

## EVALUASI PERMASALAHAN SCALE SUMUR SA-33, SA-101, SA-104 DAN SA-108 DI PT. PERTAMINA EP ASSET 1 FIELD RAMBA

Diky Pranondo<sup>1</sup>, Syahrial Agusandi<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup>Program Studi Teknik Eksplorasi Produksi Migas, Jurusan Teknik Perminyakan  
 Politeknik Akamigas Palembang  
 Email : [diky\\_coolboy@yahoo.com](mailto:diky_coolboy@yahoo.com)

### Abstrak

*Scale adalah suatu problema yang umum dijumpai pada operasi lapangan migas. Scale adalah problema produksi dalam sistim air, karena perubahan tekanan, suhu dan pH sehingga membentuk endapan atau padatan baik di reservoir ataupun sepanjang pipa alir produksi minyak dan gas bumi. Untuk mengetahuinya dengan cara analisa air formasi. Dalam penelitian ini untuk menentukan Evaluasi Permasalahan Scale menggunakan beberapa metode, yaitu analisa Inflow Performance Relationship (IPR), Analisis Skin, dan Analisa Scale dengan menggunakan metoda Stiff and Davis, Langlier dan Ryznar. Hasil dari seluruh analisis didapatkan ketentuan dari tiap-tiap metode penelitian berupa, pada sumur SA-25 Q aktual 2464,5 kondisi ideal 95534,4 nilai skin 9,30 lalu scale index + 0,74 Sumur SA-33 Q aktual 1236,02 kondisi ideal 2628,57 nilai skin 1,04 lalu scale index 1,16 Sumur SA-101 Q aktual 7001,23 kondisi ideal 9996,46 nilai skin 33,54 lalu scale index 0,38 Sumur SA104 Q aktual 1587 kondisi ideal 2560 nilai skin 22,88 lalu scale index 0,75 Sumur SA-108 Q aktual 194 kondisi ideal 539,13 nilai skin 31,69 lalu scale index 0,30*

**Kata Kunci** : Scale, Air formasi, IPR, Skin, Scale index

### 1.1. Latar Belakang

Permasalahan yang umum dihadapi di Industri migas pada saat produksi adalah masalah *scale*. *Scale* adalah problema produksi dalam sistem air, karena perubahan tekanan, suhu dan pH sehingga keseimbangan ion-ion melebihi kelarutannya dan membentuk endapan atau padatan baik di *reservoir*, formasi produktif ataupun sepanjang pipa alir produksi minyak dan gas bumi, baik di bawah atau diatas permukaan. Demikian pula jika terjadi dua pencampuran dari dua jenis air yang *incompatible* (berlainan sifat) sehingga batas kelarutan senyawa yang ada dalam campuran air formasi tersebut terlampaui maka akan terbentuk endapan (*scale*).

Macam-macam *scale* yang terjadi tergantung pada komposisi air formasi (kandungan ion dalam air formasi). Dari hasil analisa air formasi dapat diperoleh besaran atau kadar tiap-tiap ion penyusun air formasi. Adanya *scale* atau padatan di dalam *reservoir* dapat menurunkan permeabilitas batuan sehingga menurunkan produksi minyak. Jika *scale* menempel pada pipa alir akan menyebabkan kerusakan pipa dan menghambat laju produksi minyak dan gas bumi. Penanggulangan *scale* meliputi pencegahan dan penghilangan *scale* apabila sudah terlanjur terjadi. Hal ini dapat dilakukan secara mekanis maupun kimiawi.

Setelah teridentifikasi jenis *scale* yang terjadi di sumur produksi tersebut langkah selanjutnya dengan melakukan pengontrolan terhadap peralatan produksi terkait dengan permasalahan *scale* yang terjadi mulai dari *near- wellbore* , *tubing*, *wellhead* hingga *flowline*. Dengan mengetahui permasalahan yang terjadi dapat dilakukan *maintenance* supaya produksi pada sumur yang mengalami permasalahan

produksinya bisa kembali lagi pada kondisi normal proses produksi migas. Oleh karena itu Penulis tertarik untuk mengambil tema problematika *scale* agar dapat dilakukan pengontrolan *scale* dengan efektif.

Adapun tujuan dari penelitian mengenai problematika *scale* ini dilakukan adalah:

- Untuk Mengetahui Penyebab Penurunan Produksi di lapangan
- Mengidentifikasi jenis *scale* yang terjadi pada sumur produksi
- Menghitung cara penanggulangan permasalahan *scale*

Sehingga dari penelitian ini nantinya dapat dilakukan analisis Produksi sumur dengan kurva IPR, menghitung nilai *scale index* dan *skin* yang ada di sumur produksi serta mengetahui penanggulangan *scale* di sumur produksi

### 1.2 Batasan Masalah

Penulisan ini hanya membahas mengenai Evaluasi Permasalahan *Scale* Dalam Upaya Meningkatkan Produksi Pada Sumur SA-25, SA-33, SA-101, SA-104, dan SA-108 di Lapangan Bentayan PT. Pertamina EP Asset 1 *Field* Ramba.

### 2.1. Analisa Air Formasi

#### 2.1.1. Definisi Air Formasi

Air formasi adalah air yang ikut terproduksi bersama-sama dengan minyak dan gas. Air ini biasanya mengandung bermacam-macam garam dan asam, terutama NaCl sehingga merupakan air yang asam bahkan asam sekali. Air formasi biasanya

disebut dengan *oil field water* atau *connate water* atau *inertial water*.



**Gambar 2.1.**  
**Sampel Air Formasi**

Air formasi hampir selalu ditemukan di dalam reservoir hidrokarbon karena memang dengan adanya air ini ikut menentukan terakumulasinya hidrokarbon didalam suatu akumulasi minyak, air selalu menempati sebagian dari suatu reservoir, minimal 10 % dan maksimal 100 % dari keseluruhan pori.

Air formasi selain berasal dari lapisan itu sendiri atau juga berasal dari air formasi dari lapisan lain yang masuk kedalam lapisan produktif, biasanya disebabkan oleh :

- a. Penyemenan yang kurang baik.
- b. Kebocoran casing yang disebabkan oleh :
  1. Korosi pada casing.
  2. Sambungan kurang rapat.
  3. Pengaruh gaya tektonik rapat (patahan)

### Sifat Fisik Air Formasi

Air formasi hampir selalu dijumpai bersama-sama dengan endapan minyak. Sering dijumpai dalam produksi suatu sumur minyak justru jumlah produksi air formasi lebih besar dari produksi minyaknya. Seperti pada gas dan minyak, maka sifat-sifat fisik air formasi meliputi :

Densitas air, viskositas air, faktor volume formasi air, kompresibilitas, dan kelarutan gas dalam air formasi.

