

**Judul Buku :**

Pemodelan Numerik Laju Pembentukan *Calcite*  
*Scaling* Menenggunakan Software CMG-Stars  
Pada Sumur Panas Bumi

**Penulis:**

Dr. Ir. Drs. H. Herianto, M.T.

M. Th. Kristiati, E.A., S.T., M.E.

Ir. Bambang Bintarto, M.T.

Dewi Asmorowati, S.T., M.Eng.

**Editor & Cetak :**

**Desain Layout dan Cover :**

**Diterbitkan oleh :**

**ISBN :**

ISBN 978-623-7594-34-5



## KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis ucapkan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas segala curahan rahmat dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Buku yang berjudul **“Pemodelan Numerik Laju Pembentukan *Calcite Scaling* Menggunakan Software CMG-STARS pada Sumur Panas Bumi”**.

Buku ini menyajikan pembahasan tentang pemodelan numerik pembentukan *scaling* di sumur panas bumi menggunakan simulator CMG-STARS. *Scaling* merupakan salah satu masalah terbesar dalam industri panas bumi. Pembentukan *scaling* dapat mengurangi diameter sumur yang berakibat turunnya produksi fluida dari sumur-sumur panas bumi. Oleh karena itu, pembentukan *scaling* adalah salah satu hal yang cukup krusial dalam operasi produksi panas bumi.

Pada Buku ini, *scaling* di sumur yang menjadi bahan tinjauan. Simulator CMG-STARS digunakan untuk memodelkan pembentukan *scale* di sumur panas bumi. Untuk dapat memahami materi yang disajikan, diperlukan pengetahuan tentang simulasi numerik, terutama CMG-STARS. Meskipun langkah-langkah pemodelan cukup detail dijelaskan, konsep-konsep dasar simulasi penting agar pembaca mampu mengikuti alur pembahasan buku.

Penulis ingin menyampaikan terima kasih kepada semua pihak-pihak yang telah berkontribusi dalam penyusunan buku ini. Penulis juga menyadari bahwa buku ini masih belum sempurna. Oleh karena itu, penulis terbuka terhadap tanggapa, kritik, saran, dan diskusi yang membangun, sehingga dapat menyempurnakan Buku ini.

## DAFTAR ISI

	<b>Halaman</b>
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI .....	iv
DAFTAR GAMBAR .....	vii
DAFTAR TABEL .....	x
BAB.I. PENDAHULUAN .....	1
BAB.II. TINJAUAN LITERATUR .....	3
2.1. <i>Scale</i> .....	3
2.2. Identifikasi <i>Problem Scale</i> .....	28
2.3. Perhitungan Perkiraan terjadinya <i>Scaling</i> .....	28
2.4. Perhitungan Laju Massa Deposisi Akibat Kristalisasi .....	33
2.5. Perhitungan Laju Massa Pengikisan..	35
2.6. Perhitungan Ketebalan Lapisan <i>Scaling</i> dan Ketahanan Panasnya .....	36
2.7. Penanggulangan <i>Problem Scale</i> dengan Menggunakan Stimulasi <i>Well</i> <i>Washing</i> .....	37

## DAFTAR ISI

(Lanjutan)

	<b>Halaman</b>
2.8. <i>Software</i> CMG (Computer Modelling Group) .....	38
2.9. Simulator CMG-STARS .....	44
2.10. <i>Results Graph</i> .....	45
2.11. <i>Results</i> 3D .....	45
BAB.III. PEMODELAN PEMBENTUKAN <i>CALCITE SCALING</i> PADA LAPANGAN PANASBUMI .....	46
3.1. Pemodelan Lubang Sumur .....	48
3.2. SAM (Semi-Anlytical Wellbore Model) .....	49
3.3. FLEXWELL .....	49
3.4. Reservoir <i>History Matching</i> .....	50
3.5. Hasil Simulasi <i>Sink Source</i> Sumur.....	53
3.6. Hasil Simulasi Flexwell Sumur.....	53
3.7. Identifikasi <i>Scaling Rate</i> dengan Menggunakan Fitur Flexwell .....	55

## DAFTAR ISI

(Lanjutan)

	<b>Halaman</b>
3.8. Studi Kasus : Pemodelan Pembentukan Endapan <i>Scale</i> Kalsit Pada Sumur Panas Bumi Y Lapangan XT.....	55
BAB IV. PENUTUP.....	95
BIBLIOGRAFI.....	96

## DAFTAR GAMBAR

	<b>Halaman</b>
Gambar 1. Deposisi <i>Scale</i> pada Dinding Sumur .....	3
Gambar 2. Mekanisme Pembentukan <i>Scale</i> .....	14
Gambar 3. Contoh Proses Nukleasi Homogen Pada Barium Sulfat .....	17
Gambar 4. Hubungan Antara Temperatur dengan Kelarutan $\text{CaCO}_3$ dan Tekanan Parsial $\text{CO}_2$ .....	23
Gambar 5. Hubungan Tekanan Parsial $\text{CO}_2$ dengan Kelarutan $\text{CaCO}_3$ pada berbagai Temperatur .....	25
Gambar 6. Hubungan Tekanan Parsial $\text{CO}_2$ dengan pH pada berbagai Temperatur .....	26
Gambar 7. Harga K pada Berbagai <i>Ionic strength</i> ...	31
Gambar 8. <i>CMG Technologies Launcher</i> .....	40
Gambar 9. <i>CMG Model Builder</i> .....	41
Gambar 10. <i>Procedure of Volumetric Rate Determination</i> .....	52
Gambar 11. Diagram Sumur Y.....	56
Gambar 12. Laju Produksi Aktual & Theoretical Sumur Y .....	57

## DAFTAR GAMBAR

(Lanjutan)

	<b>Halaman</b>
Gambar 13. Geometri Grid Model Sumur Y .....	62
Gambar 14. Model <i>Cross Section</i> 2D.....	63
Gambar 15. Grid tiruan untuk model Reservoir .....	64
Gambar 16. Model Reservoir 3D .....	66
Gambar 17. Profil Tekanan dan Temperatur Aktual Sumur Y Berdasarkan Analisa PTS .....	67
Gambar 18. Model 2D Profil Persebaran Tekanan Sumur Y .....	69
Gambar 19. Model 2D Profil Persebaran Temperatur Sumur Y .....	69
Gambar 20. <i>Thermal Properties</i> Model .....	72
Gambar 21. <i>Initial Condition</i> .....	75
Gambar 22. Hasil <i>History Matching</i> Laju Uap Sumur Y .....	79
Gambar 23. Hasil <i>History Matching</i> BHP Model dan BHP Aktual.....	80
Gambar 24. Profil Tekanan & Temperatur Data Simulasi <i>Sink Source</i> vs Data Aktual...	81

## DAFTAR GAMBAR

(Lanjutan)

	<b>Halaman</b>
Gambar 25. Profil Tekanan & Temperatur Data Simulasi Flexwell vs Data Aktual.....	83
Gambar 26. Kualitas Uap Hasil Simulasi Flexwell.....	
Gambar 27. Menu Pilihan <i>Solid Deposition</i> pada Flexwell .....	84
Gambar 28. Tebal Endapan <i>Scale</i> pada Liner & Casing Sumur Y.....	86
Gambar 29. Output Konsentrasi Massa Endapan Kalsium Karbonat pada Sumur Y .....	89
Gambar 30. Sejarah MCD Sumur Y.....	90
Gambar 31. Ilustrasi Laju Pengendapan Kalsit pada Sumur Y.....	92
Gambar 32. Pengendapan <i>Scale</i> Kalsit Sumur Y pada Bulan November 2009 .....	93



## DAFTAR TABEL

Tabel 1. Komposisi Kimia yang Terdapat Pada Reservoir Panas Bumi.....	4
Tabel 2. Faktor Konversi Perhitungan <i>Ionic Strength</i> .....	30
Tabel 3. Pilihan Satuan Pada Simulasi CMG .....	61
Tabel 4. Input Data Kedalaman tiap Grid.....	65
Tabel 5. Input <i>Pressure &amp; Temperature</i> Sumur Y ...	68
Tabel 6. Data Input <i>Array Properties</i> .....	71
Tabel 7. Data Input Komponen Pada Reservoir Sumur Y .....	74
Tabel 8. <i>Output Friction &amp; Heat</i> Simulasi Flexwell.....	85
Tabel 9. Hasil Simulasi Flexwell pada Bulan Desember-2009 .....	87

[Type here]

## **BAB.I.**

### **PENDAHULUAN**

*Scale* adalah deposisi padat yang terbentuk dari presipitasi kimia komposisi cairan pada reservoir panasbumi. *Scaling* adalah masalah umum yang kerap dihadapi dalam industri panas bumi terutama dalam sumur produksi & injeksi, pipa, dan pembangkit listrik. Deposisi padatan ini mengurangi diameter di dalam lubang sumur (casing) dan pipa pada fasilitas produksi. Masalah ini akan menyebabkan kekurangan suplai uap ke turbin.

Prediksi dan model untuk identifikasi laju pengendapan *scaling* sangat berguna untuk manajemen produksi yang baik yang akan menguntungkan perusahaan, misal menentukan waktu yang tepat untuk melakukan *well washing* ataupun metode stimulasi sumur yang lain nya.

Pemodelan sumur menggunakan *software* CMG-STARS dapat di lakukan dengan baik dan memiliki kelebihan dari simulator lainnya yang tersimulasi secara *isothermal*. Pemodelan sumur pada *software*

[Type here]

CMG-STARs ini diharapkan dapat membuat model pembentukan endapan *scale* pada dinding sumur.

Endapan *scale* yang dapat mengurangi diameter sumur pada saat produksi, sehingga perusahaan dapat membuat simulasi dengan berbagai parameter percobaan dan mengetahui efek dari perubahan parameter tersebut terhadap ketebalan endapan *scale* pada sumur yang akan terjadi. Pemodelan endapan *scale* pada sumur ini juga dapat memudahkan perusahaan dalam melakukan stimulasi sumur.

[Type here]

## **BAB.II.**

### **TINJAUAN LITERATUR**

#### **2.1. Scale**

Salah satu penyebab turunnya produksi yang sangat drastis adalah terdapatnya *scale* di lubang sumur. *Scale* adalah deposisi padat yang terbentuk dari presipitasi kimia komposisi cairan pada reservoir panas bumi.



**Gambar 1. Deposisi Scale pada Dinding Sumur**

[Type here]

Masalah ini akan menyebabkan penurunan suplai uap ke turbin. Faktor fisik utama yang mempengaruhi proses *scaling* adalah faktor tekanan dan temperatur.

Kelarutan komposisi kimia dari fluida yang berubah selama produksi karena adanya kehilangan tekanan temperatur di dalam sumur. Fluida panas bumi yang terdiri dari ion positif (*kation*) dan ion negative (*anion*) bereaksi dengan air panas, sehingga menyebabkan pengendapan *scale*. Berikut komposisi kimia yang umumnya terdapat dalam fluida panas bumi:

**Tabel 1. Komposisi Kimia yang Terdapat Pada Reservoir Panas Bumi**

Na <sup>+</sup>	Fe <sup>2+</sup>	Br <sup>-</sup>	NH <sub>3</sub>	Cs <sup>+</sup>
K <sup>+</sup>	Al <sup>3+</sup>	I <sup>-</sup>	SiO <sub>2</sub>	Rb <sup>+</sup>
Ca <sup>2+</sup>	Mn <sup>2+</sup>	B	Cu <sup>2+</sup>	Pb <sup>2+</sup>
Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	As	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	
Li <sup>+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2+</sup>	H <sub>2</sub> S	F <sup>-</sup>	

[Type here]

*Scaling* pada panas bumi biasanya terbentuk karena mineral kristalin atau mineral *amorph* yang biasanya menempel pada permukaan *casing* ataupun peralatan yang kontak dengan *brine* yang diproduksi dari reservoir, (*Dios Juan et al*).

### **2.1.1. Scale Silika**

Fluida panas bumi adalah suatu larutan yang mengandung berbagai unsur kimia, dimana proses pelarutannya terjadi pada kondisi reservoir, yaitu tekanan dan temperatur yang tinggi. Pada saat fluida diproduksi, terjadi dua proses yang kondusif untuk terjadinya *silica scaling*, yaitu penurunan temperatur dan *flashing*. Penurunan temperatur menyebabkan kelarutan sebagian besar senyawa kimia termasuk silika menjadi berkurang, sedangkan *flashing* yang terjadi akibat adanya *pressure drop* akan meningkatkan konsentrasi senyawa kimia yang terlarut dikarenakan terjadinya perubahan fasa air menjadi uap. Faktor lain yang mempengaruhi pembentukan *scale* adalah besarnya laju alir fluida yang diproduksi

*Scale* yang sangat umum dijumpai pada sumur-sumur panas bumi adalah *scaling* silika. Berbeda dengan kalsit, silika *scaling* biasanya

[Type here]

ditemukan pada sistem panas bumi temperatur tinggi. Di dalam reservoir, konsentrasi silika pada fluida geothermal dikontrol oleh kelarutan kuarsa yang naik seiring naiknya *temperatur*.

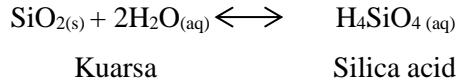
Senyawa silika mempunyai beberapa bentuk yaitu quartz, cristobalite, amorphous silica, chalcedony, dll. Quartz adalah bentuk yang paling stabil dan mempunyai kelarutan yang paling rendah. Pengendapan silika umumnya terjadi apabila konsentrasi silika di dalam larutan melebihi kelarutan *amorphous silica*. Aspek yang berpengaruh dalam pengendapan silika terdiri atas aspek termodinamika dan aspek kinetika

#### **2.1.1.1. Aspek Termodinamika**

Silika ada pada bentuk yang berbeda-beda di antaranya Kuarsa, Tridimit, Kristobalt, Silika amorf, dan lainnya. Kuarsa adalah bentuk utama dari silika yang ada di alam. Pada batuan reservoir panas bumi dan sekitarnya banyak mengandung kuarsa dan akan terlarut dalam air panas yang ada pada reservoir. Di atas 230°C pada kondisi tertentu, kuarsa berada pada kesetimbangan antara bentuk padat atau sebagai zat

[Type here]

terlarut. Berikut adalah reaksi dari kuarsa dan air yang membentuk asam silika:



Dalam keadaan setimbang, reaksi tergantung pada temperatur dengan mengikuti persamaan :

$$\text{Log } C = -13109/T + 5.19 \dots\dots\dots (1)$$

Keterangan : C = konsentrasi silika, mg/kg

T = temperatur absolute, K

Persamaan di atas berlaku pada temperature antara 0°C sampai 250°C. Kelarutan silika pada tekanan uap air jenuh mencapai maksimum sekitar 340°C pada air murni. Persamaan untuk kelarutan kuarsa dari 20°C sampai 30°C di berikan oleh Fournier (1986):

$$\begin{aligned} t = & -42.196 + 0.28831 * C - 3.6685 \times 10^{-4} * C^2 + \\ & 3.1665 \times 10^{-7} * C^3 + 77.034 * \log C \dots\dots\dots (2) \end{aligned}$$

Dimana : T = temperatur, °C

C = konsentrasi silika, mg/kg

Seperti quartz, kelarutan *amorphous silica* juga dipengaruhi oleh salinitas dan pH. Jika salinitas meningkat, kelarutan *amorphous silica* menjadi turun (Chen dan Marshall, 1982). Pada konsentrasi yang rendah (salinitas < 0.1 m), pengaruh salinitas menjadi



[Type here]

kecil (Brown, 1998). Kelarutan amorphous silica meningkat tajam apabila fluida bersifat alkalis (pH tinggi), tetapi untuk fluida yang bersifat netral dan asam pengaruh pH menjadi sangat kecil (Henley, 1983).

