran fluida dalam matrik dan rekahan formasi, lubang sumur serta pipa *flowline* pada saat fluida di produksi. Pada matriks formasi, endapan *scale* akan menyumbat aliran dan menurunkan permeabilitas dari batuan tersebut. Sedangkan pada pipa *flowline* endapan *scale* tersebut dapat menyebabkan penyempitan *inside diameter* yang akan membuat aliran fluida tersumbat pada saat proses produksi.



Gambar 2.1 Endapan Scale Pada Pipa Produksi

2.2 Mekanisme Pembentukan *scale*

Faktor utama yang berpengaruh terhadap pembentukan, pertumbuhan kristal dan pengendapan *scale* diantaranya yaitu perubahan kondisi reservoir (penurunan tekanan reservoir dan perubahan temperatur), pencampuran dua jenis fluida yang susunan mineralnya tidak sesuai, adanya penguapan (perubahan konsentrasi), pengadukan (agitasi dan turbulensi), serta perubahan pH.

Mekanisme pembentukan endapan *scale* juga dipengaruhi oleh komposisi kandungan senyawa ion-ion dalam air formasi misalnya 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-}). Proses terlarutnya ion-ion di atas dipengaruhi oleh tekanan, temperatur, serta waktu kontak (*contact time*) antara air dengan media pembentukan air. Apabila pada kondisi tekanan pada fluida turun dan temperatur naik, serta batas kelarutan terlampaui maka senyawa tersebut tidak akan terlarut lagi melainkan terpisah dari pelarutnya dalam bentuk padatan.

Berikut beberapa faktor-faktor pendukung terjadinya pengendapan *scale* :

1. Air yang mengandung ion-ion yang memiliki kecenderungan membentuk Senyawa yang mempunyai angka kelarutan rendah.
2. Perubahan kondisi fisik atau komposisi air yang menurunkan kelarutan
3. Kenaikan temperatur yang menyebabkan penguapan dan dapat menyebabkan terjadinya perubahan kelarutan.

4. Nilai pH yang besar akan mempercepat pembentukan *scale*.
5. Lamanya waktu kontak *scale* mengendap akan mengarah pada pembentukan *Scale* yang lebih padat dan keras.

2.3 Komposisi Kimia dan Sifat Fisik Air Formasi

Scale terbentuk dari air formasi yang memiliki komponen utama antara lain ion-ion yang terkandung di dalam air formasi, serta sifat fisik dari ion-ion tersebut. Berikut Tabel 2.1 yang menunjukkan ion-ion yang terkandung serta sifat fisiknya.

Tabel 2.1 Kandungan Ion-ion dan Sifat Fisiknya

	Ion-ion	Sifat lainnya
Kation	Kalsium (Ca)	Keasaman pH Padatan tersuspensi Turbiditas Temperatur SG Gas terlarut oksigen, karbon dioksida Sulfida pada (H_2S) Populasi Bakteri Kandungan minyak
	Magnesium (Mg)	
	Natrium (Na)	
	Besi (Fe)	
	Barium (Ba)	
	Stronsium (Sr)	
Anion	Klorida (Cl)	
	Karbonat (CO_3)	
	Bikarbonat (HCO_3)	
	Sulfat (SO_4)	

2.4 Jenis *Scale* dan Faktor yang Mempengaruhi Pembentukannya

Senyawa-senyawa yang memiliki kecenderungan membentuk endapan *scale* yaitu kalsium karbonat ($CaCO_3$), *gypsum* atau kalsium sulfat ($CaSO_4, 2H_2O$), dan barium sulfat ($BaSO_4$). Endapan *scale* yang lain adalah stronsium sulfat ($SrSO_4$) yang memiliki intensitas pembentukan rendah dan kalsium sulfat ($CaSO_4$) yang biasa terbentuk pada peralatan pemanas (boiler dan heater treaters), serta *scale* dengan komponen besi

[iron sulfide (FeS) dan iron oxide (Fe_2O_3)] . Berikut adalah Tabel 2.2 yang menjelaskan jenis- jenis *scale*, sifat utama *scale*, komponen serta reaksi kimia.