#### a. Densitas Air Formasi ( $\rho_w$ )

Densitas air formasi adalah massa air murni pada suatu reservoir dinyatakan dengan massa persatuan volume, specific volume yang dinyatakan dalam persatuan massa dan specific gravity yaitu densitas air formasi pada suatu kondisi tertentu yaitu pada tekanan 14.7 Psi dan temperatur 60° F. Berat jenis formasi ( $\rho_w$ ) pada reservoir dapat ditentukan dengan membagi  $\rho_w$  pada kondisi standar adalah sebagai berikut : 0,999010 gr/cc ; 8,334 lb/gal .dengan faktor volume formasi (Bw) dan perhitungan itu dapat dilakukan bila air formasi jenuh terhadap gas alam pada kondisi reservoir.

$$t_w = \frac{\rho_w}{62,34 V_m} = \frac{1}{62,34 V_m} = \frac{0,01604}{V_m}$$

Keterangan :

$t_w$  = Specific gravity air formasi

$\rho_w$  = density, lb/cuft

$V_m$  = specific volume, cuft/lb

untuk melakukan pengamatan terhadap densitas air formasi dapat dilakukan dengan densitas air murni pada kondisi sebagai berikut

$$B_w = \frac{V_{wb}}{V_{mb}} = \frac{\rho_{wh}}{\rho_w}$$

Keterangan:

$V_{wb}$  = specific volume air pada kondisi dasar, lb/cuft

$\rho_{wh}$  = density dari air pada kondisi dasar, lb/cuft

$B_w$  = faktor volume formasi air

Dengan demikian jika densitas air formasi pada kondisi dasar standar faktor volume formasi gas ada harganya (dari pengukuran langsung maka dengan formasi dapat ditentukan). Faktor yang sangat mempengaruhi densitas air adalah kadar garam dan temperatur formasi hal ini ditunjukkan oleh pada gambar

Densitas air formasi pada kondisi standar yang merupakan fungsi total peralatan densitas air formasi  $\rho_w$  pada reservoir dapat ditentukan dengan membagi  $\rho_w$  pada kondisi standar dengan faktor volume formasi  $B_w$ . Grafik pada gambar jika adanya air formasi yang dijenuhi dengan gas didalam reservoir. Beberapa satuan yang umum digunakan untuk menyatakan sifat-sifat air murni pada kondisi standar adalah sebagai berikut. 0,99010 gr/cc. 8,334 lb/gal 350lb/gal (US) 0,01604 cuft/stb

$$SG = \gamma = \frac{1}{62,34 V_m} = 0,01604 \rho_w = \frac{0,01604}{V_m}$$

Keterangan:

$\gamma$  = specific gravity

$\rho_w$  = densitas, lb/cuft

$V_m$  = specific volume, cuft/lb

#### b. Viskositas Air Formasi ( $\mu_w$ )

Viskositas air formasi akan tergantung pada tekanan, temperature dan tingkat salinitas yang dikandung air formasi tersebut. Viskositas air formasi ( $\mu_w$ ) akan naik terhadap turunnya temperature dan kenaikan tekanan. Kegunaan mengenai perilaku kekentalan air formasi pada kondisi reservoir terutama untuk mengontrol gerakan air formasi di dalam reservoir.

#### c. Faktor Volume Formasi Air Formasi ( $B_w$ )

Faktor volume formasi air formasi ( $B_w$ ) menunjukkan perubahan volume air formasi dari kondisi permukaan. Faktor volume formasi air formasi ini dipengaruhi oleh pembebasan gas dan air dengan turunnya tekanan, pengembangan air dengan turunnya tekanan dan penyusutan air dengan turunnya suhu.

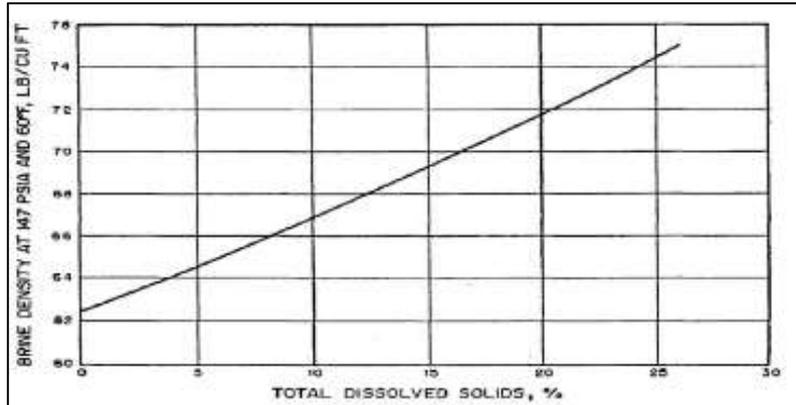
$$B_w = (1 + \Delta V_{mp})(1 + \Delta V_{mf})$$

Keterangan:

$B_w$  = faktor volume air formasi, bbl/bbl

$\Delta V_{mf}$  = penurunan volume sebagai akibat penurunan suhu °F

$\Delta V_{mp}$  = penurunan volume selama penurunan tekanan, Psi

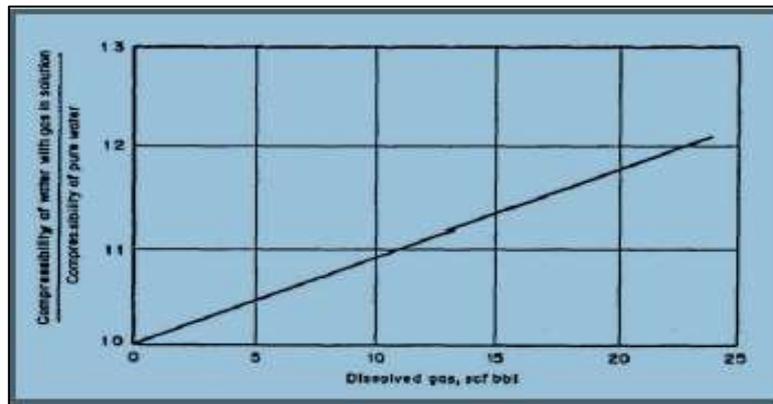


Gambar 2.2.

**Densitas Air Formasi Sebagai Fungsi Dari Jumlah Padatan**

**d. Kompresibilitas Air Formasi (Cw)**  
 Kompresibilitas air formasi didefinisikan sebagai perubahan volume air formasi yang disebabkan oleh adanya

perubahan tekanan yang mempengaruhinya. Kompresibilitas air murni tergantung pada suhu, tekanan, dan kelarutan gas dalam air.