Parameter penting dalam hubungannya dengan pengendapan silika adalah “*silica saturation index (SSI)*” yang merupakan perbandingan antara konsentrasi silika dalam larutan dengan kelarutan amorphous silika pada kondisi yang sama. Parameter SSI dapat digunakan untuk memperkirakan kemungkinan terjadinya *silica scaling*, yaitu dengan kriteria sebagai berikut :

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

Kelarutan *amorphous silica* dan parameter “*silica saturation index (SSI)*” dapat dihitung secara langsung. Prosedur perhitungan kelarutan *amorphous silica* dan SSI adalah sebagai berikut :

[Type here]

- a) Hitung kelarutan *amorphous silica* dalam air murni pada temperatur yang sesuai,  $S(T,m=0)$ , menggunakan persamaan *Fournier & Rowe*.
- b) Hitung salinitas fluida yang diproduksi dalam molal (m), berdasarkan data kandungan klorida.  
Salinitas (m) = ppm Cl / (35.5 x 1000)
- c) Hitung kelarutan *amorphous silica* terkoreksi terhadap salinitas,  $S(T,m)$ , pada temperatur yang sesuai dengan menggunakan persamaan *Marshall & Chen*, dan persamaan *Setchenow*.
- d) Hitung besarnya SSI, yaitu dengan membandingkan konsentrasi silika dalam fluida berdasarkan data komposisi kimia, dengan kelarutan *amorphous silica* terkoreksi dari hasil perhitungan pada kondisi yang sama.
- e) Perkirakan potensi *silica scaling* menggunakan kriteria yang telah disebutkan dalam teori.

### **2.1.1.2. Aspek Kinetika**

Aspek kinetika pengendapan silika berkaitan dengan mekanisme dan kecepatan reaksi pengendapan silika. Kinetika pengendapan silika dipengaruhi oleh beberapa faktor, antara lain: tingkat supersaturasi, pH,

[Type here]

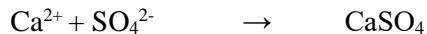
temperature, laju alir, aerasi, serta ion-ion lain dalam larutan. Aspek kinetika ini sulit untuk diprediksikan.

Dua mekanisme yang mungkin untuk pengendapan silica adalah :

1. Pembentukan awal dari koloid diikuti pengendapan bertahap dari koloid tersebut.
2. Pengendapan secara langsung pada permukaan padatan

### **2.1.2. Scale Calcium Sulfate (CaSO<sub>4</sub>)**

*Scale Calcium Sulfate* terbentuk dari reaksi ion kalsium dan ion sulfat reaksinya sebagai berikut :



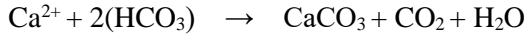
Jenis kalsium sulfat pada umumnya berupa gypsum atau hidrous kalsium sulfat (CaSO<sub>4</sub>·2H<sub>2</sub>O), dimana CaSO<sub>4</sub> hanya terbentuk anhidrit (CaSO<sub>4</sub>) ataupun hemihidrat (CaSO<sub>4</sub>·1/2 H<sub>2</sub>O), dimana CaSO<sub>4</sub> hanya terbentuk pada *temperatur* tinggi.

### **2.1.3. Scale Kalsium Karbonat (CaCO<sub>3</sub>)**

*Scale* kalsium karbonat adalah jenis *scale* yang sangat umum dijumpai di sumur-sumur panasbumi, khususnya pada *system low temperature*. *Scale* ini

[Type here]

terbentuk dari kombinasi ion kalsium dan ion karbonat atau bikarbonat, sesuai dengan reaksi :



Kecenderungan scaling ditentukan oleh rasio supersaturasi (SR) atau *supersaturation index* (SI). Rasio supersaturasi (SR) untuk kalsium karbonat didefinisikan sebagai:

$$SR = \frac{[\text{Ca}^{2+}][\text{CO}_3^{2-}]}{K_{sp\text{CaCO}_3}} \dots\dots\dots (3)$$

Rasio supersaturasi berdasarkan aktivitas untuk senyawa ionik untuk teori kristalisasi dinyatakan dengan,

$$Sa = \left(\frac{IP}{Ka}\right) 1/v \dots\dots\dots (4)$$

Dimana IP adalah produk aktivitas ionik dari total jumlah kation dan anion yang berdisosiasi dalam larutan dan Ka adalah produk kelarutan berdasarkan aktivitas dari garam. Oleh karena itu, untuk kalsium karbonat, rasio supersaturasi  $S = Sa$  dinyatakan sebagai:

$$S = \frac{\sqrt{[\text{Ca}^{2+}]x [\text{CO}_3^{2-}]}}{K_{sp\text{CaCO}_3}} \dots\dots\dots (5)$$

Harga SI (Supersaturation Index) dihitung menggunakan persamaan,

[Type here]

$$SI = \log\left(\frac{IP}{K_{sp}}\right) \dots\dots\dots (6)$$

terdapat tiga kemungkinan pembentukan scaling dari larutan dengan mempertimbangkan termodinamika:

- $SR < 1$ , larutannya di bawah kondisi jenuh dan tidak ada kecenderungan untuk terjadi scaling secara termodinamik.
- $SR = 1$ , larutannya dalam kondisi setimbang.
- $SR > 1$ , larutannya dalam kondisi jenuh dan memiliki kecenderungan tinggi untuk pembentukan scaling.

### **2.1.3.1. Pembentukan Kalsium Karbonat Secara Geologi**

Kalsium karbonat adalah material yang umum di temukan pada formasi batuan (limestone). Ion kalsium jenuh dan anion karbonat dalam larutan fluida mengendap dan akan membentuk Kristal kalsium karbonat. Kristal kalsium karbonat murni dapat terjadi pada tiga bentuk berbeda: vaterite, aragonite dan kalsit.

Pada skala waktu geologi, kalsit adalah bentuk paling stabil dari kalsium karbonat. Dalam ilmu geologi, pada saat Kristal karbonat terendapkan, mereka akan jenuh dengan air dan membentuk lumpur.

[Type here]

Kalsit yang terendapkan membentuk batuan limestone yang merupakan hasil dari kompaksi, rekristalisasi dan sementasi. Pada saat proses sementasi, kalsium karbonat jenuh yang berasal dari air di sekelilingnya akan mengendap.

### **2.1.3.2. Stabilitas Larutan & Endapan**

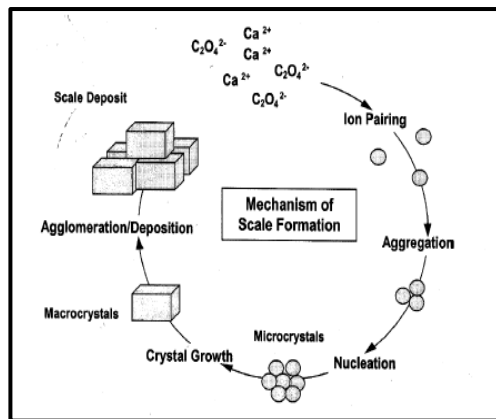
Presipitat (endapan) aktif memiliki struktur kristal yang tidak teratur dan terbentuk pada tahap awal pengendapan dari larutan yang sangat jenuh (*strongly oversaturated solutions*). Bentuk stabil dari endapan terbentuk pada waktu yang lebih lama ketika endapan aktif mengalami kondisi *metastable* ekuilibrium dengan larutannya. Satu-satunya bentuk stabil dari kalsium karbonat adalah kalsit.

Zona *metastable* membagi konsentrasi dalam ambang *oversaturation* dan *undersaturation*: konsentrasi di mana larutan jenuh sudah menjadi *undersaturated* dan semua endapan larut dan konsentrasi di mana larutan *undersaturated* telah menjadi jenuh dan endapan terbentuk.

### **2.1.3.3. Proses Pengendapan**

[Type here]

Pembentukan *scale* adalah hasil proses kristalisasi mineral dari larutan, yang terjadi dalam serangkaian proses seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2**. Langkah pertama adalah spesies kationik ( $\text{Ca}^{2+}$ ) dan anionik ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) bertabrakan dan membentuk pasangan ion dalam larutan. Pasangan ionik membentuk mikro-agregat, yang tumbuh menjadi nukleasi untuk kristalisasi.



**Gambar 2. Mekanisme Pembentukan *Scale***

*(Y.Duggirala, P., 2007)*

Kalsium karbonat dapat terendapkan dengan membentuk nucleus atau dengan bertumbuh pada

[Type here]

permukaan kalsit yang sudah terdapat sebelumnya. Nucleus terbentuk karena proses nukleasi yang dapat terbentuk pada permukaan media (nukleasi heterogen) ataupun pada larutan (nukleasi homogen). Nukleasi adalah langkah awal dimana molekul padatan yang terdispersi di dalam larutan akan berkumpul dan membentuk bibit kristal berukuran nanometer.

Termodinamika membuat proses nukleasi dan ketebalan pengendapan yang berbeda. Karena ikatan dalam struktur kristal, maka energi bebas yang terdapat pada molekul yang terletak di dalam struktur itu akan lebih rendah daripada saat terlarut. Molekul yang terdapat pada permukaan kristal memiliki ikatan yang lebih lemah dengan kristal, oleh karena itu energi bebasnya lebih tinggi. Perbedaan energi bebas antara molekul permukaan dan senyawa ionik dalam larutan di namakan *interfacial free energy*. *Interfacial free energy* akan selalu positif, yang membuat permukaan tidak stabil. (De Yoreo dan Vekilov 2003).

Karena itu, ketika banyak (atau semua) molekul kristal berada di permukaannya, seperti dalam kasus kecil nukleus, itu tidak stabil. Dimana, dalam suatu kasus nukleus hanya terdiri dari satu molekul, kemudian molekul kedua ditambahkan, maka akan



[Type here]

meningkatkan energi bebas sehingga nucleus akan lebih tidak stabil.

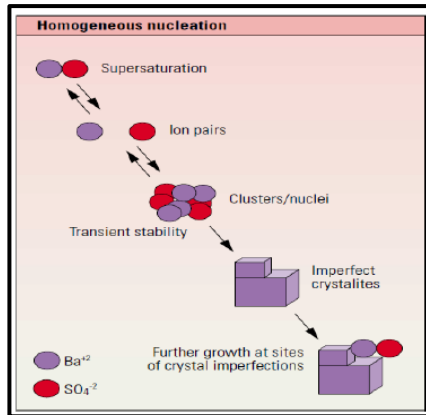
Termodinamika ini membuat molekul kalsit lebih mudah mengendap di permukaan kristal yang lebih besar dari ukuran kritis daripada dengan membentuk nuklei (nukleasi). Karena itu, pada *low super saturations* kalsium karbonat akan tumbuh tetapi tidak membentuk nuklei.

#### **2.1.3.4. Nukleasi Homogen**

Nukleasi homogen adalah pembentukan nukleus yang tidak di pengaruhi oleh media yang di lewati. Proses nukleasi homogen bersifat spontan dan acak.

Penelitian mengenai kinetika proses nukleasi homogen kadang-kadang sulit karena tantangan dalam merancang sistem yang bebas dari *impurities*, padahal adanya kandungan *impurities* dalam sistem dapat mempercepat proses nukleasi. **Gambar 3.** menunjukkan tahapan proses nukleasi yang terjadi secara homogen pada reaksi Barium Sulfat.

[Type here]



**Gambar 3. Contoh Proses Nukleasi Homogen  
Pada Barium Sulfat**

*(Crabtree et al., 1999)*

### 2.1.3.5. Nukleasi Heterogen

Untuk nukleasi yang bersifat heterogen, maka yang mempengaruhinya adalah media yang di lalukannya, misalkan kalsium karbonat akan lebih mudah terlarut pada media seperti logam *stainless steel* dan krom dari pada media plastik seperti PA (poliamida) dan PVC (Ben Amor et al. 2004). Penelitian sebelumnya telah di lakukan oleh Ben Amor dengan menggunakan 2 parameter water hardnesss pada 4 parameter media

[Type here]

(PA, PVC, Chrome, Stainless Steel) dan menganalisa *nucleation rate* nya.

### 2.1.3.6. Proses Nukleasi

Laju nukleasi untuk proses homogeneous ataupun heterogeneous akan tergantung dari harga *nucleation sites* atau kemungkinan dari nucleus tersebut tumbuh lebih besar daripada ukuran kritisnya.

Untuk melebihi ukuran kritisnya, nucleus tersebut harus melampaui batas *interfacial free energy*. Semakin rendah harga *interfacial free energy*, maka kemungkinan nucleus berkembang dan mencapai kondisi stabilnya akan semakin tinggi (Kalikmanov 2013).

Persamaan yang di gunakan untuk mengukur laju nukleasi kalsium karbonat sangat kompleks dan komprehensif (Spanos and Koutsoukos 1998, Perez et al. 2007, Kawano et al. 2009). Maka dari itu mereka menggunakan persamaan yang telah di perkenalkan dahulu oleh Nielsen pada tahun 1964, dimana:

$$J_n = A * \exp\left(-\frac{\Delta G_n}{kbT}\right) \dots\dots\dots (7)$$

Dimana  $J_n$  adalah harga nuklei yang terbentuk dalam satuan volume dan waktu (misal, m-

[Type here]

3s-1), A adalah factor kinetic yang memiliki satuan seperti Jn dan tergantung dari harga nucleation sites dan kemungkinan nukleasinya,  $\Delta G_n$  adalah batas termodinamika dalam Joules, kb adalah konstanta Boltzmann ( $1.38 \cdot 10^{-3} J - K^{-1}$ )

Gebauer dkk. (2008) mengusulkan mekanisme alternatif nukleasi  $CaCO_3$ , yang mereka tambahkan proses lain ke konsep asli dari satu-satunya ikatan ion tunggal. Awalnya, nuklei berada dilihat sebagai gugus yang tidak stabil di mana ion individu menempel sebelum mereka mencapai ukuran kritis. Dimekanisme alternatif, (meta) gugus stabil kalsium karbonat terbentuk dalam kesetimbangan dengan ion kalsium karbonat terlarut, bahkan pada kondisi undersaturated

Wolthers dkk. (2012) mengajukan model empiris untuk pertumbuhan kalsit. Satu model dipasang hasil percobaan yang berbeda dengan larutan elektrolit latar belakang - KCl atau NaCl terlarut - kekuatan ionik 0,001-0,7M)

Laju endapan kalsit pada larutan elektrolit:

$$R_{p\ BE} = I^{-0.004} pH^{-10.71} r_{aq}^{-0.35} (S - 1)^2. \quad (8)$$

Dimana  $R_{p\ BE}$  adalah laju dalam m/s, dan dapat di konversi menjadi mmol/cm<sup>2</sup>.s dengan cara

[Type here]

mengkalikan dengan densitas kalsitnya,  $2.71 \cdot 10^4$  mol/m<sup>3</sup> =  $2.71 \cdot 10^3$  mmol/cm<sup>2</sup>.m.  $I$  adalah ionic strength dalam mol/l.  $r_{aq} = [CA^{2+}]/[CO_3^{2-}]$  adalah rasio aktivitas. Dan  $S = \Omega^{1/2} = [CA^{2+}][CO_3^{2-}] / K_c$  adalah rasio saturasi.