Tabel 2.2 Jenis-jenis *Scale* dan Sifat Utamanya

Jenis	Sifat utama	Komponen	Reaksi kimia
Hard <i>scale</i>	Berwarna terang, jika ada pengotor agak berwarna gelap dan tidak larut dalam asam	$(BaSO_4)$ $(SrSO_4)$ $(CaSO_4)$ $(2H_2O)$	$BaCl_2 + Na_2SO_4 \rightarrow BaSO_4 + 2NaCl$ $SrCl_2 + CaSO_4 \rightarrow SrSO_4 + CaCl_2$
Soft <i>Scale</i>	Umumnya terang atau agak gelap dan larut dalam asam, mengandung CO_2	$CaCO_3$, $MgCO_3$, $FeCO_3$	$Ca(HCO_3)_2 \rightarrow CaCO_3 + CO_2 + H_2O$
Misc	Tidak mudah larut dalam asam. Mengandung H_2S berwarna coklat tua sampai hitam.	FeS , FeO , F e_2O_3 , H_2O, S	$Fe + H_2S \rightarrow FeS + H_2$ $Fe_2O_3 + 3H_2S \rightarrow 2FeS + 6H_2O$

Endapan yang umumnya terjadi di lapangan migas dapat dilihat dari Tabel 2.3 sebagai berikut:

Tabel 2.3 Jenis *Scale* dan Faktor yang Berpengaruh

Jenis <i>Scale</i>	Rumus Kimia	Faktor yang Berpengaruh
Kalsium Karbonat °(Kalsit)	$CaCO_3$	° Penurunan tekanan ° Perubahan temperatur ° Kandungan garam terlarut ° Perubahan

Jenis Scale	Rumus Kimia	Faktor yang Berpengaruh
		pH
◦ Kasium Sulfat ◦ Gypsum (sering) ◦ Hemi – Hydrate ◦ Anhydrite	$\text{CaCO}_3 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{CaCO}_3 \cdot \frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$ CaCO_3	◦ Perubahan Tekanan dan ◦ Temperatur ◦ Kandungan Garam Terlarut
◦ Barium Sulfate ◦ Strontium Sulfate	BaSO_4 CrSO_4	◦ Perubahan Tekanan dan ◦ Temperatur ◦ Kandungan Garam Terlarut
Komponen Besi ◦ Besi Karbonat ◦ Sulfida Besi ◦ Ferrous Hydroxide ◦ Ferric Hydroxide ◦ Oksidasi Besi	FeCO_3 FeS Fe(OH)_2 Fe(OH)_3 Fe_2O_3 Fe_2O_3	◦ Korosi ◦ Kandungan Gas Terlarut ◦ Derajat Keasaman pH

2.5 Pertumbuhan Scale

Pertumbuhan *scale* yang tidak dapat diperkirakan merupakan masalah yang serius pada saat produksi. Hal ini dikarenakan sifat *scale* yang tumbuh setiap waktu akan terus menebal dan mengganggu proses produksi berlangsung khususnya pada *flowline*. *Problem* umum yang diakibatkan oleh *scale*, yaitu:

- 1) Berkurangnya produksi
- 2) *Well plugging*
- 3) Mengurangi kapasitas pipa
- 4) Meningkatkan resiko keselamatan dalam operasi
- 5) Meningkatnya biaya operasi
- 6) Mengurangi volume *inside diameter* pipa

Beberapa *problem* umum tersebut dipengaruhi oleh beberapa faktor utama yaitu kelarutan senyawa-senyawa pembentuk *scale* seperti:

- 1) Temperatur
Pada saat temperatur tinggi, maka mobilitas reaksi pembentukan *scale* meningkat ($\text{Ca}^{2+} + \text{HCO}_3 \leftrightarrow \text{CaCO}_3 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$)
- 2) Tekanan
Pada saat tekanan turun maka tekanan parsial CO_2 turun, artinya jumlah CO_2 turun. jika CO_2 turun, maka kesetimbangan akan bergeser ke kanan atau potensi pembentukan *scale* CaCO_3 semakin besar.
- 3) pH
Jika pH naik atau semakin basa, maka potensi reaksi Ca^{2+} dengan HCO_3 atau CO_2 membentuk *scale* CaCO_3 semakin besar.
- 4) Kadar garam dalam fluida
Kelarutan *scale* CaCO_3 turun jika kadar garam dalam fluida turun.
- 5) Bercampurnya air formasi dari lapisan yang berbeda

2.5.1 Scale Coupon

scale coupon merupakan alat yang berfungsi untuk mengukur pertumbuhan dari *scale* (*scale growth*) yang terjadi di *flowline*. *Scale coupon* berbentuk pipih seperti mistar dengan lebar tertentu dan memiliki 16 lubang dengan besar lubang bervariasi. *Scale coupon* diletakkan di aliran *flowline* yang dianggap akan terjadinya pertumbuhan *scale* dengan cara menghadang aliran fluida, sehingga aliran tersebut akan melewati lubang-lubang yang ada dan diharapkan ketika aliran melewati lubang tersebut dapat terjadi pertumbuhan *scale* karena adanya perubahan tekanan akibat penghadangan dari *scale coupon* tersebut.