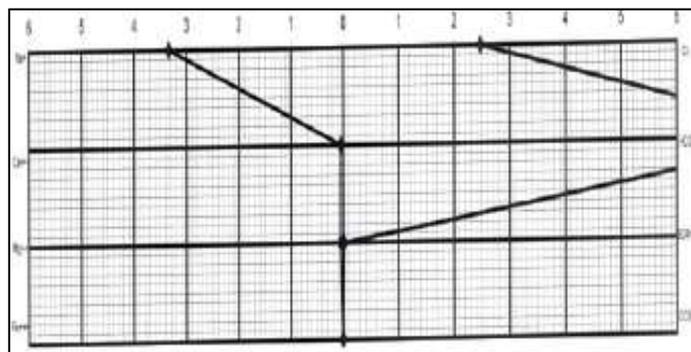


Gambar 2.3.

**Koreksi Harga Kompresibilitas Air Formasi Terhadap Kandungan gas Terlarut**

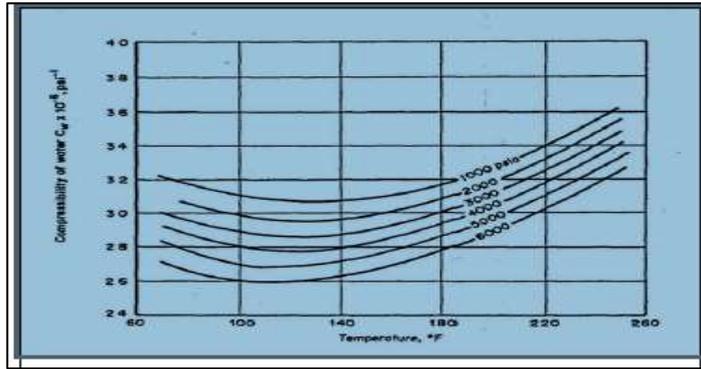
**e. Kelarutan Gas dalam Air Formasi**  
 Kelarutan gas dalam air formasi akan lebih kecil bila dibandingkan dengan kelarutan gas dalam minyak di reservoir pada tekanan dan temperatur yang sama. Pada temperature tetap, kelarutan gas dalam air formasi akan naik dengan naiknya tekanan. Sehingga hal ini berakibat pada permasalahan baru yang menyebabkan cepat proses terbentuknya scale. Namun sedangkan pada tekanan tetap, kelarutan gas dalam air formasi mula-mula menurun sampai harga

minimum kemudian naik lagi terhadap naiknya suhu, dan kelarutan gas dalam air formasi akan berkurang dengan bertambahnya kadar garam, dengan demikian kelarutan gas dalam air formasi juga dipengaruhi oleh kegaraman air formasi, oleh karena itu maka harga kelarutan gas dalam air formasi perlu dikoreksi. Supaya kadar garam yang terlarut pada gas dapat diketahui seberapa besar kandungan garam pada air formasi. Dapat mengurangi padatan atau endapan (Scale) yang terbentuk.



Gambar 2.4.

**Komposisi Gas Alam Dan Air Formasi Yang Digunakan Pada Eksperimen Pengukuran Kelarutan Gas**



**Kompresibilitas Gas Dalam Air Murni Berdasarkan Temperatur dan Tekanan**

### 2.1.2. Dampak Air Formasi

Dampak air formasi merupakan peristiwa dimana air ikut terseret ketika kita mengisolasi minyak dari dalam *reservoir*. Air formasi memiliki dua sifat yaitu asam dan basa sifat asam mengakibatkan korosi yang dapat menyebabkan produksi minyak terganggu dimana air yang melekat di pipa yang semakin mengeras dan mengakibatkan karat. Sedangkan yang basa akan membentuk endapan (*Scale*).

Proses pengkaratan pada pipa terjadi karena air formasi yang mengandung oksigen mampu mengoksidasi pipa, sehingga minyak dapat merembes keluar pipa dan poros atau rekahan yang disebabkan oleh karat

### 2.1.3 Komposisi Air Formasi

Mekanisme pembentukan endapan *scale* berkaitan erat dengan komposisi air formasi. Secara umum air formasi mengandung ion-ion, baik itu berupa kation dan anion.

**Tabel 2.1**

**Komposisi Air Formasi**

| Kation           | Anion                          |
|------------------|--------------------------------|
| Na <sup>+</sup>  | Cl <sup>-</sup>                |
| Ca <sup>2+</sup> | HCO <sub>3</sub> <sup>3-</sup> |
| Mg <sup>2+</sup> | SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>  |
| Ba <sup>2+</sup> | CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>  |
| Sr <sup>2+</sup> |                                |
| Fe <sup>2+</sup> |                                |

#### Kation

##### a. Kalsium (Ca<sup>2+</sup>)

Ion yang merupakan komponen terbanyak di lapangan migas dengan reservoir air asam konsentrasinya dapat menjadi 30 mg/l walaupun secara normal lebih rendah dari itu ion kalsium sangat penting diperhatikan karena ion ini sangat mudah bereaksi dengan ion *carbonat* atau sulfat dan membentuk endapan padatan mengendap menjadi *scale*.

##### b. Magnesium (Mg<sup>2+</sup>)

Ion magnesium biasanya terdapat dalam larutan dengan konsentrasi yang lebih rendah dari pada ion

kalsium tetapi walaupun secara normal demikian ion magnesium dapat juga membuat masalah seperti ion kalsium. ion magnesium dapat bereaksi dengan ion *carbonate*. Membuat penyumbatan atau *scale* (MgSO<sub>3</sub>).

##### c. Stronsium (Sr<sup>2+</sup>)

seperti halnya barium dan kalsium ion stronsium dapat bereaksi dengan ion sulfat membentuk stronsium sulfat yang tidak dapat dilarutkan. Stronsium biasa dinamakan dalam *scale* bersama dengan barium sulfat.

##### d. Barium (Ba<sup>2+</sup>)

ion barium sangatlah penting untuk diperhatikan karena kemampuan untuk bereaksi dengan ion sulfat membentuk barium sulfat yang sangat tidak dapat dilarutkan walaupun terdapat sangat sedikit tetapi dapat menimbulkan masalah yang sangat besar.

##### e. Besi (Fe<sup>2+</sup>)

secara normal komposisi dalam air formasi sangat rendah ion ini kemungkinan berada dalam larutan sebagai *Ferric* atau *Ferrous*. jumlah ion besi biasa digunakan sebagai indikasi monitoring korosi dalam sistem air.

#### Anion

##### a. Chloride (Cl<sup>-</sup>)

ion *chloride* merupakan anion yang hampir selalu ada didalam *fluida* produksi dan biasanya terdapat sebagai unsur pokok dalam air. sumber utama adalah NaCl, sehingga konsentrasi *chloride* ini adalah korosivitas yang tinggi.

##### b. Bikarbonat (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>)

ion-ion yang membentuk *scale* yang sangat sukar larut. Konsentrasi ion karbonat kadang-kadang disebut *phenopetalin alkalinity*, sedangkan ion karbonat disebut *metyl-orange alkalinity*.