Menurut Wolthers et al. (2011), larutan dengan aktivitas ion kalsium dan karbonat yang setara (larutan stoikiometrik) memiliki tingkat pertumbuhan yang lebih tinggi daripada larutan dengan aktivitas yang tidak sama (larutan nonstoikiometri). Kristal tumbuh dengan terlebih dahulu membentuk *kink* (satu molekul kalsium karbonat atau kalsium bikarbonat mencuat dari permukaan kristal) dan kemudian deretan *kink* molekul kalsium dan karbonat atau bikarbonat menempel secara berurutan ke *kink* utama.

### **2.1.3.7. Pembentukan Kristal**

Kristal adalah material padat yang atom-atom penyusunnya, molekul atau ionnya disusun pola pengulangan yang memanjang di ketiga dimensi. Pertumbuhan kristal adalah tahap utama dari proses kristalisasi, itu terdiri dari penambahan atom baru, ion atau masuknya polimer ke dalam susunan karakteristik

[Type here]

dari kristal. Setelah nukleus stabil terbentuk, yang partikelnya lebih besar dari ukuran kritis, mereka mulai tumbuh menjadi ukuran kristal yang dapat terlihat.

Pertumbuhan kristal terhubung dengan luas permukaan dan energi bebas (*free energy*), energi permukaan yang rendah dan luas permukaan mempengaruhi stabilitas pertumbuhan kristal. Tiga mekanisme kunci pertumbuhan Kristal yang diusulkan oleh peneliti-peneliti sebelumnya adalah teori energi permukaan, teori lapisan adsorpsi dan teori difusi.

#### **2.1.4. Teori Mekanisme Pertumbuhan Kristal**

- **Teori Energi Permukaan**

Gibbs mengemukakan bahwa bentuk dari Kristal yang bertumbuh memiliki energi permukaan yang minimal, dan total energi bebas pada Kristal pada saat kesetimbangan dengan sekelilingnya pada kondisi temperatur dan tekanan yang konstan akan memiliki volume yang juga minimal, dengan asumsi volume energi bebas per satuan volume adalah konstan. Kristal terbentuk dalam bentuk kesetimbangan saat terbentuk dalam keadaan *supersaturated* menengah.

- **Teori Difusi**

[Type here]

Noyes dan Whitney mengatakan bahwa pengendapan dari padatan di permukaan Kristal adalah proses difusi, dan proses ini di kendalikan oleh perbedaan konsentrasi antara permukaan padatan dan *bulk* larutan. Asumsi ini di nyatakan dengan perhitungan,

$$\frac{\partial m}{\partial t} = K_m A (C - C^e) \dots\dots\dots (9)$$

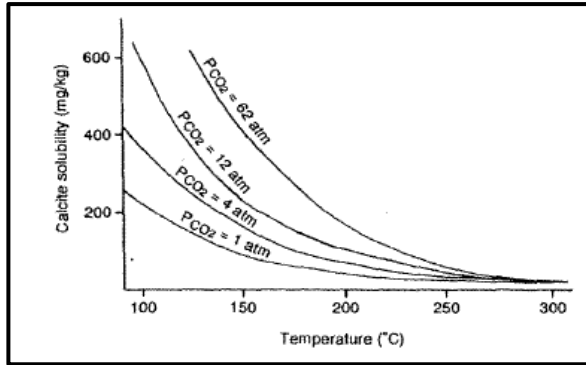
Dimana  $m$  adalah massa dari larutan yang terdepositkan dalam fungsi waktu,  $A$  adalah luas permukaan dari Kristal,  $C$  adalah konsentrasi larutan dan  $C^e$  adalah kesetimbangan larutan jenuh,  $K_m$  adalah koefisien perpindahan massa.

### **2.1.5. Faktor yang mempengaruhi pembentukan *scale* CaCO<sub>3</sub> antara lain:**

#### **2.1.5.1. Pengaruh Temperatur**

Semakin tinggi *temperatur* air, kelarutan CaCO<sub>3</sub> akan semakin berkurang sehingga kecenderungan terbentuknya *scale* akan semakin besar. Hal tersebut ditunjukkan pada **Gambar 4**.

[Type here]



**Gambar 4. Hubungan Antara Temperatur dengan Kelarutan CaCO<sub>3</sub> dan Tekanan Parsial CO<sub>2</sub>**

*(Nicholson, 1993)*

#### 2.1.5.2. Pengaruh Tekanan

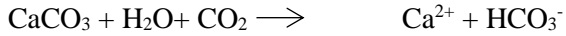
Tekanan dalam hal ini adalah tekanan parsial CO<sub>2</sub> yang harganya sama dengan fraksi mol CO<sub>2</sub> dikalikan dengan tekanan sistem. Jika suatu sistem beroperasi pada tekanan 50 bar-a dan mengandung 20% mol CO<sub>2</sub> maka tekanan parsialnya adalah 10 bar-a.

Jumlah gas CO<sub>2</sub> yang terlarut dalam air sebanding dengan tekanan parsial CO<sub>2</sub> dalam sistem, dan tekanan parsial CO<sub>2</sub> sebanding dengan kelarutan CaCO<sub>3</sub>. Karena jika kandungan CO<sub>2</sub> dalam air meningkat, endapan kalsit dapat dilarutkan dan diubah menjadi ion



[Type here]

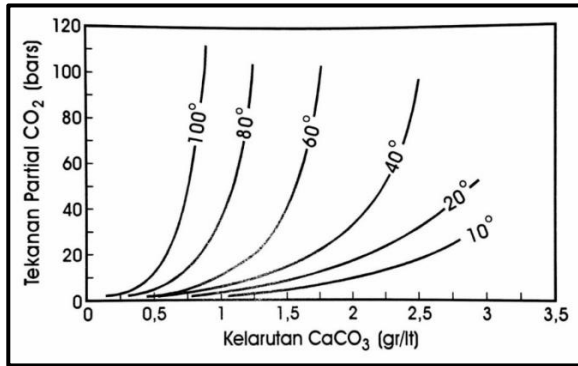
$\text{Ca}^{2+}$  dan  $\text{HCO}_3^-$ . Hal tersebut ditunjukkan pada persamaan berikut:



$\text{CO}_2$  yang terlarut dalam air akan terus melarutkan kalsit sampai  $\text{CO}_2$  habis dan kesetimbangan dapat tercapai, Barja, Almar (2014). Jika fluida *geothermal* mengalami *flashing* dan fluida berubah menjadi dua fasa sehingga  $\text{CO}_2$  terbebaskan, maka reaksi di atas akan bergeser ke kiri dan menyebabkan pengendapan kalsit.

Jadi jika tekanan dalam sistem turun, tekanan parsial  $\text{CO}_2$  juga akan turun dan  $\text{CO}_2$  yang terlarut juga dibebaskan sehingga  $\text{CaCO}_3$  akan mengendap, dan sebaliknya. Pengaruh tersebut juga dapat dilihat pada **Gambar 5**.

[Type here]



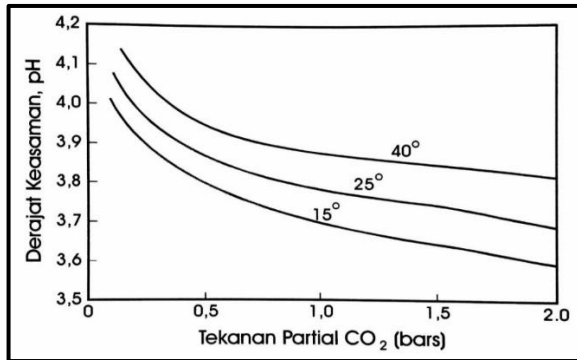
**Gambar 5. Hubungan Tekanan Parsial CO<sub>2</sub> dengan Kelarutan CaCO<sub>3</sub> pada berbagai Temperatur**

*(Allen T.O et al., 1982)*

### 2.1.5.3. Pengaruh pH

Kandungan CO<sub>2</sub> dalam air berpengaruh pada pH air dan juga pada kelarutan CaCO<sub>3</sub>. Semakin besar pH, tekanan parsial CO<sub>2</sub> semakin kecil, sehingga kelarutan CaCO<sub>3</sub> semakin rendah sehingga akan terbentuk *scaling*. Hal tersebut ditunjukkan pada **Gambar 6**.

[Type here]



**Gambar 6. Hubungan Tekanan Parsial CO<sub>2</sub> dengan pH pada berbagai Temperatur**

*(Allen T.O et al, 1982)*

#### **2.1.5.4. Pengaruh Kejenuhan Larutan**

Kejenuhan larutan adalah salah satu pendorong dari proses kristalisasi. Derajat kejenuhan akan menentukan kecenderungan dari proses *scaling* pada suatu aliran fluida. Scale akan terbentuk pada saat larutan fluida mencapai tingkat kejenuhannya. Kejenuhan larutan ini juga mempengaruhi pertumbuhan Kristal dan juga aglomerasi dari *scale* tersebut, yang akan mempengaruhi ukuran Kristal, dan jumlah Kristal yang terendapkan.

[Type here]

#### **2.1.5.5. Pengaruh Kecepatan Fluida dan Kondisi Hidrodinamik**

Penelitian sebelumnya menunjukkan bahwa kecepatan aliran, bilangan Reynolds, *shear stress*, turbulensi dll mempengaruhi morfologi scale secara anorganik dalam sistem aliran

Penelitian yang dilakukan Sutherland et al menunjukkan bahwa aliran turbulen meningkatkan kemungkinan pembentukan *scale*. Zhang et al, mengamati bahwa tingkat scaling kalsium karbonat meningkat tajam dengan peningkatan kecepatan aliran, yang menjadi relatif stabil ketika kecepatan di atas 0,5 m / s, tetapi di atas 0,7 m / s, tingkat scaling kalsium karbonat menurun, yang kemungkinan terjadi karena *shear stress* yang meningkat akibat kecepatan aliran yang tinggi.

#### **2.1.5.6. Pengaruh Kekasaran (*Roughness*) Permukaan**

Proses Nukleasi tergantung pada sifat permukaan material, seperti sifat korosif, muatan ionik dan absorptivitas. Jika permukaan media memiliki tingkat kekasaran *roughness* yang rendah, maka akan

[Type here]

mengurangi titik kontak dan akan mengurangi kemungkinan proses adhesi.

## **2.2. Identifikasi Problem *Scale***

Untuk mengidentifikasi terbentuknya *scale* dapat dilakukan berdasarkan data hasil dari analisa fluida formasi. Data tersebut berupa komponen penyusun fluida formasi seperti anion dan kation penyusun fluida tersebut, seperti  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ , dsb. Selain itu juga data fisik seperti pH, temperatur, tekanan, warna, bentuk, dll.

Beberapa Metode juga dapat digunakan untuk mengidentifikasi adanya *scaling*, seperti XRD, XRF, dan SEM. Analisa XRD (*X-ray diffraction*) digunakan untuk mengidentifikasi struktur atom dan struktur molekul kristal. Sedangkan analisa XRF (*X-ray Fluorescence*) digunakan untuk mengidentifikasi elemen tertentu dalam sampel.

## **2.3. Perhitungan Perkiraan terjadinya *Scaling***

Dalam memperkirakan terjadinya *scaling* Silika digunakan metode *Stiff-Davis*. Metode ini menggunakan *ionic strength* ( $\mu$ ) sebagai koreksi terhadap total konsentrasi garam dan temperatur.

[Type here]

Persamaan yang digunakan untuk menentukan harga *ionic strength* adalah sebagai berikut:

$$\mu = 0.5 (C_1Z_1^2 + C_2Z_2^2 + C_3Z_3^2 + \dots + C_nZ_n^2) \dots\dots\dots (10)$$

dimana:

C = konsentrasi ion, mol/1000 gram air

Z = valensi ion

Untuk memperkirakan kecenderungan terjadinya *scaling* kalsit, digunakan harga *stability index* (SI), dimana jika SI>0 maka terjadi *scaling*.

Besarnya SI dapat dihitung dengan persamaan:

$$SI = pH - (K + pCa + pAlk) \dots\dots\dots (11)$$

Dimana:

SI = *Stability Index*

pH = pH air sebenarnya

K = konstanta yang merupakan fungsi dari komposisi, salinitas, dan temperatur air.

[Type here]

**Tabel 2. Faktor Konversi Perhitungan *Ionic Strength***  
(Nasrudin Mahmud, 2015)

Ion	Faktor Konversi, $\mu$			
	dari ppm		dari meq/lit	
Na <sup>+</sup>	2,20 x	10 <sup>-5</sup>	5,0 x	10 <sup>-4</sup>
Ca <sup>2+</sup>	5,00 x	10 <sup>-5</sup>	1,0 x	10 <sup>-3</sup>
Mg <sup>2+</sup>	8,20 x	10 <sup>-5</sup>	1,0 x	10 <sup>-3</sup>
Fe <sup>3+</sup>	8,10 x	10 <sup>-5</sup>	1,5 x	10 <sup>-3</sup>
Cl <sup>-</sup>	1,40 x	10 <sup>-5</sup>	5,0 x	10 <sup>-4</sup>
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,82 x	10 <sup>-5</sup>	5,0 x	10 <sup>-4</sup>
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	2,10 x	10 <sup>-5</sup>	1,0 x	10 <sup>-3</sup>
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	3,30 x	10 <sup>-5</sup>	1,0 x	10 <sup>-3</sup>

Sedangkan untuk pCa dan pAlk ditentukan dengan persamaan berikut:

$$pCa = \log\left(\frac{1}{\text{mol Ca}^{2+}/\text{liter}}\right) \dots\dots\dots (12)$$

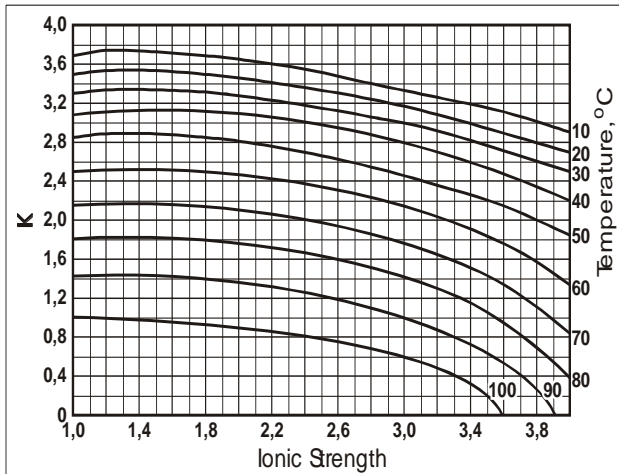
dimana,

$$\text{mol Ca}^{2+} = \frac{\text{gram Ca}^{2+}}{\text{Berat Molekul Ca}} \dots\dots\dots (13)$$

$$pAlk = \log\left(\frac{1}{\text{mol total alkalinitas/liter}}\right) \dots\dots (14)$$

$$= \log\left(\frac{1}{\text{mol CO}_2^- + \text{mol HCO}_3/\text{liter}}\right)$$

[Type here]



**Gambar 7. Harga K pada Berbagai *Ionic strength***

Model perhitungan analitis untuk laju pembentukan scaling dalam mekanisme yang berbeda masih belum dapat di mungkinkan.