Kemudian setelah beberapa waktu *scale coupon* diangkat dan dilihat pertumbuhan *scale* yang terjadi pada setiap lubang yang ada, kemudian dilakukan perhitungan pertumbuhan *scale growth* untuk mengetahui pertumbuhan *scale*.

Dengan rumus *Total scale deposit*:

$$\text{Total scale deposit (mg)} = (\text{sr1}) - (\text{sr2i} - \text{sr1}) \times (1000)$$

Mg scale per square inch

$$\frac{mg}{sq\ inch} = \frac{mg\ scale\ deposit}{750}$$

Scale growth (g per square inch per year):

$$\frac{\frac{g}{sq\ inch}}{year} = \frac{\left(\frac{mg}{sq\ inch}\right) \cdot (10) \cdot (365)}{total\ days\ in\ system}$$

Corrosion rate (mpy):

$$Corrosion\ rate = \frac{(berat\ coupon) - (factor\ area)}{total\ days\ in\ system}$$

2.5.2 Scale Index

Scale index merupakan suatu acuan yang dikembangkan oleh Stiff Davis dan Oddo Thompson dengan cara menghitung kandungan senyawa ion-ion yang ada pada air formasi yang dapat menyebabkan pertumbuhan scale terjadi.

1) Metode Stiff Davis

Stiff Davis telah mengembangkan metode analisa air formasi untuk dapat digunakan pada air garam (*brine*), yaitu dengan cara memasukan parameter kekuatan (*ion strength*) sebagai koreksi terhadap total konsentrasi garam dan temperatur. Berikut tabel 2.4 faktor konversi perhitungan *ionic strength*.

Tabel 2.4 Faktor Konversi Perhitungan Ionic Strength

Ion	Faktor Konversi
Na ⁺	2,20 x 10 ⁵
Ca ²⁺	5,00 x 10 ⁵
Mg ²⁺	8,20 x 10 ⁵
Cl ⁻	1,40 x 10 ⁵
HCO ₃ ⁻	0,82 x 10 ⁵
CO ₃ ²⁻	3,30 x 10 ⁵
SO ₄ ⁻	2,10 x 10 ⁵
HCO ₃ ⁻	-

Untuk memperkirakan kecenderungan pembentukan scale CaCO₃ Stiff Davis menggunakan harga indeks stabilitas sistem (*stability index, SI*) berdasarkan persamaan:

$$SI = pH - K + pCa + pAlk$$

Perkiraan pada kecenderungan pembentukan scale kalsium karbonat ditentukan berdasarkan harga SI dengan ketentuan sebagai berikut :

- Jika SI < 0 (negatif), maka sistem tidak terjenuhi oleh CaCO₃ dan scale cenderung tidak terbentuk.
- Jika SI > 0 (positif), maka sistem telah terjenuhi oleh CaCO₃ dan terdapat kecenderungan pengendapan scale.
- Jika SI = 0 (negatif), maka sistem berada pada titik jenuh (*saturation point*), dan scale tidak akan terbentuk.

2) Metode Oddo Thompson

Metode Oddo Thompson ini digunakan untuk mencari kecenderungan scale barium sulfat, strontium sulfat, besi karbonat, karbonat sulfida, *ferrous hydroxid* dan jenis-jenis scale lainnya. Besarnya harga pH dari suatu sistem kelarutan dipengaruhi oleh gas CO₂ yang merupakan fungsi dari pengaruh tekanan. Berikut beberapa faktor yang berpengaruh pada perhitungan *scaling index*.

- Variasi persen mol CO₂ terhadap perbandingan tekanan gas dari volume total gas, air formasi dan minyak yang terproduksi setiap harinya.
- Kompresibilitas gas tertentu pada volume gas total yang terproduksi (CO₂ pada volume gas total)
- Parameter sistem bawah permukaan, diantaranya : aliran, komposisi mineral reservoir dan kondisi reservoir.

Metode Oddo Thompson merupakan penyempurnaan dari metode perhitungan sebelumnya dengan memasukan pertimbangan adanya faktor-faktor yang berpengaruh diatas. Keberadaan gas yang ada di dalam air formasi dan minyak serta terjadinya perubahan suatu kondisi seperti adanya perubahan tekanan, peningkatan suhu, naiknya harga pH pada saat fluida mengalir dari formasi sampai ke *flowline* akan mempengaruhi nilai *saturation index* yang mempengaruhi senyawa ion-ion yang terkandung dalam air formasi tersebut.

$$Is = \log \left[\frac{(cation)(anion)}{k_c} \right]$$

Dengan nilai dari variabel-variabel di atas yang berbeda-beda pada jenis *scale*, diantaranya seperti yang akan dijelaskan pada Tabel 2.5 sebagai berikut :