##### c. Sulfat (SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>)

ion sulfat bereaksi dengan kalsium, stronsium, atau barium kemudian *scale* sukar larut.

##### d. Karbonat (CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>)

ion-ion yang membentuk *scale* yang sangat sukar larut. Konsentrasi ion karbonat kadang-kadang disebut *phenopetalin alkalinity*, sedangkan ion karbonat disebut *metyl-orange alkalinity*.

## 2.2. Scale

### 2.2.1. Definisi Scale

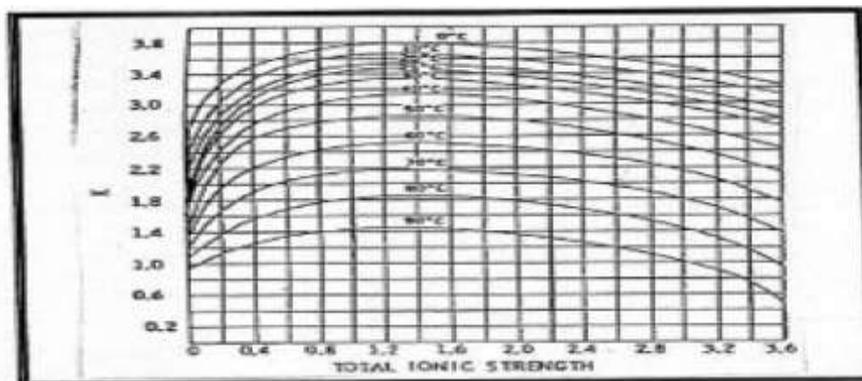
Scale merupakan suatu problema yang umum dijumpai pada operasi lapangan migas. Scale adalah problema produksi dalam sistim air, karena perubahan tekanan, suhu dan pH sehingga membentuk endapan kristal atau padatan baik direservoir ataupun sepanjang pipa alir produksi dan di permukaan peralatan minyak dan gas bumi



Gambar 2.6  
Contoh Permasalahan Scale

### Macam-Macam Scale

Biasanya scale secara kimiawi diklasifikasikan sebagai tipe *carbonate* atau *sulphate*. Endapan mineral (*Scale*) yang biasa terjadi antara lain adalah  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{BaSO}_4$ , dan  $\text{CaCO}_3$ . Pembentukan *scale* akan bertambah dan menjadi lebih keras apabila *contact time* semakin lama. Turbulensi juga akan meningkatkan kecenderungan terbentuknya *scale*. Faktor yang mempengaruhi pembentukan *scale* antara lain adalah: tekanan, suhu, salinitas. Jumlah  $\text{CO}_2$  yang terlarut dalam air sebanding dengan tekanan parsial  $\text{CO}_2$ . Bila tekanan parsial  $\text{CO}_2$  makin besar maka pH semakin kecil dan kelarutan  $\text{CaCO}_3$  bertambah besar sehingga kecenderungan pembentukan *scale* semakin kecil. Pada suhu yang semakin besar maka kelarutan  $\text{CaCO}_3$  akan berkurang.



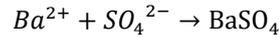
Nilai  $K_{sp}$  diperoleh menggunakan grafik yang menghubungkan  $K_{sp}$  dengan kekuatan ionik (*ionic strength*) seperti pada penentuan SI untuk  $\text{CaCO}_3$ . Nilai K sebagai fungsi kekuatan ion ikatan diperlihatkan oleh “ Gambar 2.7 “

Solubilitas *gypsum* yang dihitung (meq/liter) kemudian diperbandingkan dengan konsentrasi yang sesungguhnya dari ion-ion  $\text{Ca}^{2+}$  and  $\text{SO}_4^{2-}$  yang terlarut dalam air yang dievaluasi dinyatakan dalam meq/liter. Apabila nilai S lebih kecil dari salah satu

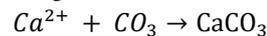
❖ *Scale Calcium Sulphate* ( $\text{CaSO}_4$ )  
*Scale* kalsium Sulfat terbentuk dari reaksi ion *calcium* dan ion sulfat reaksinya sebagai berikut:



❖ *Scale Barium Sulphate* ( $\text{BaSO}_4$ )  
*Scale* Barium Sulfat dibentuk oleh kombinasi ion  $\text{Ba}^{2+}$  dan ion  $\text{SO}_4^{2-}$  dengan reaksi sebagai berikut :



❖ *Scale Calcium Carbonate* ( $\text{CaCO}_3$ )  
*Scale* ini terbentuk dari kombinasi ion *calcium* dan ion *carbonate* atau *bicarbonate*, sesuai dengan reaksi :



*Scale* sulfat yang sering ditemukan di lapangan migas terdiri dari  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{BaSO}_4$  dan  $\text{SrSO}_4$ .

### Prediksi terjadinya *scale CaSO<sub>4</sub>*

Kalkulasi solubilitas kalsium sulfat (*calcium sulphate*) yang sering disebut dilakukan menggunakan metode Skillman, Mc.Donald 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 :

$$S = 1000[(X^2 + 4K_{sp})^{0.5} - X]$$

di mana:

- S = Solubilitas gipsum (meq/liter)
- $K_{sp}$  = Konstanta fungsi dari komposisi air dan suhu, disebut sebagai konstanta produk solubilitas (*solubility product constant*).
- X = Konsentrasi ion umum yang berlebih, mol/liter selisih antara konsentrasi kalsium dan konsentrasi sulfat.

konsentrasi ion  $\text{Ca}^{2+}$  atau  $\text{SO}_4^{2-}$ , maka pengendapan *gypsum* akan terjadi. Apabila S lebih besar dari konsentrasi  $\text{Ca}^{2+}$  atau  $\text{SO}_4^{2-}$ , berarti air tersebut tidak jenuh oleh mineral *gypsum* dan pengendapan tidak terjadi.

Catatan : Dalam membandingkan S konsentrasi ion  $\text{Ca}^{2+}$  dan  $\text{SO}_4^{2-}$ , semuanya harus dinyatakan dalam satuan yang sama yaitu *milliequivalents* per liter (meq/liter).