Terdapat dua kejadian yang saling bertentangan dalam pembentukan scaling pada pipa, yang pertama larutan Ca dan CO<sub>3</sub> bercampur dan membentuk CaCO<sub>3</sub> dalam bentuk padatan, dan larutan CaCO<sub>3</sub> yang terendapkan karena perpindahan panas dalam aliran pipa. Di sisi lain, scale yang terbentuk akan terkikis oleh aliran fluida. Maka dari itu proses scaling



[Type here]

adalah kombinasi dari proses pengendapan dan juga pengikisan.

Total laju massa *scale* per luas area di hitung menggunakan pengurangan antara laju pengendapan dan juga pengikisan,

$$\frac{dm}{dt} = \frac{dm_d}{dt} - \frac{dm_r}{dt} \dots\dots\dots (15)$$

Dimana  $\frac{dm}{dt}$  adalah total mass rate dalam kg.m<sup>-2</sup>s<sup>-1</sup>,

$\frac{dm_d}{dt}$  adalah deposition mas rate dalam kg.m<sup>2</sup>.s<sup>-1</sup>., Dan

$\frac{dm_r}{dt}$  adalah harga removal (pengikisan) mass rate dalam kg.m<sup>2</sup>.s<sup>-1</sup>.

Massa kristal per luas permukaan area pada waktu yang di tentukan  $t + \Delta t$  di hitung berdasarkan penjumlahan antara total massa per luas permukaan pada suatu waktu ditambahkan dalam perhitungan laju massa dalam perhitungan *time step* baru  $\Delta t$ :

$$m_{t+\Delta t} = m_t + \frac{dm}{dt} \cdot \Delta t \dots\dots\dots (16)$$

Tebal dari deposisi *scaling* kemudian di hitung sebagai total massa terdeposit per luas area di bagi oleh densitas  $d_f$  dari lapisan *scaling*.

$$x_f = \frac{m_{t+\Delta t}}{\rho_f} \dots\dots\dots (17)$$

[Type here]

Dimana  $x_f$  adalah ketebalan dari lapisan *scaling* dalam meter dan  $\rho_f$  adalah densitas dari lapisan *scaling* yang dinyatakan dengan satuan kg.m-3.

#### **2.4. Perhitungan Laju Massa Deposisi Akibat Kristalisasi**

Awalnya, ion sulfat dan kalsium di transportasikan dari *bulk* menuju *interface* karena adanya proses difusi. Proses transfer massa ini di akibatkan oleh adanya perbedaan konsentrasi  $\Delta C_1 = c_F - c_f$  :

$$\frac{dm_c}{dt} = \beta \cdot (c_F - c_f) \dots\dots\dots (18)$$

Dimana  $\frac{dm_c}{dt}$  adalah laju massa kristalisasi dalam satuan kg.m-2.s-1.,  $\beta$  adalah koefisien transfer massa dalam satuan m.s-1.

Kemudian ion-ion terbentuk menjadi kisi-kisi kristal. Perbedaan konsentrasi mendasari hal tersebut. Investigasi sebelumnya yang di lakukan oleh Konak 2011 menunjukkan bahwa urutan reaksi berpengaruh dengan jumlah ion yang bertukar pada reaksi kristalisasi. Kemudian *mass flux* dapat di hitung menggunakan persamaan:

[Type here]

$$\frac{dm_c}{dt} = k_R \cdot (c_f - c_s)^2 \dots\dots\dots (19)$$

$k_R$  adalah konstanta laju *surface reaction*, yang dapat di hitung menggunakan pendekatan Arrhenius:

$$k_R = k_{R0} \cdot e^{\frac{E}{R \cdot T_f}} \dots\dots\dots (20)$$

Nilai berikut di ambil menggunakan konstanta konsentrasi reaksi  $k_{R0}$  dan *reaction activation energy*  $E$ :

$$k_{R0} = 7.07 \text{ m}^4 \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$$
$$E = 37143 \text{ J} \cdot \text{mol}^{-1}$$

$T_f$  menunjukkan temperatur permukaan pada lapisan *scaling*,  $c_s$  adalah konsentrasi dari saturasi dan di hitung sebagai fungsi dari  $T_f$ :

$$\log(c_s) = -\frac{\Delta_L H_0}{2.3 \times R \times T_f} + \frac{\Delta c_p}{R} \cdot \log(T_f) + C. (21)$$

Dimana  $\Delta_L H_0$  adalah entalpi larutan,  $\Delta c_p$  adalah perbedaan dari kapasitas panas, dan R adalah konstanta molar gas.

Jika di asumsikan bahwa seluruh ion yang berpindah dari batas fasa mengendap, perhitungan tersebut selanjutnya dapat di gunakan untuk menghitung laju massa dari deposisi kalsit tersebut.

$$\frac{dm_c}{dt} = \beta \cdot \left\{ \frac{1}{2} \cdot \frac{\beta}{k_R} + \Delta c - \left[ \frac{1}{4} \cdot \left( \frac{\beta}{k_R} \right)^2 + \frac{\beta}{k_R} \cdot \Delta c \right] \right\} (22)$$

[Type here]

Dimana  $\Delta c$  adalah total perbedaan konsentrasi:

$$\Delta c = \Delta c_1 + \Delta c_2 = c_F - C_s \dots\dots\dots (23)$$

Koefisien transfer massa dapat di tentukan menggunakan fungsi dari Bilangan Sherwood dan koefisien difusifitas:

$$\beta = \frac{Sh \cdot D}{d_o} \dots\dots\dots (24)$$

Pendekatan semi-empiris menurut Lammers di gunakan untuk menghitung bilangan Sherwood:

$$Sh = 0.034 \cdot Re^{0.875} \cdot Sc^{0.333} \dots\dots\dots (25)$$

Dimana,

$$Re = \frac{w \cdot d_o \cdot \rho}{\mu}, Sc = \frac{\mu}{\rho \cdot D} \dots\dots\dots (26)$$

## 2.5. Perhitungan Laju Massa Pengikisan

Pendekatan berikut adalah perhitungan yang biasa di gunakan untuk menghitung laju massa pengikisan dari lapisan *scaling* pada pipa:

$$\frac{dm_r}{dt} = \frac{K}{P} \cdot \rho_f \cdot (1 + \delta \cdot \Delta T) \cdot d_p \cdot (\rho^2 \cdot \mu \cdot g)^{\frac{1}{3}} \cdot x_f \cdot w^2 \dots\dots\dots (27)$$

$w$  melambangkan laju kecepatan rata-rata di atas lapisan scale.  $P$  melambangkan gaya adhesi interkristalin.  $K$  adalah parameter yang menunjukkan fault points pada lapisan *fouling*. Berdasarkan

[Type here]

penelitiannya, Krause menyarankan penggunaan pendekatan berikut untuk menyatakan nilai K:

$$P/K = 83.2 \cdot w^{0.54} \dots\dots\dots (28)$$

$\rho_f$  adalah densitas mean dari lapisan *fouling*. Harga tersebut dapat di hitung sebagai fungsi dari total massa per satuan area dan perhitungan ketebalan mean dari lapisan *fouling*,

$$\rho_f = \frac{m}{x_f} \dots\dots\dots (29)$$

## 2.6. Perhitungan Ketebalan Lapisan Scaling dan Ketahanan Panasnya

Total laju massa  $\frac{dm}{dt}$  dihitung sebagai fungsi dari perbedaan antara pengendapan dan juga pengikisan.

Perhitungan dari rata-rata total ketebalan dari fouling layer sampai dengan  $t + \Delta t$  sama dengan perhitungab total massa per unit area. Perhitungan tersebut adalah penjumlahan dari rata-rata total ketebalan endapan dari waktu t dan pengendapan yang baru pada waktu  $\Delta t$ .

$$x_{f,t+\Delta t} = x_{f,t} + \frac{dm}{dt} \cdot \frac{\Delta t}{\rho_f} \dots\dots\dots (30)$$

[Type here]

Dengan asumsi konduktivitas panas yang konstan, maka ketahanan scaling dapat di hitung dengan menggunakan persamaan:

$$R_f = \frac{d_1}{2\pi \cdot k_f} \ln \left( \frac{d_1}{d_0} \right) \dots \dots \dots (31)$$

$d_0$  adalah diameter hidraulik dari aliran, yang kemudian di rumuskan:

$$d_0 = d_1 - 2x_f \dots \dots \dots (32)$$

### **2.7. Penanggulangan Problem Scale Dengan Menggunakan Stimulasi Well Washing**

Salah satu teknik dalam pekerjaan stimulasi sumur panasbumi adalah *well washing*. Teknik ini sering dilakukan pada lapangan “HT” untuk meningkatkan produksi uap. Ide awalnya berasal dari kajian yang dibuat Mulyadi (2010) tentang injeksi fluida kondensat pada dua sumur dengan kapasitas produksi yang rendah. Hasil dari kajian tersebut menyebutkan bahwa adanya kemungkinan efek dari injeksi fluida kondensat dengan laju alir tertentu dapat memberikan tekanan pada formasi rekahan sehingga rekahan dapat terbuka.

Berdasarkan implementasi kajian tersebut, beberapa sumur di uji coba dengan menginjeksikan

[Type here]

fluida kondensat ke sumur-sumur yang kemungkinan mengalami masalah di sekitar lubang sumur. Hasil dari injeksi kondensat tersebut dapat meningkatkan produktifitas uap sebesar 15-100% tergantung karakteristik sumur (Star Energy, 2014).

Mekanisme pekerjaan dari *well washing* seperti dengan tes injeksi yang dilakukan pada umumnya, namun yang membedakan adalah jumlah laju alir yang diinjeksikan dan urutan laju injeksi yang di pompakan dari lubang sumur.

## **2.8. Software CMG (*Computer Modelling Group*)**

CMG (*Computer Modelling Group*) 2002.10 adalah program simulasi reservoir yang dibuat oleh Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Canada. Program simulasi ini digunakan untuk melakukan simulasi reservoir.

Program ini dapat digunakan untuk reservoir satu fasa, dua atau multi fasa dan juga dapat digunakan untuk membuat simulasi dengan dua dimensi atau tiga dimensi. CMG memiliki tiga jenis simulator yaitu IMEX, GEM, dan STARS. Simulator IMEX digunakan untuk kondisi isothermal, aliran simultan

[Type here]

dari minyak, gas dan air yang berhubungan dengan viskositas, gaya gravitasi dan gaya kapiler.

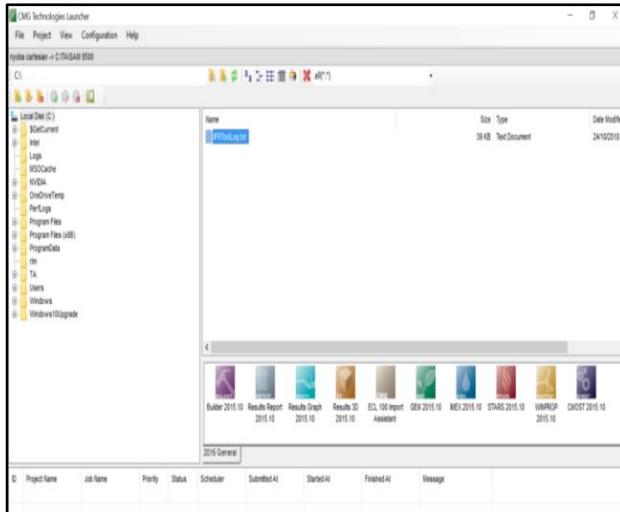
Istilah Black Oil melambangkan bahwa fasa hidrokarbon dipandang sebagai satu jenis cairan homogen dan tidak ditinjau dari komposisi kimianya. Komposisi fasa dianggap konstan walaupun kelarutan gas dalam minyak dan air diperhitungkan.

### **2.8.1. *Technologies Launcher***

”Technologies Launcher” berfungsi sebagai pusat program simulasi untuk menjalankan semua bagian-bagian pada proses simulasi, dan mengatur file-file masukan dan keluaran simulator, jadi dengan demikian semua bagian tersebut seolah-olah tergabung menjadi satu bagian saja.



[Type here]



**Gambar 8. CMG Technologies Launcher**

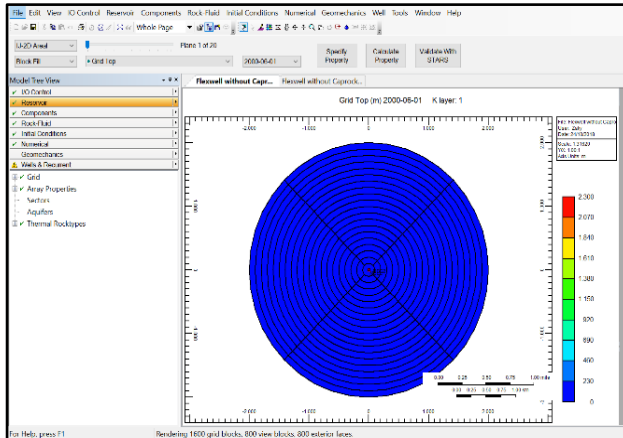
### **2.8.2. Model Builder**

”Model Builder” digunakan untuk mempersiapkan data input sebelum dilakukan running. Tahapan-tahapan di dalam mempersiapkan data tersebut yaitu:

- *Input/ output Control*
- *Reservoir Description*
- *Component Properties*
- *Rock Fluid Data*
- *Initial Conditions*

[Type here]

- Numerical Method Control
- Well and Recurrent



**Gambar 9. CMG Model Builder**

### **2.8.3. Input/Output Control**

Pada tahapan ini ditentukan satuan yang akan dipakai dalam simulasi, serta mengatur output-output yang diinginkan.

### **2.8.4. Reservoir Description**

Tahapan ini digunakan untuk pembuatan model reservoir (pemilihan jenis grid yang akan digunakan serta jumlah grid yang akan dipakai), memasukkan

[Type here]

sifat-sifat fisik reservoir (seperti porositas, permeabilitas, ketebalan reservoir, kedalaman reservoir dan lain-lain). Di dalam tahapan ini juga dapat digunakan untuk memasang aquifer (jika terdapat aquifer) serta meletakkan sumur-sumur yang ada pada reservoir.

### **2.8.5. *Component Properties***

Langkah selanjutnya setelah pembuatan model beserta sifat-sifat fisik reservoir selesai adalah memasukkan data-data fluida reservoir. Data-data tersebut antara lain data jenis komponen fluida panasbumi, densitas, tekanan kritis, temperatur kritis, kandungan NCG (*non-condensable gas*).

Pada penelitian mengenai identifikasi *scaling*, pada *component properties* dapat di definisikan reaksi yang mungkin terjadi antara komponen-komponen kimia yang terdapat pada fluida panasbumi dan di mungkinkan membentuk endapan padatan melalui proses reaksi kimia stoikiometri.

### **2.8.6. *Rock-Fluid Data***

Pada tahapan ini data-data yang dimasukkan adalah data permeabilitas relatif. Data-data

[Type here]

permeabilitas relatif tersebut dapat dimasukkan secara manual (*user input*) maupun dengan menggunakan korelasi.

### **2.8.7. *Initial Conditions***

Tahapan ini mendefinisikan keadaan mula-mula reservoir, data-data awal reservoir yang didefinisikan antara lain adalah *Water Oil Contact*, *Gas Oil Contact*, kedalaman datum, dan tekanan reservoir.

### **2.8.8. *Numerical Methods Control***

Pada bagian ini digunakan untuk mengatur kriteria kekonvergenan dan batasan / spesifikasi metode numerik yang digunakan di dalam simulasi reservoir yang akan di lakukan.