Tabel 2.5 Konstanta Kestimbangan Kondisional pada Beberapa Jenis Scale

Konstanta Kc	A	B	C	D	E	F	G	H
CaCO ₃ (kalsit)	7,981	4,820 $\times 10^{-3}$	11,183 $\times 10^6$	-6,973 $\times 10^{-5}$	-2,725	1,183	- 0,1207	-2,904 $\times 10^{-4}$
BaSO ₄ (Barit)	10,147	-4,946 $\times 10^{-3}$	11,650 $\times 10^6$	-5,315 $\times 10^{-5}$	-4,003	2,787	-0,619	-1,850 $\times 10^{-3}$
SrSO ₄ (Calestit)	6,090	2,237 $\times 10^{-3}$	5,739 $\times 10^6$	-4,197 $\times 10^{-5}$	-2,082	0,944	-8,650 $\times 10^{-2}$	-1,873 $\times 10^{-3}$
Gypsum	3,599	-0,266 $\times 10^{-3}$	9,029 $\times 10^6$	-5,586 $\times 10^{-5}$	-0,847	5,240 $\times 10^{-2}$	8,520 $\times 10^{-2}$	-2,090 $\times 10^{-3}$
Hemihidrat	4,053	-1,792 $\times 10^{-3}$	11,400 $\times 10^6$	-7,070 $\times 10^{-5}$	-1,734	-0,562	-2,170 $\times 10^{-2}$	-6,436 $\times 10^{-4}$
CaSO ₄ (Anhidrat)	2,884	9,327 $\times 10^{-3}$	0,188 $\times 10^6$	-3,4 $\times 10^{-5}$	-1,994	1,276	-0,190	3,195 $\times 10^{-3}$

Perkiraan kecenderungan pembentukan *scale* dengan metode *Oddo Tompson* ditentukan oleh harga *Is* dengan ketentuan sebagai berikut :

1. Jika *Is* negatif, maka *scale* cenderung tidak terbentuk
2. Jika *Is* positif, maka akan cenderung terbentuk *scale*
3. Jika *Is* sama dengan nol, maka pada titik kejenuhan tidak terbentuk *scale*.

Harga *Scaling Index* pada metode *Stiff Davis* dan *Oddo Tompson* didapatkan berdasarkan tingkat kestabilan dan kelarutan suatu senyawa dari ion-ion didalam air formasi. Air formasi memiliki batas kemampuan untuk menjaga ion-ion tersebut untuk tetap dalam kondisi larutan. Sehingga pada kondisi tertentu harga kelarutan terlampaui maka senyawa tersebut tidak akan terlarut lagi melainkan terpisah dalam bentuk padatan. Harga *scaling index* yang didapatkan dari masing-masing metode menunjukan kecenderungan suatu senyawa presipitasi yang mungkin terbentuk pada suatu kondisi operasi yang terjadi di lapangan. Setelah harga *Scaling Index* didapatkan melalui metode *Stiff Davis* selanjutnya dibandingkan dengan metode *Oddo Tompson*, dan dilihat seberapa besar kecenderungan pembentukan *scale* di lapangan.

2.6 Pencegahan Terbentuknya Scale

Salah satu metode untuk mencegah terbentuknya *scale* adalah dengan menggunakan metode *Scale Inhibitor*. *Scale Inhibitor* merupakan suatu *chemical* yang diinjeksikan ke sumur maupun *flowline* yang diyakini dapat terbentuknya *scale*. *Scale Inhibitor* adalah sebuah upaya untuk meminimalisasi terbentuknya *scale* karena pada dasarnya *scale* tidak dapat dicegah.

Scale Inhibitor merupakan suatu bahan kimia yang berfungsi untuk menjaga kation dan anion pembentuk *scale* tetap berada dalam larutannya. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut, diperlukan kecepatan injeksi yang didasarkan pada jumlah produksi fluida total dan bahan kimianya yang harus dipompakan sedemikian rupa. Sehingga konsentrasinya tidak kurang dari batas minimum yang ditentukan dan dosis yang digunakan. Setelah penentuan *Scale Inhibitor* beberapa hal yang perlu diperhatikan yaitu sebagai berikut:

- 1) *Scale inhibitor* harus ditambahkan pada titik kristal *scale* mulai terbentuk (area yang bermasalah)
- 2) *Scale inhibitor* harus diinjeksikan secara *continue* agar selalu mencegah terbentuknya kristal *scale* dalam air terproduksi.

Penginjeksian *Scale Inhibitor* dapat dilakukan dengan beberapa *treatment* yaitu:

- 1) *Squeeze Treatment*

Penginjeksian ke formasi dengan tekanan dibawah tekanan rekah formasi dan diatas tekanan formasi.