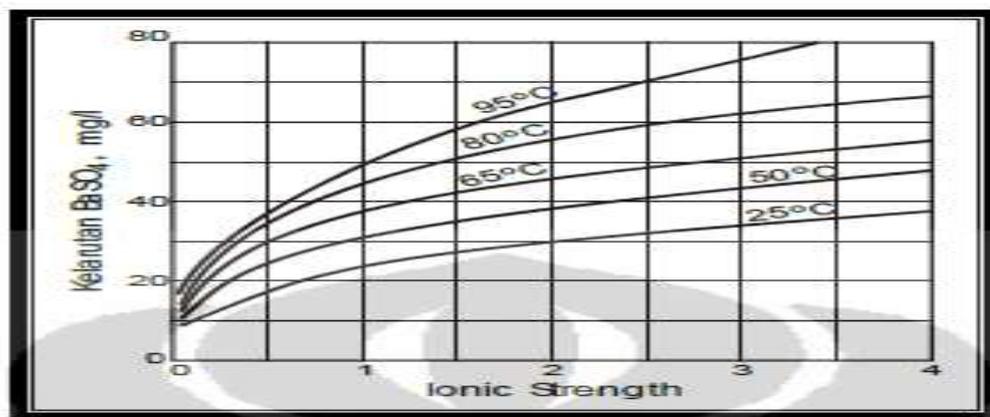
**Prediksi terjadinya scale  $\text{SrSO}_4$  dan  $\text{BaSO}_4$  scaling.**

$\text{BaSO}_4$  (barium sulphate) adalah garam yang paling sulit terlarut dibanding garam-garam penyebab *scale* yang lain ( $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$ , and  $\text{SrSO}_4$ ). Adanya strontium sebagai penyebab *scale* di ladang minyak dan gas bumi terutama disebabkan adanya  $\text{BaSO}_4$ . Strontium sulfat jauh lebih mudah larut dibandingkan dengan barium sulfat.

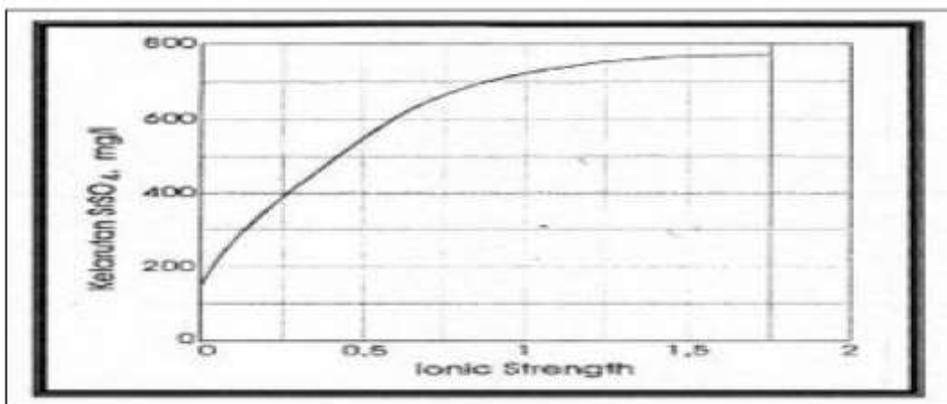
Faktor-faktor yang meningkatkan solubilitas  $\text{BaSO}_4$  dan  $\text{SrSO}_4$  adalah :

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  $\text{BaSO}_4$  dengan mekanisme yang mirip dengan mekanisme peningkatan solubilitas  $\text{CaSO}_4$ "
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  $\text{BaSO}_4$  Dan  $\text{SrSO}_4$



Untuk Menentukan Pengendapan  $\text{SrSO}_4$

Yang perlu diperhatikan dalam memprediksi *scale* adalah menghitung ion sulfat yang terikat sebagai  $\text{MgSO}_4$  sebelum memprediksi pembentukan *scale*, barium, strontium dan kalsium sulfat karena hanya sisa sulfat yang tidak terikat sebagai  $\text{MgSO}_4$  yang dapat membentuk ketiga jenis *scale* tersebut 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 dapat membentuk *scale* sulfat sehingga dalam memprediksi *scale* Ba, Sr, dan Ca sulfat harus di hitung terlebih dahulu berapa banyak ion sulfat yang terikat sebagai  $\text{MgSO}_4$  kemudian di hitung sisa ion sulfat yang dapat

mengikat kation-kation Ba, Ca dan Sr setelah dihitung konsentrasi ion Ba, Ca, dan Sr sulfat dalam meq/el baru di bandingkan solubilitas yang di dapatkan dari rumus (untuk Ca sulfat) atau Gambar 2.8 untuk Ba sulfat. Gambar 2.9 untuk Sr sulfat dan prediksi terbentuk *scale* dapat diketahui sebagai berikut :

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

adalah supir jenuh dan *scale* kemungkinan besar akan terbentuk

### 2.2.3. Efek *Scale*

Adanya *scale* atau padatan di dalam reservoir dapat menurunkan permeabilitas batuan sehingga menurunkan produksi minyak. Jika *scale* menempel pada pipa alir akan menyebabkan kerusakan pipa selain menghambat laju produksi minyak dan gas bumi

## 2.3. Analisa *Scale*

### 2.3.1. Metode Mc.Donald and Langlier

Metode Langelier hanya diperuntukkan untuk air tawar dan tidak dapat digunakan pada analisa air formasi, sehingga membutuhkan perhitungan konversi untuk digunakan pada air formasi. persamaan yang digunakan Langelier (1934) dikembangkan berdasarkan teori kesetimbangan larutan garam karbonat, dan juga didasarkan pada prinsip bahwa endapan suatu garam dapat terjadi jika pada suatu kondisi dimana angka kelarutannya sudah terlampaui (super saturation). Oleh karena itu metode Langelier disebut juga *metode Saturation Index atau dikenal sebagai Langelier Saturation Index (LSI)*.

### 2.3.2. Metode Stiff and Davis

Metode Stiff and Davis merupakan modifikasi dari metode Langelier, dan dapat digunakan untuk menganalisa air formasi, tetapi hanya pada kondisi tertentu, sehingga untuk menganalisa pada kondisi reservoir diperlukan perhitungan ekstrapolasi.

### 2.3.3. Metode Ryznar *Stability Index (RSI)*

Ryznar stabilitas Indeks (RSI) mencoba untuk mengkorelasikan data *base* empiris ketebalan skala diamati dalam sistem air dengan kimia air. Seperti LSI, RSI memiliki dasar dalam konsep tingkat kejenuhan. Ryznar berusaha untuk mengukur hubungan antara keadaan saturasi kalsium karbonat dan pembentukan skala indeks Ryznar.

## 2.4 *Inflow Performance Relationship (IPR)*

*Inflow Performance Relationship (IPR)* adalah suatu parameter yang menunjukkan produktivitas suatu sumur yang ditampilkan dalam bentuk kurva hubungan antara tekanan alir dasar sumur dengan laju produksi. Berdasarkan pada kondisi tekanannya, kelakuan fluida dalam media berpori dapat dibedakan menjadi dua, yaitu di atas tekanan *bubble point* ( $P_b$ ) dan di bawahnya.

Pada saat tekanan diatas *bubble point pressure*, kondisi *fluida* yang mengalir adalah satu fasa minyak. Ada kalanya air juga ikut terproduksi, akan tetapi dalam jumlah tertentu masih dapat di anggap satu fasa cairan. Di bawah  $P_b$  gas mengembang dari larutan minyak sehingga yang mengalir adalah fluida dua fasa (cairan dan gas), pada kondisi ini harga indek produktivitas untuk setiap

harga  $P_{wf}$  tertentu tidak sama dan selalu berubah, oleh karena itu kurva IPR membentuk garis lengkung.