### **2.8.9. *Well and Recurrent Data***

Pada tahapan ini dilakukan input data-data sumur, diantaranya yaitu : tanggal produksi sumur, jenis sumur (sumur produksi atau sumur injeksi), perforasi sumur dan limitasi (*constraints*) produksi (seperti *bottom hole pressure* (BHP), dan maksimum produksi gas (uap)/air.

[Type here]

Setelah semua tahapan diatas selesai dan data yang dimasukkan telah lengkap, langkah selanjutnya adalah validasi data. Validasi data merupakan proses dari simulasi yang dilakukan untuk mengetahui apakah data-data yang telah dimasukkan sudah lengkap dan sesuai sehingga dapat diproses lebih lanjut oleh simulator.

## **2.9. Simulator CMG-STARs**

Simulator adalah perangkat lunak untuk menjalankan simulasi reservoirnya, berdasarkan data yang telah dibuat dari “*Model Builder*”. Pada saat menjalankan simulator (*running*), simulator tersebut akan membuat file-file output. Penelitian kali ini penulis menggunakan simulator CMG-STARs.

Spesialisasi simulator STARs adalah untuk analisis aliran fluida, perpindahan panas, dan reaksi kimia. Aplikasi simulator STARs yang paling umum adalah *steam flooding* untuk sumur minyak dan gas yang membutuhkan fitur termodinamika dalam simulasi. Oleh karena itu, STARs sangat cocok untuk aplikasi geothermal. Star Energy XT Ltd. menggunakan simulator ini hingga sekarang sebagian besar untuk pemodelan reservoir dinamis.

[Type here]

### **2.10. Results Graph**

“Results Graph” merupakan perangkat lunak yang berfungsi untuk menampilkan grafik-grafik hasil keluaran simulator, semua keluaran simulator dapat dilihat dalam bentuk grafik-grafik dengan perangkat lunak ini, seperti laju produksi (gas/uap dan air), kumulatif produksi, tekanan, dan lain sebagainya.

### **2.11. Results 3D**

“Results 3D” berfungsi untuk melihat visualisasi model reservoir baik secara dua dimensi ataupun tiga dimensi, semua keluaran yang dihasilkan oleh simulator dapat dilihat dengan perangkat lunak ini, seperti saturasi (air dan gas (uap)), tekanan dan lain sebagainya. Perangkat lunak ini juga dapat memperlihatkan animasi pergerakan parameter-parameter hasil keluaran simulator seperti saturasi fluida, tekanan, dan lain sebagainya

[Type here]

**BAB.III.**  
**PEMODELAN PEMBENTUKAN**  
***CALCITE SCALING* PADA**  
**LAPANGAN PANASBUMI**

CMG (*Computer Modelling Group*) 2002.10 adalah program simulasi reservoir yang dibuat oleh Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Canada. Program simulasi ini digunakan untuk melakukan simulasi reservoir. Program ini dapat digunakan untuk reservoir satu fasa, dua atau multi fasa dan juga dapat digunakan untuk membuat simulasi dengan dua dimensi atau tiga dimensi.

Simulasi lubang sumur dapat digunakan untuk memodelkan perilaku fisik sumur panas bumi dengan menggunakan software CMG-Stars. Simulasi dimulai pada feedzone terendah dengan tekanan awal. Flowrate dan suhu tergantung pada parameter zona umpan yang diberikan. Dengan informasi ini, semua sifat termodinamika dapat dihitung, serta ekspresi untuk perubahan tekanan dan entalpi dengan elevasi. Berbagai metode numerik kemudian dapat digunakan

[Type here]

untuk menghitung kondisi secara iteratif pada langkah berikutnya pada lubang sumur.

Berdasarkan parameter yang diketahui seperti ukuran selubung, produktivitas zona umpan, tekanan dan suhu reservoir, kecocokan yang baik untuk survei PTS yang mengalir dan output yang diamati dari sebuah sumur dapat dibuat.

Hal ini juga dapat dicocokkan dengan penurunan sumur untuk memahami kemungkinan perubahan yang menyebabkan penurunan ini. Tekanan reservoir atau penurunan entalpi mengubah bentuk kurva ini dengan cara yang berbeda untuk mengurangi diameter lubang sumur (karena penskalaan) atau hilangnya produktivitas zona pakan. Tanda penurunan yang paling jelas karena obstruksi lubang sumur adalah perubahan besar dalam output pada laju aliran yang lebih tinggi / tekanan pelepasan yang lebih rendah, dengan perubahan minimal pada tekanan pelepasan maksimum. Pada debit yang lebih rendah, efek dari pembatasan lubang sumur lebih kecil karena kecepatan yang lebih rendah.



[Type here]

### **3.1. Pemodelan Lubang Sumur**

Pemodelan wellbore dari tesis ini terdiri dari tiga langkah yaitu *Sink / Source*, SAM (*Semi-Analytical Wellbore Model*) dan FLEXWELL. Model lubang bor ini diambil dari CMG Training – Advanced Wellbore Model menggunakan STARS yang digunakan untuk aplikasi SAGD. Setiap langkah pemodelan lubang sumur memiliki beragam tujuan untuk menentukan kondisi cairan di lubang sumur. SAM dan FLEXWELL dilakukan setelah pencocokan riwayat reservoir cocok. Pendekatan ini telah diterapkan dalam analisis banjir uap karena kehilangan tekanan dan kehilangan panas merupakan masalah penting dalam pemanfaatan ini.

*Sink Source* adalah langkah pertama pemodelan sumur bor dalam model ini. Tujuan dari sumber bak cuci adalah untuk menghasilkan sumber fluida dan panas dari model. Pencocokan riwayat reservoir untuk tekanan, laju gas dan cairan, dan entalpi juga dipengaruhi oleh sumber yang dihasilkan dari langkah ini.

[Type here]

### **3.2. SAM (Semi-Analytical Wellbore Model)**

Fungsi analisis SAM adalah untuk menghitung penurunan tekanan dan kehilangan panas dari kepala sumur ke kedalaman lapisan berlubang. Parameter yang paling penting adalah tekanan dan entalpi sebagai variabel utama. Rezim aliran ditentukan sesuai dengan kecepatan cairan dan gas dan kemiringan pipa.

Sayangnya geometri sumur / casing sebenarnya tidak dapat didefinisikan dalam model SAM. Geometri sumur lengkap hanya didefinisikan dalam fitur FLEXWELL. Namun, diameter dan panjang selubung dan tabung dimungkinkan untuk ditentukan dalam model lubang sumur. Dalam Model SAM ini, penulis memutuskan untuk mendefinisikan hanya panjang kedalaman lubang sumur dan diameter tabung sebagai persyaratan minimum untuk perhitungan SAM. X adalah sumur vertikal dengan kemiringan sama dengan nol. Oleh karena itu, kedalaman lubang bor adalah 2.394 m, mewakili kedalaman kisi dari permukaan ke ujung lubang dasar.

### **3.3. FLEXWELL**

Sumur Flexwell yang dipilih adalah sumur produsen MBE2, yang telah ditentukan oleh Sink-

[Type here]

Source dan SAM. Ada dua bagian utama dalam mendefinisikan fitur Flexwell yaitu: *Casing Properties* dan *Casing Diameter*. Properti selubung terdiri dari kapasitas panas dinding, konduktivitas panas dinding, kapasitas panas semen, konduktivitas panas semen, kekasaran relatif, dan jumlah Nusselt maksimum. Nilai default dipilih oleh penulis untuk mendefinisikan properti casing.

### **3.4. Reservoir *History Matching***

Tekanan kedalaman referensi ini diidentifikasi dengan menggunakan tekanan mengalir dari data sumur PTS. Setelah itu, tekanan ini dikategorikan ke dalam kehilangan tekanan gravitasi, kehilangan tekanan gesekan, dan kehilangan tekanan percepatan. Persentase kehilangan tekanan seperti adalah cara termudah untuk menghitung setiap komponen kehilangan tekanan.

Kerapatan campuran fluida dapat ditentukan dari kehilangan tekanan gravitasi, yang merupakan produk densitas, gravitasi, dan kedalaman. Melalui persamaan homogen seperti, kualitas uap dapat dihitung.

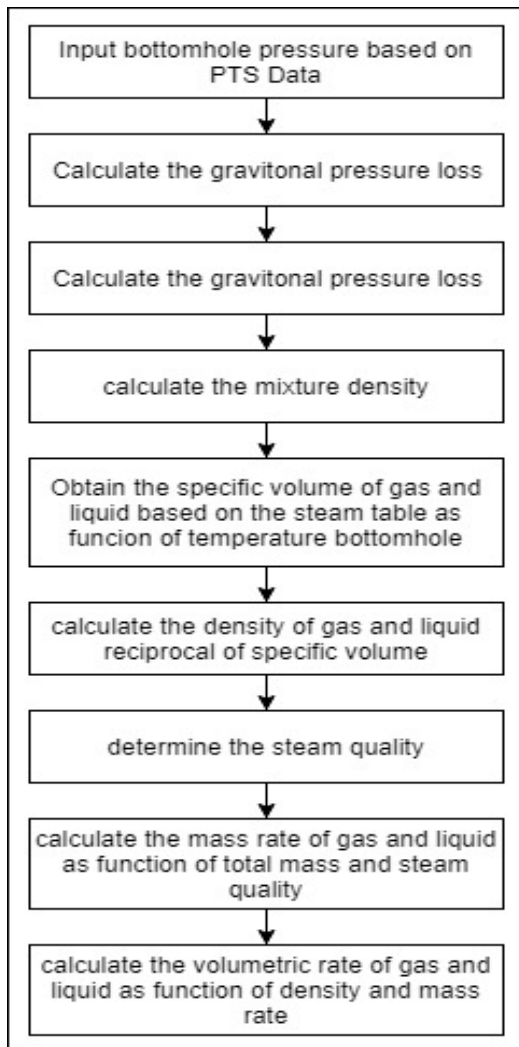
Kerapatan cairan dan gas yang diperoleh mengacu pada suhu lubang dasar berdasarkan tabel uap, yang

[Type here]

kebalikan dari volume spesifik mewakili kerapatan cairan dan gas. Kemudian, setiap laju volumetrik cairan dan gas dapat ditentukan.

Urutan pencocokan sejarah adalah tekanan lubang dasar, laju gas-cair dan entalpi. Dalam pencocokan riwayat ini, hanya kurva permeabilitas dan permeabilitas gas-cair dari fluida batuan yang disesuaikan. Karena sistem reservoir Wayang-Windu didominasi oleh sesar, permeabilitas vertikal (kk) harus lebih besar daripada permeabilitas horizontal (ki dan kj).

[Type here]



**Gambar 10. Procedure of Volumetric Rate Determination**

[Type here]

### **3.5. Hasil Simulasi *Sink Source* Sumur**

Sink-Source adalah bagian termudah dari pemodelan lubang sumur karena hanya *constraint* sumur produksi dan injeksi yang ditentukan. Parameter lain seperti diameter, *roughness*, dan sifat panas lainnya tidak didefinisikan dalam langkah ini. Hasil simulasi Sink Source menunjukkan grafik tekanan & temperature antara data aktual dan model. Oleh karena itu, model Sink-Source yang cocok ini terus digunakan sebagai dasar untuk model sumur bor SAM dan Flexwell.

### **3.6. Hasil Simulasi Flexwell Sumur**

Perhitungan Flexwell membutuhkan konfigurasi lubang bor yang lengkap. Selain itu, bagian-bagian sumur yang di perforasi harus didefinisikan dalam menu perforasi Flexwell. Output yang dihasilkan dari perhitungan Flexwell memiliki perbedaan kecil dibandingkan dengan output SAM. Tekanan, temperatur, dan kualitas uap adalah output yang sama dari Flexwell, yang dihasilkan juga oleh perhitungan SAM. Pola aliran yang dihitung dengan perhitungan Flexwell juga dipengaruhi oleh bilangan Reynold.

[Type here]

Langkah pertama dari validasi model ini adalah dengan mencocokkan hasil data simulasi temperature dan tekanan dari fluida sepanjang aliran sumur dengan temperature dan tekanan fluida yang terukur secara actual menggunakan alat PTS.

Asumsi dari proses pencocokan ini adalah data dimana Sumur masih bersih dari scaling sehingga harga kehilangan tekanan maupun kehilangan panas sepanjang aliran tidak terpengaruh oleh adanya endapan scale di dinding liner maupun casing. Setelah harga tekanan & temperature sepanjang aliran sumur sudah sesuai, dapat di lakukan analisa.

Perubahan kualitas uap sepanjang aliran tersebut di karenakan proses kehilangan panas dan tekanan yang menyesuaikan daerah feedzone maupun dari perpindahan panas antara casing dan formasi. Flexwell juga menghasilkan data output , hasil simulasi seperti perubahan tekanan tiap grid, resistansi dari dinding casing dan fluida, slip, pola aliran dan bilangan Reynolds di munculkan dalam output *Friction & Heat*. Output paling penting yang di hasilkan Flexwell pada penelitian ini adalah *solid deposition*.

[Type here]

### **3.7. Identifikasi *Scaling Rate* Dengan Menggunakan Fitur Flexwell**

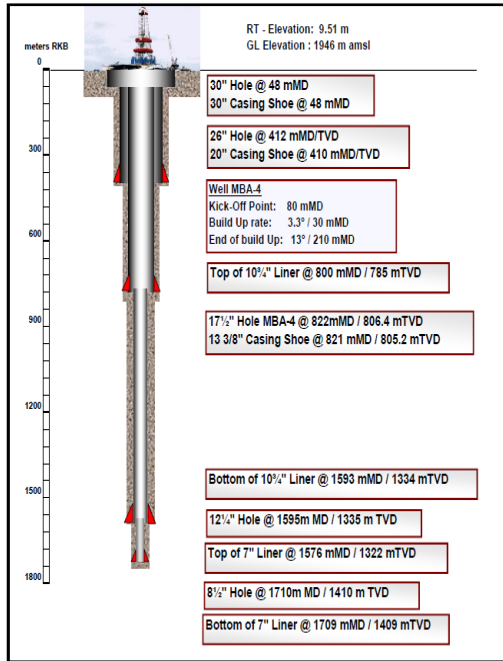
Langkah pertama yang di lakukan adalah dengan klik *allow solid deposition* pada menu FlexWell, agar reaksi yang sudah di definisikan sebelumnya dapat terjadi pada sumur dan mengendapkan padatan Silika. Kemudian model di lakukan *trial and error* dan analisa sensitivitas agar model yang sudah terpengaruh deposisi scale Silika ini dapat menirukan kondisi sebenarnya dari produksi sumur.

### **3.8. Studi Kasus : Pemodelan Pembentukan Endapan Scale Kalsit Pada Sumur panas bumi Y Lapangan XT**

Sumur Y adalah sumur produksi yang di bor pada tahun 2007, sumur ini merupakan sumur *directional* yang memiliki target Gambung *upflow* di bagian utara XT. Sumur ini memiliki kedalaman 1709 mKT / 1409 mKU dengan top of liner 10 ¼” pada kedalaman 800 mKU.