- 2) *Batch Treatment*

Penginjeksian kedalam sumur melalui *tubing* dalam jumlah air yang sama dengan jumlah air yang diproduksi perhari.

- 3) *Continous Treatment*

Peninjeksian kedalam sumur melalui *anullus* oleh *chemical injection pump*.

2.7 Penanggulangan Scale

Salah satu metode penanggulangan *scale* untuk upaya peningkatan laju produksi dengan melarutkan sebagian endapan *scale*, yaitu *Acidizing* (pengasaman). Metode

penanggulangan *scale* ini akan memperbesar saluran yang telah dipersempit oleh *scale* sehingga produksi akan meningkat dan berjalan dengan normal seperti biasanya.

Dalam penggunaannya pun, tidak sembarang asam dapat digunakan dalam proses pengasaman. Ada beberapa jenis asam yang dipakai dalam program pengasaman, antara lain :

1) *Asam Chlorida* (HCl)

Asam HCl atau *Muriatic Acid* merupakan asam yang paling banyak digunakan. Asam ini harganya murah dan dapat diberi inhibitor, serta hasil reaksinya terlarut dalam air. Kerugian pemakaian asam HCl terutama pada sifat korosif yang tinggi, dan pada temperatur di atas 250°F. Untuk pencegahan korosif perlu ditambah *corrosion inhibitor*.

2) *Asam Fluorida* (HF)

Asam Fluorida (HF) mempunyai kemampuan melarutkan padatan lumpur, mineral *Clay*, *feldspar* dan *silika*. Asam Fluorida digunakan karena dapat melarutkan silikat serta bereaksi dengan Ca dan Mg tetapi akan membentuk endapan. Penggunaan HCl yang dicampur HF dapat menghilangkan *scale* pada *sandstone* karena sementasi *sandstone* terdiri dari Ca dan Mg.

3) *Asam Acetic* (CH₃COOH)

Asam Acetic merupakan asam organik yang dapat melarutkan karbonat. Laju reaksi asam *acetic* lebih lambat dibanding dengan HCl, karena asam *acetic* tidak bersifat korosif.

4) *Asam Formic* (HCOOH)

Asam Formic merupakan jenis asam yang terionisasi sangat lemah, sehingga reaksi akan berjalan lambat.

Jumlah penggunaan *acid* serta konsentrasi yang berlebihan akan merusak *flowline* pada saat proses produksi berlangsung, dengan jumlah *acid* yang berlebihan dikhawatirkan bukan hanya *scale* yang akan dihilangkan melainkan merusak pipa, karena sifat *acid* yang asam dan akan menyebabkan korosif. Sedangkan penggunaan *acid* yang kurang akan

menyebabkan pengurangan endapan *scale* yang tidak signifikan, sehingga proses produksi tetap akan terganggu disebabkan masih adanya *scale* yang menempel pada *flowline*. Dalam upaya penanggulangan *scale* dengan metode *Acidizing* (pengasaman) ada beberapa perhitungan yang harus dilakukan.

Perhitungan jumlah *acid* dan konsentrasinya menggunakan rumus volumetrik sebagai berikut :

$$\text{Volume Factor} = 0,0009147 (ID^2 - ST^2)$$

Acid Volume in Flowline:

$$\text{Volume} = \frac{3,14}{4} \times 0,0833 \times ((ID^2 - ST^2)^2) \times L$$

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Permasalahan *scale* pada Lapangan Limau dipengaruhi oleh jenis batuan, kandungan ion-ion dalam air formasi, perubahan tekanan dan temperatur. Pada Lapangan Limau sebagian besar sumur berproduksi menggunakan bantuan *Electric Submersible Pump* (ESP), *Sucker Road Pump* (SRP) dan *Gas lift* dengan tipe batuan karbonat (*sandstone*). Mekanisme pembentukan kristal-kristal pembentuk *scale* berhubungan dengan jumlah ion-ion yang terlarut di dalam air formasi, sedangkan kecepatan pembentukan *scale* dipengaruhi oleh kondisi sistem air formasi, pH, tekanan dan temperatur.

Terbentuknya endapan *scale* menyebabkan pengecilan terhadap *inside diameter* (ID) baik pada lubang formasi maupun pada *flowline* yang dapat menghambat aliran produksi atau volume aliran fluida selama produksi. Sedangkan pada perforasi *scale* dapat menyumbat aliran fluida dan menurunkan permeabilitas reservoir. Pembentukan endapan *scale* terbentuk pada bidang-bidang yang bersentuhan langsung dengan air formasi selama proses produksi berlangsung.