### 2.4.1 IPR Aliran Satu Fasa

Kurva IPR untuk aliran satu fasa akan merupakan suatu garis lurus dengan harga PI yang konstan untuk setiap harga  $P_{wf}$ . Hal ini terjadi apabila tekanan reservoir ( $P_r$ ) lebih besar dari tekanan gelembung ( $P_b$ ).

Perhitungan aliran *fluida* satu fasa dari formasi kedasar sumur pertama kali dikembangkan oleh Darcy untuk aliran *non-turbulen* dan dikembangkan oleh Jones, Blount, dan Glaze untuk aliran turbulen. Dengan persamaan yaitu :

$$J = \frac{Q}{P_s - P_{wf}}$$

Dimana :

Q = Laju produksi, b/d

$P_s$  = Tekanan *Static* reservoir, psia

$P_{wf}$  = Tekanan aliran Dasar Sumur, Psia

J = Produktivitas Indeks (PI)

### 2.4.2 IPR Aliran Dua Fasa

Untuk sumur yang telah berproduksi dimana tekanan dasar sumur telah turun dibawah tekanan gelembung sehingga gas bebas ikut terproduksi, maka kurva IPR tidak linier lagi tetapi berupa garis lengkung.

Vogel menurunkan persamaan aliran fluida dua fasa :

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2$$

Dimana :

$Q_o$  = Laju Produksi minyak, b/d

$Q_{max}$  = Laju Produksi Minyak Maksimum, b/d

$P_{wf}$  = Tekanan alir dasar sumur, psia

$P_s$  = Tekanan reservoir, psia

Persamaan tersebut digunakan untuk membuat IPR berdasarkan data uji tekanan dan uji produksi.

Persamaan diatas dikembangkan untuk menentukan kurva IPR, apabila tekanan reservoir lebih besar dari pada tekanan gelembung ( $P_s > P_b$ ).

### 2.4.3 IPR Aliran Untuk *Damage*

Untuk sumur yang telah berproduksi dimana tekanan dasar sumur telah turun dibawah tekanan karena di akibatkan oleh kerusakan formasi (*damage*)

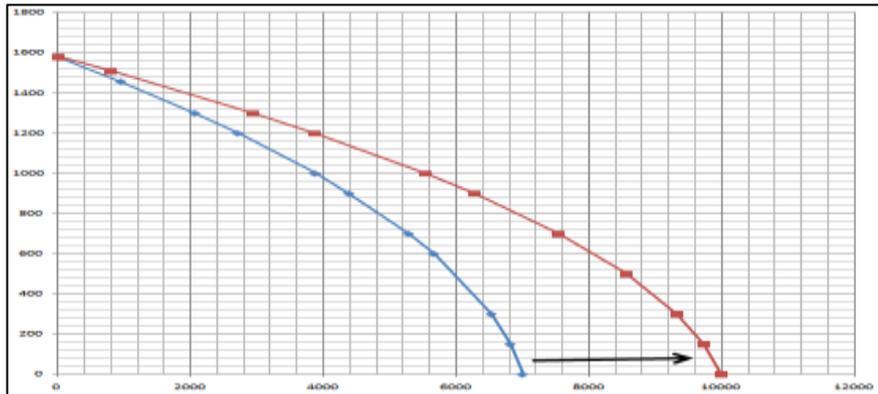
Standing memodifikasi persamaan Vogel berdasarkan kenyataan bahwa formasi yang mengalami kerusakan (*damage*) akan terjadi tambahan kehilangan tekanan

Dimana :

$P_{wf}$  = ideal (tidak dipengaruhi *skin factor*)  $\approx P_{wf}^*$

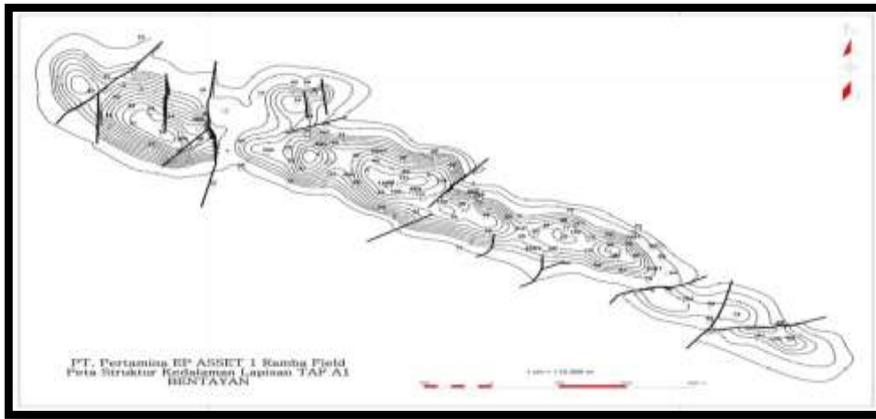
$P_{wf}^*$  = aktual (dipengaruhi *skin factor*)  $\approx P_{wf}$

FE = *Flow Efficiency*



Gambar 2.12.  
Contoh Kurva IPR di Pengaruhi *Damage*

#### 4.1 Tinjauan Lapangan



Gambar 4.1.  
Peta Struktur Bentayan

Blok Timur Bentayan memiliki sumur dengan jumlah yaitu 34 sumur, diantaranya terdapat 13 sumur produksi, 5 sumur *water injection*, 10 sumur *shut in*, 3 sumur *suspended* dan 3 sumur *abandoment*. Blok Timur Bentayan mempunyai formasi Talang Akar dengan layer A, B, C, dan E. Pada lapangan ini menggunakan 2 *artificial lift* yaitu *Sucker Rod Pump* (SRP) dan *Electrical Submersible Pump* (ESP) dengan 4 sumur menggunakan ESP dan 9 sumur menggunakan SRP.

Adapun beberapa sumur yang akan dibahas yaitu sumur SA-25 layer B-C, SA-33, SA-101, SA-104 dan SA-108 pada layer A dan C.

Beberapa mekanisme Evaluasi permasalahan *scale* berdasarkan studi kasus pada sumur SA di Blok Timur Bentayan yaitu dengan menggunakan data sampel air formasi, data produksi lapangan dan data tekanan & temperatur kepala sumur.