[Type here]

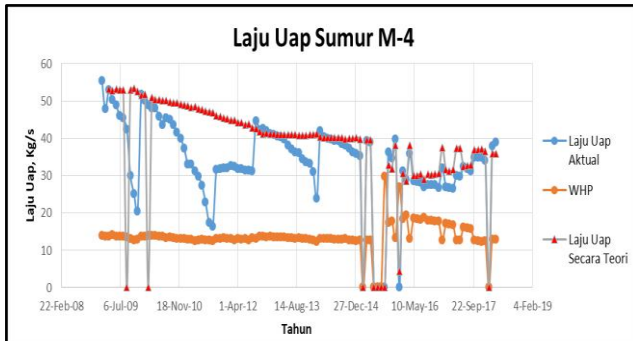


### Gambar 11. Diagram Sumur Y

(Magma Nusantara Ltd. Drilling Report, 2010)

Sumur Y memiliki laju produksi inisial sebesar 52 kg/s dan potensi sebesar. Berdasarkan analisa data PTS, sumur ini memiliki 3 feedzone dengar *major feedzone* pada kedalaman 800 mKU.

[Type here]



**Gambar 12. Laju Produksi Aktual & *Theoretical* Sumur Y**

**Gambar 12.** di atas adalah model laju produksi dari sumur Y, terlihat laju produksi actual (biru) yang naik turun dengan penurunan yang tidak konstan. Hal tersebut terjadi karena pada saat sumur di diproduksi, *scale* mengendap dan mengurangi diameter Sumur Y yang berakibat berkurangnya laju uap yang samai di permukaan. Oleh karena itu di buatlah laju produksi *theoretical* yang di analisa dari tekanan reservoir dan juga kontribusi masing-masing *feedzone* dari sumur Y tersebut. Laju produksi *theoretical* ini di peroleh dari perusahaan yang di buat dari CWB model seperti di lihat pada grafik (merah.)

[Type here]

Laju produksi sumur Y mengalami *decline* hingga mencapai 60% hanya dalam waktu 11 bulan pada tahun pertamanya berproduksi, kejadian ini kemudian di analisa akibat adanya endapan *scaling calcite* pada sumur setelah di lakukan uji *running dummy tools*. Maka dari itu secara periodik sumur Y melakukan program stimulasi *well washing* atau *acidizing* untuk membersihkan lubang sumur dari *scaling calcite* yang dapat menurunkan laju produksi uap pada sumur Y.

Sumur Y telah di lakukan setidaknya 5 kali proses stimulasi sejak masa produksi dari tahun 2009 hingga tahun 2015.

Untuk mengetahui laju *scaling* sumur Y tersebut, penulis menggunakan fitur Flexwell pada software CMG-STARs. Fitur Flexwell ini dapat memunculkan *Solid Deposition* dari hasil reaksi kimia berdasarkan data stoikiometrik yang di inputkan. Pada penelitian ini, penulis memutuskan untuk mengidentifikasi laju *scaling* pada awal produksi di 2009-Desember 2009 dimana proses *scaling* tersebut merupakan proses pengendapan yang paling cepat dalam sejarah produksi sumur ini, sehingga dapat menurunkan sekitar 36 Kg/s massa uap dalam waktu kurang dari 1 tahun. Dengan

[Type here]

menginvestigasi laju *scaling* ini, maka dapat di ketahui proses mekanisme pengendapan *scale* dan juga kedalaman pengendapan *scale* kalsium karbonat ini.

Sebelum melakukan penelitian tersebut, model Sumur Y dan juga reservoir di sekelilingnya harus di modelkan terlebih dahulu menggunakan Builder pada Software CMG.

### **3.8.1. Perhitungan *Scaling Index* Sumur M-4**

Perhitungan *scaling index* berdasarkan metode *Stiff and Davis* untuk  $\text{CaCO}_3$  adalah sebagai berikut.

Diketahui:

$$\begin{aligned}\text{pH sistem} &= 5.8 \\ \mu &= 0,17 \\ \text{T pengukuran} &= 160^\circ\text{C} \\ \text{K} &= 0.35\end{aligned}$$

Perhitungan konsentrasi pCa

$$\begin{aligned}\text{pCa} &= -0.4375 \ln(\text{Ca}^{++}) + 4.6148 \\ \text{pCa} &= -0.4375 \ln(1000) + 4.6148 \\ &= 1.59\end{aligned}$$

Perhitungan pAlk

$$\begin{aligned}\text{pAlk} &= -0.4375 \ln(\text{HCO}_3^-) + 4.8301 \\ \text{pAlk} &= -0.4375 \ln(181) + 4.8301 \\ &= 2.55\end{aligned}$$

[Type here]

Perhitungan *scaling index*

$$SI = \text{pH} - K - \text{pCa} - \text{pAlk}$$

$$SI = 5.8 - 0.35 - 1.59 - 2.55$$

$$= 1.32 \text{ (terbentuk } \textit{scaling})$$

Dari perhitungan, diperoleh nilai *calcite scaling index* sebesar 1.32 ( $SI > 1$ ) yang menunjukkan bahwa ada kecenderungan untuk terbentuk *scale* kalsit.

### **3.8.2 Pemodelan Reservoir Menggunakan CMG STARS.**

#### **3.8.2.1. *Input/ Output***

Pada langkah ini, satuan dari hasil parameter yang digunakan dalam simulasi ditentukan, terdapat 3 pilihan satuan yang tersedia pada software ini yaitu SI, *Field* dan Lab. Penulis menentukan satuan SI untuk pemodelan ini di karenakan data produksi dan data Survei PTS di hasilkan dalam Unit SI. Selain itu, output yang di inginkan dari simulasi diatur dalam langkah ini seperti di tunjukan dalam **Tabel 3**.

[Type here]

**Tabel 3. Pilihan Satuan Pada Simulasi CMG**

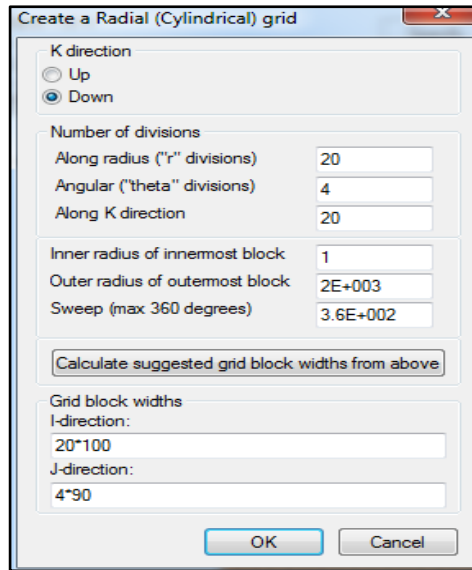
QUANTITY	*SI	*FIELD	*LAB
Time	days	days	minutes
Temperature	deg C	deg F	deg C
Pressure	kPa	psi	kPa
Length	m	ft	cm
Volume	m <sup>3</sup>	ft <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>
Permeability	md	md	md
Mass	kg	lb	kg
Molar Mass (mass basis)	gmole (kg)	lbmole (lb)	gmole (kg)
Viscosity	cp	cp	cp
Energy	Joules	Btu	Joules
Well Liquid Volume	m <sup>3</sup>	bbl	cm <sup>3</sup>
Well Gas Volume	m <sup>3</sup>	ft <sup>3</sup>	cm <sup>3</sup>

### 3.8.2.2. Grid

Langkah selanjutnya adalah membuat Grid pada Builder, semakin banyak grid yang di buat maka akan semakin kompleks model tersebut.

Penjelasan luasan grid yang di pilih dapat di lihat pada **Gambar 13**.

[Type here]



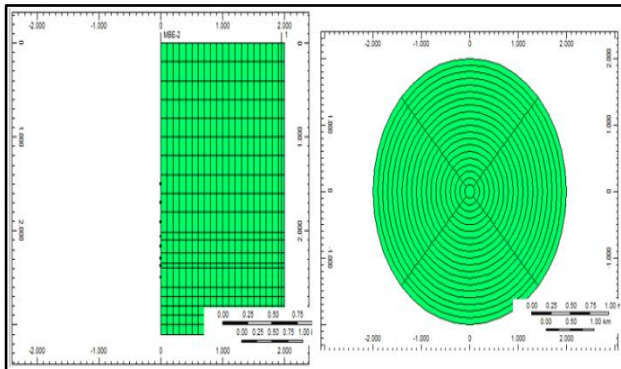
**Gambar 13. Geometri Grid Model Sumur Y**

Bentuk grid silindris dipilih karena bentuk ini mewakili model sebenarnya dari lubang sumur. Grid silindris ini juga di pilih agar pembentukan *scaling* nantinya terasumsikan mengendap secara linear dari semua arah.

Berdasarkan gambar di atas, dua puluh bagian sepanjang radius dan empat bagian sepanjang divisi theta Lebar setiap grid untuk *i-direction* diatur menjadi 20 m. 100 grid *i-direction* ini mewakili radius terluar

[Type here]

dari grid (2000 m). Karena sudut teta dibagi menjadi empat segmen,  $90^\circ$  diambil sebagai sudut pembagian untuk arah-j. Setelah grid di bentuk, bentuk *cross section* model yang di bangun dapat di lihat pada **Gambar 14.**



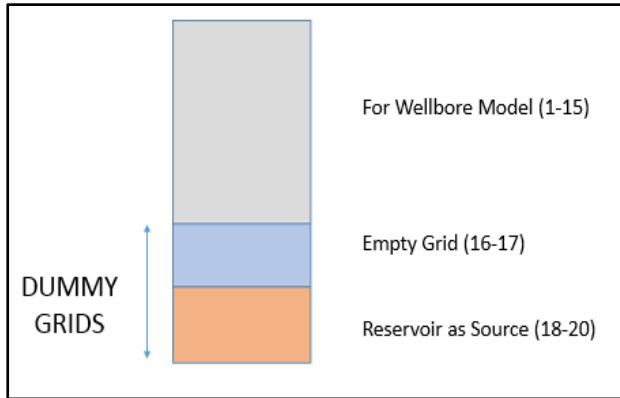
**Gambar 14. Model Cross Section 2D**

Untuk bagian vertikal, k-grid dibagi menjadi 20 grid, yang mewakili 15 grid sumur dan 5 grid tiruan. 5 grid tersebut dibagi menjadi 2 grid kosong dan 3 grid reservoir (**Gambar 9**). Tujuan *dummy grid* adalah untuk memodelkan reservoir geothermal yang termasuk didalamnya suplai air, sumber panas, dan sumber tekanan sebagaimana dibahas lebih lanjut



[Type here]

dalam bab *Sink-Source*. Metode ini memberi suplai air ke reservoir dan sebagai sumber panas dari reservoir.



**Gambar 15. Grid tiruan untuk model Reservoir**

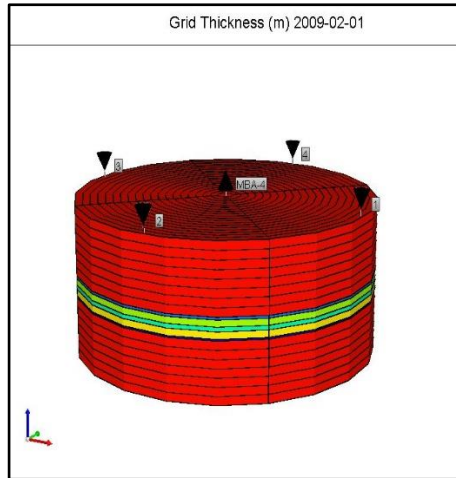
Setelah membuat bentuk grid silindris, langkah selanjutnya adalah dengan menentukan ketebalan dan kedalaman lapisan. Pada sumur Y, perforasi dilakukan mulai pada kedalaman 800m yang kemudian di definisikan sebagai layer 9 oleh penulis. Pada sumur Y terdapat 3 *feedzone* dimana *major feedzone* adalah pada kedalaman 800m dengan ketebalan 30m. berikut di tunjukan **Tabel 4.** adalah data input ketebalan dari grid model sumur Y. Model 3D kedalaman lapisan model dapat di lihat pada **Gambar 16.**

[Type here]

**Tabel 4. Input Data Kedalaman tiap Grid**

	Grid Top	Grid Thickness
UNITS:	m	m
SPECIFIED:	X	X
HAS VALUES:	X	X
Whole Grid		
Layer 1	0	100
Layer 2	100	100
Layer 3	200	100
Layer 4	300	100
Layer 5	400	100
Layer 6	500	100
Layer 7	600	100
Layer 8	700	100
Layer 9	800	30
Layer 10	830	75
Layer 11	905	50
Layer 12	955	80
Layer 13	1035	20
Layer 14	1055	100
Layer 15	1155	100
Layer 16		100
Layer 17		100
Layer 18		100
Layer 19		100
Layer 20		100

[Type here]



**Gambar 16. Model Reservoir 3D**

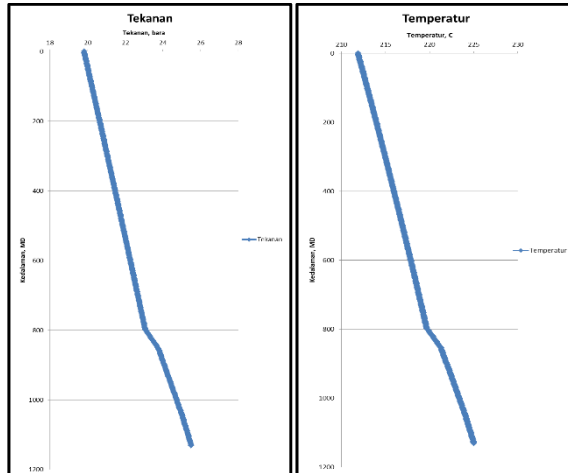
### **3.8.2.3. Array Properties-Pressure and Temperature**

Data tekanan dan temperatur untuk properti array diambil dari Survei PTS dari sumur Y.

Data hasil PTS kemudian di simulasikan oleh penulis menggunakan Macro-excel yang tersedia pada perusahaan Geothermal. Macro-excel ini di buat menggunakan *Visual Basic Code* yang berasal dari *Software Geoflow* yang biasa di gunakan untuk membuat *Wellbore Model*. Setelah data input dan data siumlasi yang terdapat pada macro-excel ini match, maka dapat di hasilkan harga temperatur dan tekanan

[Type here]

Sumur Y yang sebenarnya. Grafik tekanan dan temperatur aktual Sumur Y disajikan pada **Gambar 17**.



**Gambar 17. Profil Tekanan dan Temperatur Aktual Sumur Y Berdasarkan Analisa PTS**

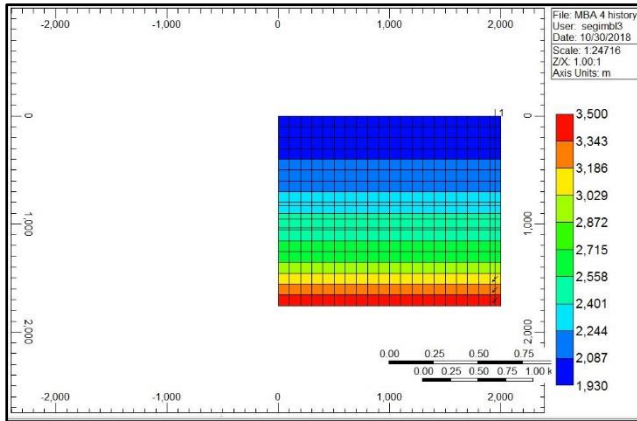
Data tekanan dan temperatur untuk pemodelan ini di inputkan pada **Tabel 5**, berdasarkan data PTS yang di *running* sesaat setelah sumur di kompleksi. Model persebaran pada model di tunjukkan berturut-turut pada **Gambar 18 & 19**.