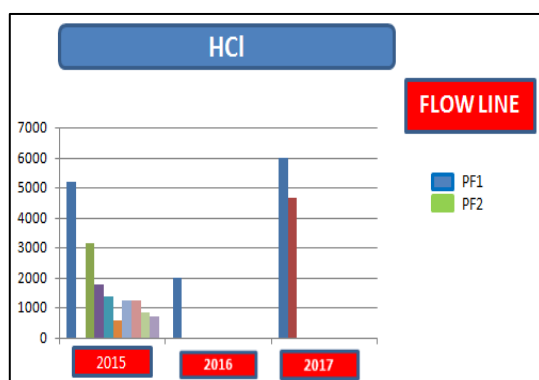
3.1 Data Penginjeksian HCl Beberapa Sumur

Dari serangkaian kegiatan yang dilakukan oleh penulis, diketahui beberapa

sumur yang dimiliki oleh PT Pertamina E&P *field* Limau yang memiliki masalah mengenai *scale*. Hal ini dapat dilihat dari intensitas penginjeksian HCl ke sumur yang mengindikasikan bahwa sumur tersebut mengalami masalah pada pembentukan *scale*. Semakin sering sebuah sumur dilakukan penginjeksian HCl semakin cepatnya sebuah sumur tersebut dapat terbentuknya endapan *scale*. Beberapa sumur yang sering diinjeksikan HCl untuk penanggulangan *scale* dapat dilihat pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Sumur-sumur Dengan Intensitas Penginjeksian HCl

Sumur	Penggunaan HCl/year			Total (bbls)
	2015	2016	2017	
PF1	5.234	2.000	6.000	13.234
PF3	3.172			3.172
PF4	1.800			1.800
PF2			4.700	4.700
PF5	1.400			1.400
PF6	600			600
PF7	1.263			1.263
PF8	1.462			1.462
PF9	867			867
PF10	700			700



Gambar 3.1 Grafik Penggunaan HCl

Dari tabel dan grafik di atas dapat disimpulkan bahwa sumur PF1 merupakan sumur dengan intensitas penginjeksian *Acidizing* HCl yang rutin dibandingkan dengan sumur lain. Hal ini mengindikasikan bahwa sumur PF1 memiliki indikasi terbentuknya

scale lebih cepat dibandingkan dengan sumur yang lain. Oleh karena itu penulis melakukan studi lanjutan mengenai sumur PF1 terhadap masalah *scale* yang terjadi.

3.2 Kondisi Operasi Produksi Minyak Bumi

Pada proses produksi minyak bumi berlangsung, diketahui tekanan operasi selama sumur berproduksi. Kondisi pengoperasian produksi minyak bumi pada masing-masing sumur dengan tekanan dan temperatur tertentu dapat dilihat pada Tabel 3.2.

Tabel 3.2 Data Kondisi Operasi Produksi

No.	Sumur	Tekanan (psi)			
		CHP	THP	FLP	SEP
1	PF1	300	300	300	26
2	PF2	210	210	210	26
3	PF3	200	200	200	26
4	PF4	260	260	260	26
5	PF5	70	70	70	26

3.3 Data Air Formasi

Data air formasi didapat dari pengambilan sampel air formasi pada sumur PF1 dan dianalisis di laboratorium Pertamina *Field* Limau. Data ini memberikan sejumlah hasil analisis kandungan kation dan anion air formasi yang diambil di Sumur PF1. Berikut data analisa air formasi sumur PF1 dengan metode titrasi dan spektrofotometri.

Tabel 3.3 Data Air Formasi Sumur PF1 Lapangan 26

ion	Mg/l	Mgeq/l	%react,value
Natrium Na ⁺	5311.33	230.93	47.33
Calcium Ca ⁺⁺	140.00	7.00	1.43
Magnesium Mg ⁺⁺	72.96	6.00	1.23
Karbonat CO ₃ =	30.00	1.00	0.20
Bikarbonat HCO ₃ -	1830.00	30.00	6.15
Sulfat SO ₄ =	5.00	0.10	0.02
Chlorida Cl-	7556.18	212.85	43.62
Besi, Fe ⁺⁺⁺	0.50	0.30	0.01
Total dissolved ion	14945.96	487.91	100.00

NaCl, mg/l	= 13680.82	
Free CO ₂	= 0	
SI (scale carbonat)	= +1.17	→ Scale
Scale sulfat	= No Scale	
Water tendention	= scalling	
Resistivity, Ohm-m	= 0,42	
Total Hardness	= 36,52	
pH	= 8,000	
Suspend Solid	= 12.100 mg/l	
Dissolved Solid	= 12.700 mg/l	
Oil Content	= - mg/l	
Turbidity	= 235 NTU	
Dissolved	= - mg/l	
Specific Gravity	= 1.0130	

1. Titrasi

Titration merupakan metode analisis kimia secara kuantitatif yang biasa digunakan di laboratorium untuk menentukan konsentrasi dari reaktan.