#### 4.2 Data Yang Digunakan Untuk Pengolahan

- Sampel Air Formasi

Sampel air formasi sumur SA-25, SA- 33, SA -101, SA -104, dan SA -108 dapat dilihat pada (gambar 4.2)



Gambar 4.2.  
Sampel Air Formasi

Tabel 4.1  
Data Uji Produksi Sumur Bentayan

| Well   | Fluid Rate (Bfpd) | Oil Rate (Bopd) | Water Rate (Bwpd) | Wc (%) |
|--------|-------------------|-----------------|-------------------|--------|
| SA-25  | 2785              | 103             | 2484              | 96     |
| SA-33  | 890               | 101             | 789               | 88,60  |
| SA-101 | 571               | 17,13           | 553,87            | 97     |
| SA-104 | 1142              | 39,97           | 1102,03           | 96,5   |
| SA-108 | 135               | 49              | 86                | 64,00  |

**Tabel 4.2**  
**Data Tekanan & Temperatur Sumur**

| Well   | P <sub>wh</sub><br>(Psia) | T <sub>wh</sub><br>(Psia) |
|--------|---------------------------|---------------------------|
| SA-25  | 300                       | 165                       |
| SA-33  | 180                       | 151                       |
| SA-101 | 320                       | 184                       |
| SA-104 | 360                       | 163                       |
| SA-108 | 200                       | 128                       |

#### 4.3 Pengolahan Data

Evaluasi permasalahan *scale* terhadap hasil produksi pada blok timur lapangan Bentayan sumur SA-25, SA-33, SA-101, SA-104 dan SA-108. Dengan menghitung *Inflow Performance Relationship* (IPR), *Skin* dan Nilai *scale index* "Metode Langlier, Stiff and davis dan Ryznar.

#### 4.4 Data Sumur SA-108

**Tabel 4.3**  
**Data Sumur SA-108**

| Data                                      | Nilai   | Satuan  |
|---|---------|---------|
| Tekanan Reservoir (P <sub>r</sub> )       | 794,7   | Psia    |
| Tekanan Flowing (P <sub>wf</sub> )        | 405     | Psia    |
| Laju Alir Fluida (Q <sub>f</sub> )        | 135     | Bfpd    |
| Laju Alir Minyak (Q <sub>o</sub> )        | 49      | Bopd    |
| Laju Alir Air (Q <sub>w</sub> )           | 86      | Bwpd    |
| Water Cut (W <sub>c</sub> )               | 64      | %       |
| Qoptimal                                  | 155,878 | Bfpd    |
| API Oil                                   | 19      | °       |
| SG Oil                                    | 0,93    |         |
| Porositas (∅)                             | 18      | %       |
| Permeabilitas (k)                         | 696     | md      |
| Viskositas (μ)                            | 10,11   | Cp      |
| Bo (β <sub>o</sub> )                      | 1,188   | Bbl/stb |
| Ketebalan Lapisan (h)                     | 13.124  | Ft      |
| Kedalaman Sumur (D)                       | 1276    | Ft      |
| Densitas (ρ)                              | 0,93    | Ppg     |
| Jari- Jari Lubang Sumur (r <sub>w</sub> ) | 0,2652  | Ft      |
| Jari-jari Pengurasan (r <sub>c</sub> )    | 656,2   | Ft      |
| GLR (Gas Liquid Ratio)                    | 200     | Scf/stb |

#### 4.4.1 Analisa Potensi Sumur SA-108

Untuk menentukan potensi sumur dengan IPR harus mempersiapkan data :

P<sub>r</sub> : 794.7 Psia  
P<sub>wf</sub> : 405 Psia  
Q<sub>f</sub> : 135 Bfpd

1. Mencari Pi Sumur

$$PI = \frac{Q_f}{P_r - P_{wf}}$$

$$PI = \frac{135 \text{Bfpd}}{794.7 - 405}$$

PI : 0.34642 Bfpd/Psia

2. Mencari Qmax

$$Q_{Max} = \frac{Q_f}{1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

$$Q_{Max} = \frac{135}{1 - 0.2 \left( \frac{405}{794.7} \right) - 0.8 \left( \frac{405}{794.7} \right)^2}$$

Q max = 194,847 Bfpd

3. Asumsikan Nilai P<sub>wf</sub>

**Tabel 4.4**  
**Asumsi Nilai Pwf Sumur SA-108**

| No | P <sub>wf</sub> | Q        | Q <sub>water</sub> | Q <sub>oil</sub> |
|----|-----------------|----------|--------------------|------------------|
| 1  | 794.7           | 0        | 0                  | 0                |
| 2  | 700             | 39.5805  | 28.49796           | 11.08254         |
| 3  | 600             | 72.59023 | 52.26496           | 20.32526         |
| 4  | 550             | 84.46269 | 60.81314           | 23.64955         |
| 5  | 500             | 97.7159  | 70.35545           | 27.36045         |
| 6  | 450             | 109.7941 | 79.05172           | 30.74234         |
| 7  | 400             | 120.7168 | 86.91613           | 33.80072         |
| 8  | 350             | 130.5138 | 93.96993           | 36.54386         |
| 9  | 300             | 139.2313 | 100.2465           | 38.98476         |
| 10 | 150             | 169.8092 | 122.2626           | 47.54658         |
| 11 | 0               | 194.8474 | 140.2901           | 54.55727         |

- 1 Mencari Nilai Q<sub>fluida</sub> Asumsi

$$Q_f : Q_{max} \times \left( 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \right)$$

$$Q_f : 194,847 \times \left( 1 - 0.2 \left( \frac{700}{794.7} \right) - 0.8 \left( \frac{700}{794.7} \right)^2 \right)$$

Q<sub>f</sub> : 39.5805 Bfpd

2. Mencari Nilai Q<sub>w</sub> Asumsi

$$Q_w : (\text{Water Cut}/100) \times Q_f$$

$$Q_w : (95/100) \times 39.5805 \text{ Bfpd}$$

$$Q_w : 28.49796 \text{ Bwpd}$$

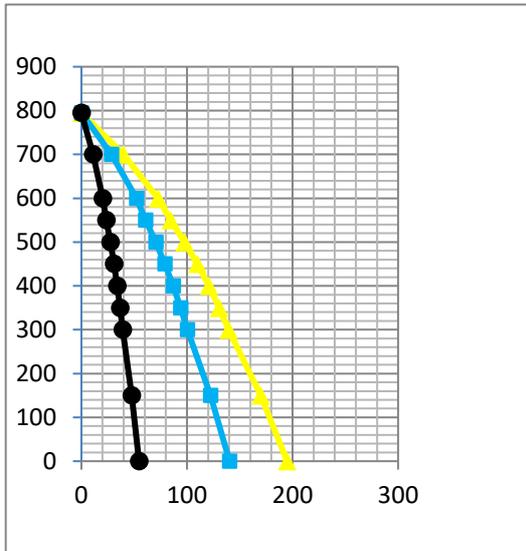
3. Mencari Nilai Q<sub>o</sub> Asumsi

$$Q_o : (Q_f - Q_w)$$

$$Q_o : (39.5805) - (25.33152)$$

$$Q_o : 11.08254 \text{ Bopd}$$

#### 4. Plot IPR



#### 1. Persamaan Darcy

$$Q_{Max} = \frac{7,08 \times 10^{-3} \times k \times h \times (Pr - P_{wf})}{\mu \times Bo \left( \ln \left( \frac{Re}{Rw} \right) + S \right)}$$