[Type here]

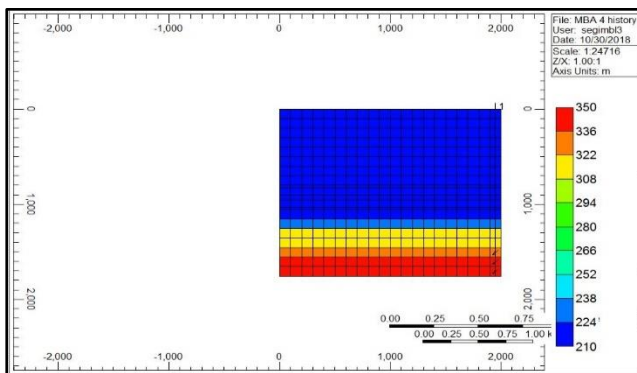
**Tabel 5. Input Pressure & Temperature Sumur Y**

Pressure	Temperature
kPa	C
X	X
X	X
1930	210
1978	210.8
2026	211.7
2072	212.5
2118	213.3
2164	214
2209	214.9
2254	215.7
2297	216.5
2346	217.3
2405	221
2441	221.7
2495	222.8
2509	223
2670	224.2
2700	310
2900	320
3100	330
3300	340
3500	350

[Type here]



**Gambar 18. Model 2D Profil Persebaran Tekanan Sumur Y**



**Gambar 19. Model 2D Profil Persebaran Temperatur Sumur Y**

[Type here]

#### **3.8.2.4. Array Properties-Porosity, Permeability, and Saturation**

Sifat-sifat porositas, permeabilitas dan saturasi diasumsikan homogen dalam simulasi ini yang di tunjukkan pada **Tabel 6**. Nilai porositas berdasarkan penelitian sebelumnya dan nilai rata-rata dalam pemodelan reservoir dinamis dalam sumur ini adalah 0,07.

Rentang permeabilitas cukup tinggi di lapangan panas bumi ini. Pernyataan khusus untuk permeabilitas adalah permeabilitas vertikal yang memiliki nilai lebih tinggi daripada permeabilitas horizontal, karena sistem dikendalikan oleh kesalahan ( $k_v > k_h$ ). Nilai permeabilitas  $k_i$ ,  $k_j$ , dan  $k_k$  dibahas lebih lanjut dalam analisis sensitivitas. Saturasi air dalam simulasi ini diatur dengan nilai 0,15.

[Type here]

**Tabel 6. Data Input Array Properties**

<i>Porosity</i>	0.07
<i>Horizontal Permeability (I, J)</i>	350
<i>Vertical Permeability (K)</i>	500
<i>Gas Saturation</i>	0.3
<i>Water Saturation</i>	0.15
<i>Oil Saturation</i>	0
<i>Null Blocks</i>	1
<i>Volume Modifiers</i>	1000
<i>Water Mole Frac. (WATER)</i>	0.999892
<i>Water Mole Frac. (CaCO<sub>3</sub>)</i>	0.000108143

### **3.8.2.5. Thermal Rocktypes**

*Thermal rocktypes* adalah parameter yang diperlukan untuk menjalankan fitur Flexwell. Sifat-sifat *thermal rocktypes* didefinisikan melalui menu reservoir pada Builder. Nilai-nilai sifat *thermal* didasarkan pada model *Preuss Geothermal* yang disediakan sebagai model contoh model reservoir panasbumi dalam model CMG (**Gambar 20**).



[Type here]

Rock Type 1

Rock Compressibility      Dilation - Recompaction      Compaction Rebounding

Thermal Properties      Overburden Heat Loss      Variable Permeability

Rock Thermal Properties

Volumetric Heat Capacity 2.35E+06 J/(m<sup>3</sup>\*C)

T-dependent Coefficient 0 J/(m<sup>3</sup>\*C\*C)

Thermal Conductivity

Thermal Conductivity Phase Mixing

SIMPLE     LOG     COMPLEX     TEMPER

Reservoir Rock 6.60E+05 J/(m\*day\*C)      Water Phase 5.35E+04 J/(m\*day\*C)

Oil Phase       Gas Phase 3.20E+03 J/(m\*day\*C)

Solid Phase

Use The Temperature Dependent Table for Thermal Conductivity

Isotropic thermal conductivities      Set/edit table values

Anisotropic thermal conductivities

**Gambar 20. Thermal Properties Model**

Parameter lain yang di definisikan pada langkah ini:

- Kompresibilitas Formasi : 1.4E-5 1/kPa
- Kapasitas Panas Volumetrik : 2.35E+06 J/m<sup>3</sup>\*C
- Konduktivitas Panas : 6.60E+05 J/(m\*day\*C)

[Type here]

### 3.8.2.6 *Component Properties*

Air adalah komponen utama dari reservoir geothermal dalam fasa air, uap, atau dua fasa. Ada dua kemungkinan untuk menentukan sifat-sifat komponen air dalam simulasi ini.

Kemungkinan pertama didasarkan pada Preuss Geothermal Model. Komponen sistem ini adalah H<sub>2</sub>O, yang sudah tersedia di set CMG library. Definisi komponen, viskositas, dan densitas adalah persyaratan minimal dalam menentukan komponen air. Parameter-parameter ini harus didefinisikan satu per satu seperti pada contoh Preuss Geothermal Model.

Bagian *component properties* adalah hal yang sangat penting untuk mengidentifikasi laju scaling pada sumur panasbumi, dalam hal ini penulis menginputkan data properti kimia dasar pada larutan Ca<sup>+</sup>, CO<sub>3</sub>, data properti NCG (*non-condensable gas*) berupa CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S dan juga padatan Kalsium Karbonat.

Setelah nilai berat molekul, densitas, tekanan kritis, temperature kritis, *isobaric thermal expansion* dan properti-properti lain di masukan pada simulator maka input reaksi kimia pada simulator dapat di definisikan.

[Type here]

Reaksi ini membutuhkan data melalui *trial and error* untuk menentukan besaran *reaction frequency factor*, *reaction enthalpy* dan juga *activation energy* dengan data input seperti yang disajikan pada **Tabel 7.**

**Tabel 7. Data Input Komponen Pada Reservoir Sumur Y**

#	Component	Aqueous	Oleic	Gaseous	Solid	PCrit kPa	TCrit C	MW kg/gmole
1	WATER	Reference ph		K-value partiti...		22110	274	0.018
2	CaCO3	Reference ph				22133	577.5	0.1
3	CO2			Reference ph		7376	31.05	0.04401
4	H2S			Reference ph		8937	100.05	0.03408
5	CAL_CARB				Reference ph			.1

Data komponen Water, CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S di input berdasarkan data default yang di miliki simulator CMG, sedangkan data komponen CaCO<sub>3</sub> dalam bentuk larutan dan juga CaCO<sub>3</sub> dalam bentuk padatan di inputkan berdasarkan studi literatur.

### **3.8.2.7. Rock-Fluid**

Seperti disebutkan dalam bagian dari aliran dua fasa fluida dalam batuan reservoir, kurva

[Type here]

permeabilitas Corey sering digunakan dalam reservoir geothermal.

### 3.8.2.8. Initial Conditions

Langkah ini mendefinisikan kondisi awal reservoir. Contoh data reservoir awal yang dapat di definisikan adalah *water contact*, *datum depth*, dan tekanan reservoir seperti yang disajikan pada **Gambar 21**.

Vertical Equilibrium Calculation Methods

Depth-Average Capillary-Gravity Method (VERTICAL DEPTH\_AVE)

Add a phase pressure correction (EQUIL)

Do not add a phase pressure correction (NOEQUIL)

Do Not Perform Vertical Equilibrium Calculations (VERTICAL OFF)

Datum Depth for Pressure

Datum Depth for Output Pressure (DATUMDEPTH) Depth:

Use Initial Equilibrium pressure distribution to calculate corrected datum pressures (INITIAL)

Use the grid block density to calculate corrected datum pressures (REFDENSITY GRIDBLOCK)

Use an input reference density to calculate corrected datum pressures (REFDENSITY density) Density:

Initialization Region:

Region 1: Initialization Region Specifications

Initialization Set Number 1 is not defined. Grid depth range: 0 to 324 m

Reference Pressure (REFPRES):  Water/Gas Transition Zone (TRANZONE):

Location For Reference Pressure

Reference Depth (REFDEPTH)  Initial Reservoir Saturation

Reference Block (REFBLOCK)  Water-Oil Contact Depth (DWOC)

(UBA Format i.e. i1 j1 k1 / i2 j2 k2 ...)  Gas-Oil Contact Depth (DGOC)

**Gambar 21. Initial Condition**

[Type here]

Daerah referensi ditentukan pada kedalaman 800 mD yang merupakan *top of liner* sekaligus daerah *major feedzone* pada sumur Y. Tekanan yang di input disini adalah sebesar 2360 kPa.

### **3.8.2.9. Numerical Methods Control**

*Numerical Methods Control* memiliki fungsi untuk mempertahankan kriteria konvergensi dan batas numerik yang digunakan dalam simulasi reservoir. Dalam kontrol ini, *maximum time steps* harus di set sebanyak mungkin karena proses simulasi membutuhkan waktu yang lama. DT Max dan DT Min didefinisikan melalui *trial and error* sampai tidak ada kesalahan dalam proses numerik saat menjalankan simulasi.

Kontrol lain dalam *numerical methods control* adalah kontrol *time steps keywords* dan *solution method keywords*. Pengguna dapat mengatur beberapa nilai dengan nilai dataset yang di atur sendiri seperti minimal tekanan, saturasi, dan temperatur untuk variasi normal per langkah waktu. Selanjutnya, toleransi konvergensi dan perubahan dalam beberapa parameter juga dapat di atur secara terpisah dari nilai *default*.

[Type here]

### **3.8.2.10 Well and Recurrent Data**

Input Data dari sumur seperti tanggal produksi, jenis sumur (produksi dan injeksi), perforasi, *constraint* (tekanan reservoir (BHP), laju air / gas, dll.) Dijelaskan di bagian ini. Sumur produksi diberi nama T, dan empat sumur injeksi untuk sumber panas dan fluida diberi nama 1, 2, 3, dan 4. Sumur produksi memiliki perforasi di tengah model sementara sumur injeksi berada di bagian tepi dari grid.

### **3.8.3. Pemodelan Sumur Y menggunakan CMG**

#### **STARS**

Pemodelan sumur menggunakan CMG-STARS biasanya terdiri dari tiga langkah yaitu Sink / Source, *SAM (Semi-Analytical Wellbore Model)* dan Flexwell. Modul untuk pemodelan ini diambil dari CMG Training – *Advanced Wellbore Modelling Using CMG-STARS* yang digunakan untuk aplikasi SAGD.

Setiap langkah pemodelan sumur memiliki berbagai tujuan untuk menentukan kondisi fluida di dalam sumur. *SAM* dan Flexwell dilakukan setelah *history matching*. Pendekatan ini telah diterapkan dalam analisis *steam flooding* sejak parameter kehilangan tekanan dan kehilangan panas sepanjang

[Type here]

sumur merupakan faktor penting dalam penelitian tersebut.

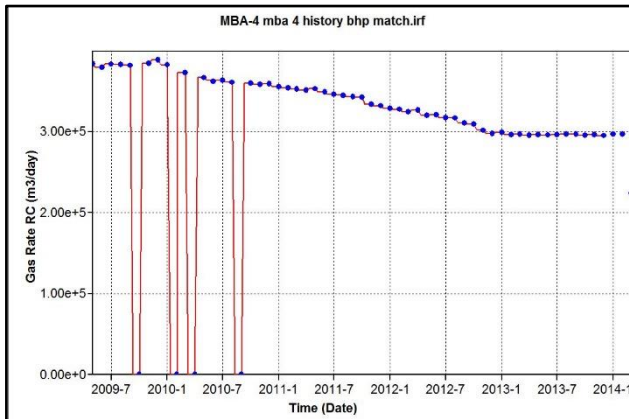
#### **3.8.4. Reservoir *History Matching***

Proses *History matching* terdiri dari pencocokan sejarah produksi dan tekanan reservoir antara hasil simulasi model dan data *theoretical* maupun data aktual. Data aktual & *theoretical* sejarah produksi dan tekanan reservoir disediakan oleh perusahaan.

Pada proses *history matching* ini hal yang pertama di lakukan adalah merubah data laju produksi dalam Kg/s menjadi volumetrik M<sup>3</sup>/day yang mana di lakukan menggunakan Macro-excel dengan mempertimbangkan kedalaman dan tekanan referensi *major feedzone* nya.

Data yang di gunakan disini juga bukanlah data aktual produksi sumur Y, melainkan data *theoretical* laju produksi yang di dihasilkan oleh *major feedzone* pada kedalaman 800 m dan BHP sebesar 2360 kPa. Penggunaan data *theoretical* tersebut di maksudkan untuk menyesuaikan kondisi sumur Y pada model yang tidak terjadi *problem scaling*. Hasil *history matching* laju uap sumur Y disajikan pada **Gambar 22**.

[Type here]



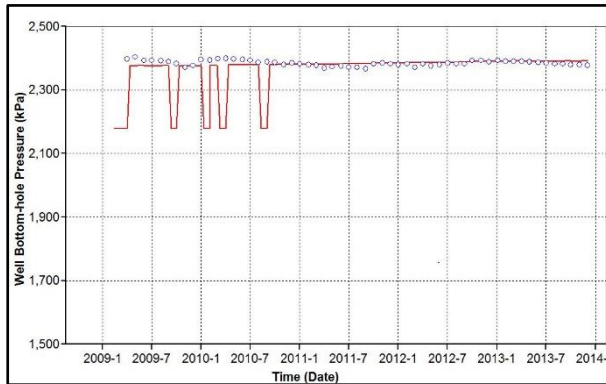
**Gambar 22. Hasil *History Matching* Laju Uap Sumur Y**

Setelah laju produksi tersebut di anggap sesuai, maka langkah selanjutnya adalah mencocokkan tekanan reservoir pada kedalaman referensi dengan tekanan reservoir *theoretical* versus waktu.

Langkah ini di lakukan untuk menyesuaikan kondisi model dengan kondisi asli kemampuan reservoir di sekitar Sumur Y.



[Type here]



**Gambar 23. Hasil *History Matching* BHP Model dan BHP Aktual**

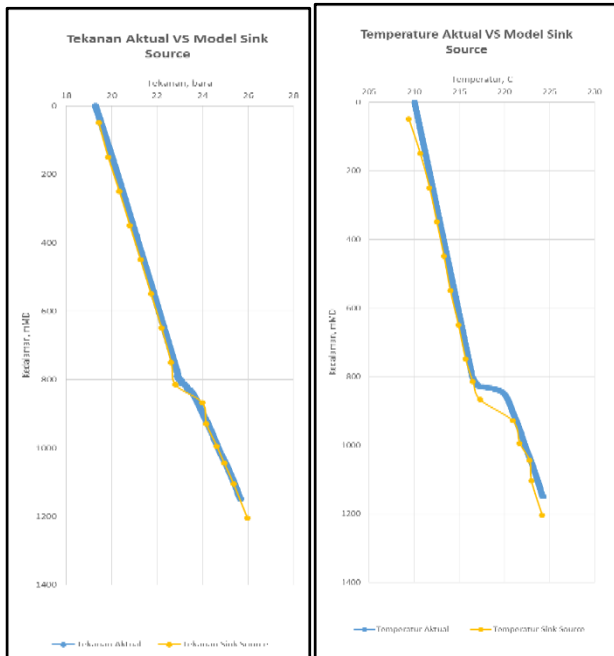
**Gambar 23.** di atas menunjukkan hasil tekanan yang sesuai antara data simulasi (Garis merah) dan data *theoretical* (Titik biru) setelah di lakukan penyesuaian pada Kurva Permeabilitas relatif dan juga harga permeabilitas absolut yang terdapat pada menu *array properties*.