Gambar 3.2 Titrasi

2. Spektrofotometri

Spektrofotometri merupakan salah satu metode dalam kimia analisis yang digunakan untuk menentukan komposisi suatu sampel, baik secara kuantitatif maupun kualitatif yang didasarkan pada interaksi antara materi dengan cahaya.

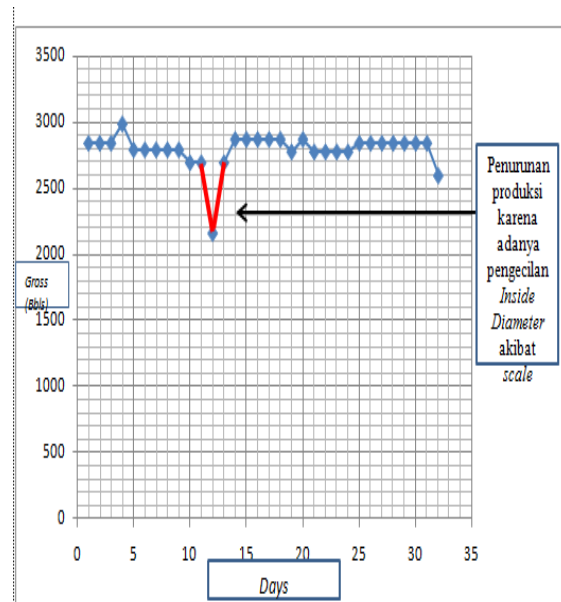
Pencarian jenis *scale* terbentuk dari cara pengambilan *scale coupon* yang ada dan meneliti *scale* yang terbentuk di laboratorium dengan cara memberikan larutan HCl ke *scale* tersebut kemudian amati apakah *scale* tersebut larut atau tidak, jika larut dengan asam HCl

dapat disimpulkan bahwa *scale* tersebut berjenis CaCO₃ karena hanya *scale* CaCO₃ yang dapat larut dengan asam HCl



Gambar 3.3 Spektrofotometri

Dari perhitungan menggunakan metode *Stiff Davis* didapatkan hasil *Scaling Index* sebesar **1,1** dengan jenis *scale* CaCO₃ (Kalsium Karbonat) dan berdasarkan Perkiraan kecenderungan pembentukan *scale* kalsium karbonat ditentukan berdasarkan harga SI.



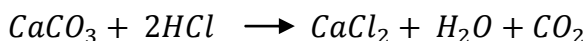
Gambar 3.4 Grafik Produksi Sumur PF1 Lapangan 26

Dari grafik di atas terlihat adanya penurunan produksi yang terjadi pada hari ke 9 yang diakibatkan adanya penyempitan *Inside diameter (ID)* akibat *scale*, kemudian pada hari ke 12 dilakukanlah penanggulangan *scale*

dengan metode penginjeksian *acid* dan terlihat adanya peningkatan yang cukup tinggi sehingga dapat membuat produksi dari Sumur PF1 Lapangan 26 kembali normal.

3.3 Metode Penanggulangan Scale

Pada metode penanggulangannya *scale* CaCO_3 hanya akan larut pada asam, penggunaan asam untuk penanggulangannya digunakan asam berjenis HCl mengingat harga asam HCl yang cukup murah dibandingkan dengan asam yang lain Asam HCl atau *Muriatic Acid* adalah asam yang paling banyak digunakan. Asam ini harganya murah dan dapat diberi *inhibitor*, dan hasil reaksi terlarut dalam air. Kerugian pemakaian asam HCl terutama pada sifat korosif yang tinggi, terutama pada temperatur diatas 250°F . Untuk pencegahan perlu ditambah *Corrosion inhibitor*.



Dimana didapatkan jika *scale* CaCO_3 (solid) direaksikan dengan asam HCl akan menjadi :

- CaCl_2 = *liquid*
- H_2O = *gas*
- CO_2 = *gas*

Setelah dilakukan pengreaksian di atas barulah dilakukan perhitungan volumetric untuk mengetahui jumlah *Acid* yang akan diinjeksikan dengan konsentrasi tertentu, menggunakan rumus *Volume Factor* dan *Acid Volume in Flowline*.