$$Q_{Max} = \frac{7,08 \times 10^{-3} \times 696 \times 13.124 (794.7 - 405)}{10,11 \times 1,188 \left( \ln \left( \frac{656,2}{0,2652} \right) + 0 \right)}$$

$$Q_{max} = 269,921 \text{ Bfpd}$$

#### 2. Asumsikan $P_{wf}$ dan $Q_f$ untuk mencari IPR pada kondisi skin = 0

**Tabel 4.5**  
Asumsi Nilai  $P_{wf}$  Kondisi Skin 0

| No | $P_{wf}$ | $Q_{fluid}$ | $Q_{water}$ | $Q_{oil}$ |
|----|----------|-------------|-------------|-----------|
| 1  | 794.7    | 0           | 0           | 0         |
| 2  | 700      | 54.83055    | 35.09155    | 19.739    |
| 3  | 600      | 106.0727    | 67.8865     | 38.18616  |
| 4  | 500      | 150.4764    | 96.30492    | 54.17152  |
| 5  | 450      | 170.114     | 108.8729    | 61.24102  |
| 6  | 400      | 188.0419    | 120.3468    | 67.69508  |
| 7  | 350      | 204.2603    | 130.7266    | 73.53369  |
| 8  | 300      | 218.769     | 140.0122    | 78.75685  |
| 9  | 250      | 231.5682    | 148.2037    | 83.36457  |
| 10 | 150      | 252.0379    | 161.3043    | 90.73364  |
| 11 | 0        | 269.9205    | 172.7491    | 97.17139  |

#### 4.3.2 Analisa Nilai Faktor Skin

Analisa faktor skin di sumur SA-108

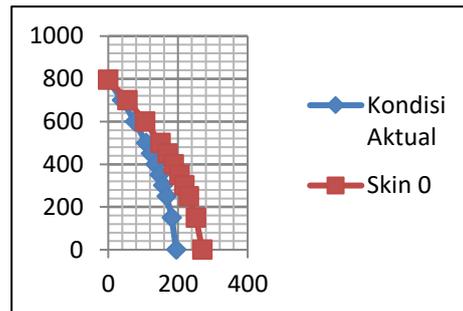
$$S = \frac{0,00708 \times k \times h}{Q \times Bo \times \mu} \times \Delta P_s$$

$$S = \frac{0,00708 \times 696 \text{ md} \times 13.124 \text{ ft}}{1457 \times 1,118 \times 10,11} \times 794.7$$

$$S = 31.69644 (+) \text{ Damage.}$$

Sumur SA-108 terindikasi *damage* dengan nilai skin yang didapat adalah 31.6944 berarti terdapat kerusakan pada sumur ini. Selanjutnya dilakukan analisa skin pada saat kondisi 0 dengan menggunakan persamaan Darcy untuk membandingkan laju alir pada saat kondisi skin aktual dan saat kondisi skin 0, dari hasil perbandingan tersebut dilihat peluang untuk meningkatkan perolehan produksi.

#### 3. Plot IPR Kondisi Skin 0



#### 4.3.3 Analisa Nilai Scale index

**Tabel 4.6**  
Hasil Analisa Pengujian Air Formasi

| Ion                           | mg/l     | mgep/l | % ract, value |
|-------------------------------|----------|--------|---------------|
| Na <sup>+</sup>               | 7525,75  | 327.16 | 49.03         |
| Ca <sup>2+</sup>              | 30.00    | 1.50   | 0.27          |
| Mg <sup>2+</sup>              | 30.00    | 5.00   | 0.75          |
| CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> | 0.00     | 0.00   | 0.00          |
| HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> | 4026.00  | 66.00  | 9.89          |
| SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> | 8.00     | 0      | 0.02          |
| Cl <sup>-</sup>               | 9496,25  | 267.50 | 40.00         |
| FE <sup>2+</sup>              | 0.07     | 0.00   | 0.00          |
| Total dissolved ion           | 21145.87 | 667.33 | 100.00        |

**NaCl, mg/l** : 18262.12  
**Resistivity, Ohm-m** : 0,33  
**free Co2 mg/l** : 11  
**Total Hardness** : 18.26  
**SI (scale carbonat )** : + 0.30  
**pH** : 7.040  
**scale sulfat** : No sulfat  
**water tendention** : Scalling

- Metode Stiff and Davis :
 
$$SI = pH - (K + pCa + pAlk)$$

$$SI = 7,040 - (2,443 + 3,125 + 1,175)$$

$$SI = 7,040 - 6,74 = +0,30$$
  - Metode Langlier :
 
$$LSI = pH - pHs$$

$$LSI = 7,040 - 6,8 = +0,1$$
  - Metode Ryznar :
3. Untuk sumur yang mengalami permasalahan *scale* perlu dilakukan stimulasi dengan menginjeksikan *chemical* dengan konsentrasi Hcl 5%, 10% - 15 % ke dalam sumur untuk menghilangkan *scale*.
  4. Setelah itu untuk mengurangi terbentuknya *scale* sebaiknya dipasang alat penghambat *Scale* di sumur
    - SA-101 : sebaiknya dipakai alat LKC
    - SA-104 : sebaiknya dipakai alat *Insafe*
    - SA -33 : sebaiknya dipakai alat *Insafe*
    - SA-25 : sudah di pasang *insafe* untuk perkembangan nilai *scale index* sudah mulai mengalami penurunan.
    - SA-108 : sudah di pasang *insafe* untuk perkembangan nilai *scale index* sudah mulai mengalami penurunan.

$$RSI = 2 \times (pH) - pHs$$

$$RSI = 2 \times (7,040) - 6,8 = + 6,7$$

### Kesimpulan

Dari analisa hasil evaluasi permasalahan *scale* dengan menggunakan *Inflow performance relationship* (IPR), *skin* dan *scale index* dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Pada sumur SA-25, SA-33, SA-101, SA-104 dan SA-108 Produksi minyak mengalami penurunan yang disebabkan oleh permasalahan *scale*
2. Berdasarkan hasil analisa air formasi dilaboratorium pada sumur SA-25, SA-33, SA-101, SA-104 dan SA-108 terdapat jenis *scale* yaitu CaCO<sub>3</sub>.

### Daftar Pustaka

1. Collins, Eugene, 1983, Petroleum Production Engineering. The Conventional Energy Training Project, Boston.
2. M. Hardian, 2002, Basic Steps Scale In The Of Industry Oil and Gas Using Total Well Management Of Production.
3. Pertamina, 2003, Analisa Potensi Sumur Dengan IPR.