Tabel 3.3 Data Perhitungan Sumur PF1

No.	Keterangan	Nilai
1	<i>Flowline size</i>	4,026 inch
2	<i>Scale thickness</i>	1,5 inch
3	<i>Length est</i>	3281 ft (1000m)

3.4 Perhitungan Volumetrik

Dari perhitungan volumetrik didapatkan *vol flowline* sebesar 52 bbl, *volume scale* 271 cuft dan penggunaan asam HCl sebanyak 2164 liter. Untuk mendapatkan konsentrasi dari asam HCl yang sesuai dengan kebutuhan dalam hal penanggulangan *scale* dilakukan pencampuran HCl 32% dengan *corrosion inhibitor* sebanyak 8 gallon, dan *volume fresh water* sebanyak 34 bbl. Dengan mencampur *volume corrosion* dan *fresh water* dengan asam HCl diharapkan konsentrasi HCl dari 32% menjadi 28% yang bertujuan jika konsentrasi HCl terlalu berlebihan maka yang ditakutkan bukan hanya *scale* yang di hilangkan melainkan pipa *flowline* juga akan terkena dampak dari asam HCl, yaitu korosi.

3.5 Tahapan Penginjeksian Acid HCl

- Persiapkan asam HCl sebanyak 2164, *volume corrosion inhibitor* sebanyak 8 gall dan *volume fresh water* sebanyak 34 bbl (sesuai perhitungan volumetric di atas).
- Mixing* semua *chemical* yang telah disiapkan tadi ke dalam *acid tank* selama 30 menit agar semua *chemical* menjadi homogen.
- Matikan produksi sumur agar selama proses peninjeksian *Acid HCl* dapat bereaksi dengan *scale* secara maksimal



Gambar 3.1 Proses *Mixing Chemical*

- d. Setelah proses *mixing* selesai, *chemical* mulai diinjeksikan ke *flowline* dari *wellhead* dengan tekanan tertentu.
- e. Setelah *chemical* telah diinjeksikan dengan tekanan tertentu kemudian dalam panjang pipa sepanjang 1000m, *chemical* tersebut di *soak* (didiamkan) di dalam *flowline* yang berfungsi agar *chemical* tersebut dapat bereaksi dengan *scale* yang terbentuk di *flowline* tersebut.
- f. Kemudian setelah proses *soak* selesai, produksi sumur dinyalakan kembali agar sumur dapat berproduksi lagi dengan normal.
- g. Setelah berproduksi secara normal, cek *Productivity Index* (PI) dan tekanan normal (THP) dari sumur tersebut. Jika *Productivity Index* (PI) meningkat dan *Tubing head pressure* (THP) sesuai dengan yang diharapkan (menurun) maka *Acidizing* HCl untuk menanggulangi *scale* CaCO_3 dapat dikatakan berhasil.

5. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari pembahasan yang sudah dilakukan tentang penanggulangan *scale* CaCO_3 pada Sumur PF1 Lapangan 26, maka dapat disimpulkan beberapa hal sebagai berikut :

1. *Scale* yang terbentuk pada Sumur PF1 Lapangan 26 karena air formasinya memiliki *scaling index* sebesar 1,17. Selain itu, kandungan ion pada air formasi ini cukup tinggi yang didominasi oleh NaCl dan ion-ion karbonat, sehingga terbentuk senyawa kalsium karbonat sebagai penyebab terjadinya *scale*.
2. *Scale* CaCO_3 dan karbonat lainnya yang terbentuk merupakan hasil reaksi antara senyawa logam dengan ion-ion karbonat dan bikarbonat. Hal ini diakibatkan ion Ca^{2+} dan CO_3^{2-} memiliki kekuatan ion terbesar diantara ion-ion yang ada diantara air formasi di sumur PF1 Lapangan 26 dimana kekuatan ion Ca^{2+} sebesar 0,700 dan CO_3^{2-} sebesar 0,99.

3. Cara penanggulangan *scale* CaCO_3 digunakan proses *Acidizing* HCl dikarenakan *scale* CaCO_3 hanya akan larut jika dijenuhi dengan asam dan berubah dari solid menjadi *liquid* sehingga *scale* tidak akan mengganggu proses produksi sumur tersebut kembali. Hasil evaluasi dari proses penginjeksian *Acidizing* HCl berhasil atau tidak, dapat dilihat dari *Trend* Produksi dari sumur tersebut, apakah produksinya meningkat atau tidak, jika meningkat dapat ditarik kesimpulan bahwa penginjeksian *acidizing* HCl berhasil untuk penanggulangan *scale* CaCO_3

DAFTAR PUSTAKA

Dake, L., P., The Fundamental of Reservoir Engineering. 1998. Elsevier Science B. V, Amsterdam.

Mc. Cain, W., D.. 2002. Properties of Petroleum Fluid, Pennwell Publishing Company, Tulsa.

Permata Sari, Ratna. 2011. *Studi Penanggulangan Problem Scale dari Near wellbore Hingga Flowline di Lapangan Minyak Limau*. Universitas Indonesia : "Skripsi Tidak Diterbitkan".

Pertamina EP Asset 2 Field Limau 001. Materi *Scale index*. Palembang : Pertamina.