### 3.8.5. Simulasi *Sink Source*

*Sink-Source* adalah bagian termudah dari pemodelan lubang sumur karena hanya *constraint* sumur produksi dan injeksi yang ditentukan. Parameter lain seperti diameter, *roughness*, dan sifat panas

[Type here]

lainnya tidak didefinisikan dalam langkah ini. Hasil *matching* parameter tekanan dan temperatur dalam simulasi *sink source* ditunjukkan pada **Gambar 24**.



**Gambar 24. Profil Tekanan & Temperatur Data Simulasi *Sink Source* vs Data Aktual**

Berdasarkan gambar di atas didapatkan grafik tekanan dan temperatur antara data aktual dan model yang selaras. Oleh karena itu, model *Sink-Source* yang

[Type here]

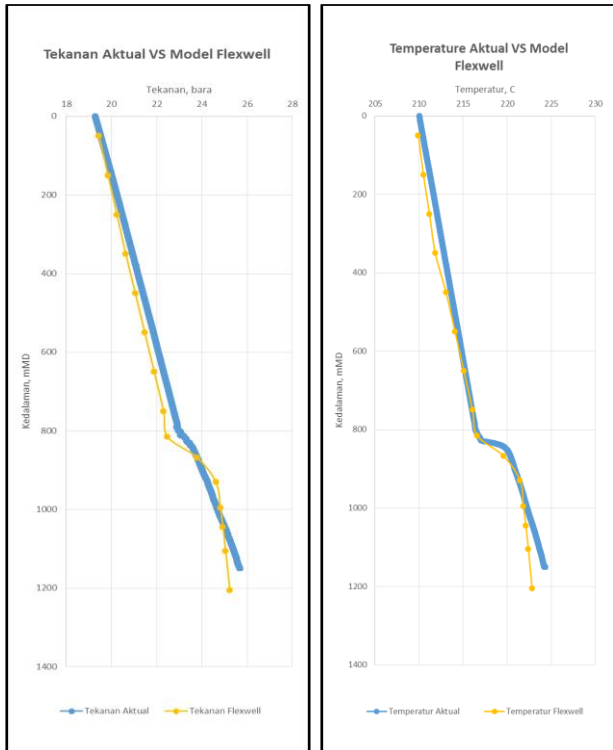
cocok ini terus digunakan sebagai dasar untuk model sumur bor SAM dan Flexwell.

### **3.8.6. Flexwell**

Parameter output dari simulasi Flexwell berupa data simulasi tekanan, temperatur, saturasi air, saturasi minyak, saturasi gas/uap, kualitas uap, kedalaman tinggi dan kedalaman ukur.

Langkah pertama dari validasi model ini adalah dengan mencocokkan hasil data simulasi temperatur dan tekanan dari fluida sepanjang aliran sumur dengan temperatur dan tekanan fluida yang terukur secara actual menggunakan alat PTS yang ditunjukkan pada **Gambar 25**.

[Type here]

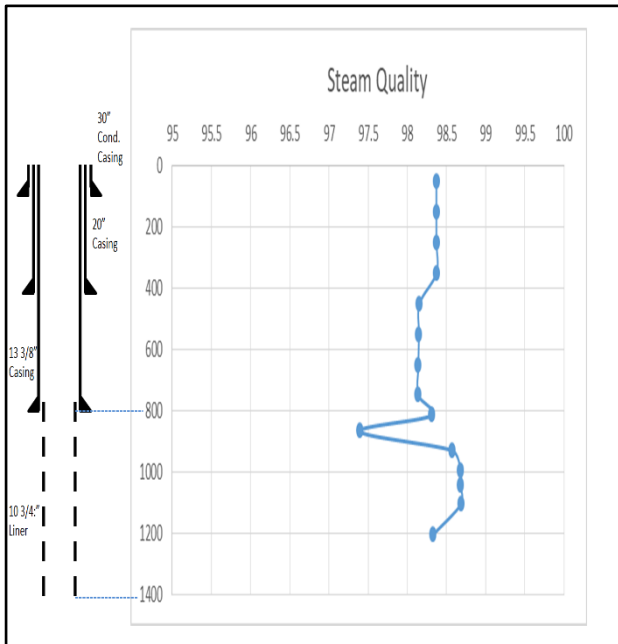


**Gambar 25. Profil Tekanan & Temperatur Data Simulasi Flexwell vs Data Aktual**

Asumsi dari proses penyalarsan ini adalah data dimana Sumur Y masih bersih dari *scaling* sehingga harga kehilangan tekanan maupun kehilangan panas sepanjang aliran tidak terpengaruh oleh adanya

[Type here]

endapan scale di dinding liner maupun casing. Setelah harga tekanan & temperatur sepanjang aliran sumur sudah sesuai, dapat di lakukan analisa. *Output* simulasi Flexwell disajikan pada **Gambar 26**. berikut.



**Gambar 26. Kualitas Uap Hasil Simulasi Flexwell**

Dari hasil simulasi tersebut terlihat bahwa Sumur Y memiliki kualitas uap yang mencapai 98.3287% di reservoir dan mengalami beberapa fluktuasi nilai

[Type here]

sepanjang aliran menuju permukaan. Perubahan kualitas uap sepanjang aliran tersebut di karenakan proses kehilangan panas dan tekanan yang menyesuaikan daerah *feedzone* maupun dari perpindahan panas antara casing dan formasi.

Flexwell juga menghasilkan data output lanjutan seperti pada **Tabel 8**.

**Tabel 8. Output *Friction & Heat* Simulasi Flexwell**

```
*****
FRICITION & HEAT FOR FLEXIBLE WELLBORE - 'Flexwell-1'
*****
```

delP (kPa)	wall(Trc,con)_res (day-c/?)	rTurD_res (day-c/?)	slip	% sol'd	Flow_Regime	Reynolds	Perforation
29.0025	0.187249e-08	0.275206E-10	0.959519	0.199415E-19	GAS	0.309947e+07	1,1,1 'MBA-4'
67.8283	0.187249e-08	0.236012E-10	0.959570	0.199374E-19	GAS	0.616230E+07	1,1,2 'MBA-4'
31.3000	0.187249e-08	0.246917E-10	0.933265	0.199355E-19	GAS	0.478800E+07	1,1,3 'MBA-4'
31.8880	0.187249e-08	0.252146E-10	0.938293	0.199336E-19	GAS	0.480521E+07	1,1,4 'MBA-4'
31.5133	0.187249e-08	0.255082E-10	0.939833	0.199317E-19	GAS	0.481173E+07	1,1,5 'MBA-4'
31.4400	0.187249e-08	0.258870E-10	0.941203	0.199299E-19	GAS	0.483483E+07	1,1,6 'MBA-4'
31.3376	0.187249e-08	0.264130E-10	0.944780	0.199280E-19	GAS	0.485995E+07	1,1,7 'MBA-4'
31.2201	0.187249e-08	0.266995E-10	0.946233	0.199261E-19	GAS	0.485380E+07	1,1,8 'MBA-4'
19.6739	0.116333e-07	0.382219E-10	0.767756	0.439852E-20	GAS	0.404380E+07	1,1,9 'MBA-4'
15.1274	0.465412e-08	0.963907E-11	0.601082	0.687238E-19	FROTH I	0.378483E+07	1,1,10 'MBA-4'
16.1664	0.698118E-08	0.172239E-10	0.664444	0.213816E-19	GAS	0.450987E+07	1,1,11 'MBA-4'
15.7422	0.438224E-08	0.110688E-10	0.668476	0.832872E-19	GAS	0.521066E+07	1,1,12 'MBA-4'
10.6531	0.174531E-07	0.284121E-10	0.453715	0.130304E-20	FROTH I	0.272910E+07	1,1,13 'MBA-4'
15.6029	0.349659E-08	0.956959E-11	0.349524	0.182872E-18	ANNUAL_CEST	865795.	1,1,14 'MBA-4'
21.2583	0.349659E-08	0.966877E-09	1.00000	0.162862E-18	LAMINAR	650.210	1,1,15 'MBA-4'

Data *output* tersebut berupa data perubahan tekanan tiap grid, resistansi dari dinding casing dan fluida, slip, pola aliran dan bilangan Reynolds.

[Type here]

### 3.8.7. Identifikasi *Scaling Rate* dengan Menggunakan Fitur Flexwell pada Sumur Y

Langkah pertama yang di lakukan adalah dengan klik *allow solid deposition* pada menu FlexWell, agar reaksi yang sudah di definisikan sebelumnya dapat terjadi pada sumur dan mengendapkan padatan kalsit.



**Gambar 27. Menu Pilihan *Solid Deposition* pada Flexwell**

Kemudian model di lakukan *trial and error* dan analisa sensitivitas agar model yang sudah terpengaruh deposisi scale kalsit ini dapat menirukan kondisi sebenarnya dari produksi sumur Y pada Juni 2009-Februari 2010.

Parameter yang dapat di ubah disini untuk melakukan *production history matching* adalah dengan memperlambat reaksi CAL\_CARB menggunakan

[Type here]

parameter-parameter perhitungan yang di bahas sebelumnya.

Laju produksi yang hampir sesuai di tunjukan antara hasil bulan Juli-Desember 2009 yang kemudian akan di bahas di bawah melalui output dari Flexwell. Berikut adalah output laju pengendapan *scale* pada sumur Y.

**Tabel 9. Hasil Simulasi Flexwell pada Bulan Desember-2009**

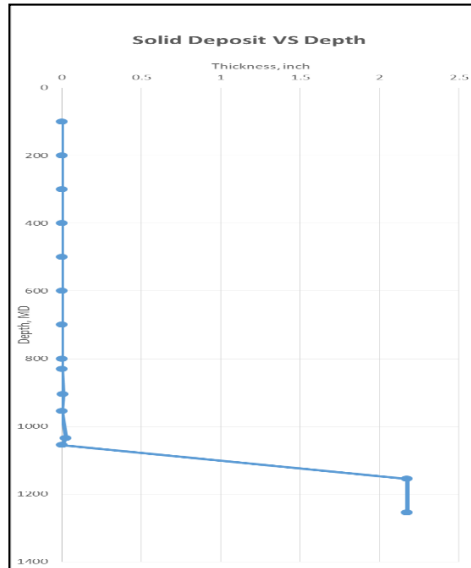
delP (hrs)	well[Trs.Com.Res (day-C/)]	Fluid.Res (day-C/)]	s[Te	% Solid	Flow_Regime	Reynolds	Perforation
24.8445	0.187249E-08	0.269622E-10	0.347797	0.166949E-04	GAS	0.30012E+07	1.1,1 'MBA-4'
67.6141	0.187249E-08	0.292057E-10	0.357923	0.166933E-04	GAS	0.602136E+07	1.1,1,2 'MBA-4'
31.1818	0.187249E-08	0.242102E-10	0.332359	0.166899E-04	GAS	0.473406E+07	1.1,1,3 'MBA-4'
31.7742	0.187249E-08	0.247389E-10	0.333353	0.166883E-04	GAS	0.476171E+07	1.1,1,4 'MBA-4'
31.4071	0.187249E-08	0.250216E-10	0.337188	0.166867E-04	GAS	0.476852E+07	1.1,1,5 'MBA-4'
31.3325	0.187249E-08	0.253800E-10	0.330166	0.166852E-04	GAS	0.478116E+07	1.1,1,6 'MBA-4'
31.2322	0.187249E-08	0.258943E-10	0.342040	0.166838E-04	GAS	0.480658E+07	1.1,1,7 'MBA-4'
31.1201	0.187249E-08	0.264607E-10	0.343456	0.166820E-04	GAS	0.480898E+07	1.1,1,8 'MBA-4'
19.6634	0.116533E-07	0.374453E-10	0.781299	0.793161E-09	GAS	0.397932E+07	1.1,1,9 'MBA-4'
15.0938	0.445412E-08	0.893622E-11	0.597203	0.641311E-01	FROTH I	0.372394E+07	1.1,1,10 'MBA-4'
16.1208	0.698118E-08	0.170087E-10	0.659223	0.192851E-04	GAS	0.440764E+07	1.1,1,11 'MBA-4'
15.7203	0.436324E-08	0.107107E-10	0.662108	0.233332	GAS	0.528578E+07	1.1,1,12 'MBA-4'
10.5935	0.174530E-07	0.283404E-10	0.452153	0.212025E-12	FROTH I	0.279344E+07	1.1,1,13 'MBA-4'
15.4509	0.340959E-08	0.946173E-11	0.342284	20.2184	AMULAR_MIST	574612.	1.1,1,14 'MBA-4'
21.2070	0.340959E-08	0.956878E-09	1.00000	20.2181	LACTAR.	582.843	1.1,1,15 'MBA-4'

Berdasarkan tabel di atas terlihat bahwa, pada bulan Desember 2009, scale yang terendapkan mencapai total 20% yang disebabkan karena terjadi *flashing* di kedalaman tersebut. Proses pengendapan



[Type here]

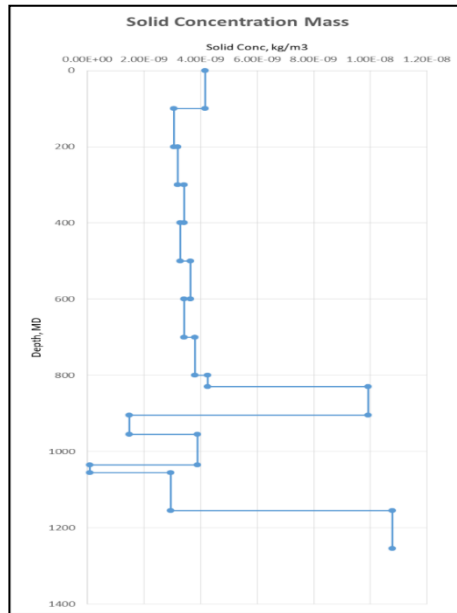
*scale* mempengaruhi pola aliran yang terjadi di lubang sumur, Tebal endapan *scale* disajikan pada **Gambar 28**.



**Gambar 28. Tebal Endapan Scale pada Liner & Casing Sumur Y**

Berdasarkan gambar di atas, tebal endapan scale adalah sebesar 155 m pada interval kedalaman 1100-1255 m. *Output* simulasi yang lain adalah konsentrasi massa padatan yang ditunjukkan pada **Gambar 29**.

[Type here]



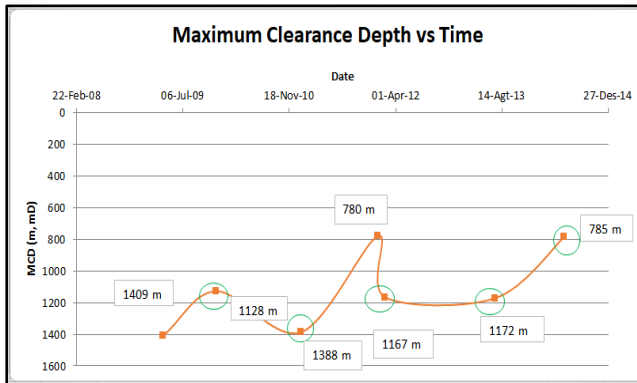
**Gambar 29. Output Konsentrasi Massa Endapan Kalsium Karbonat pada Sumur Y**

Terlihat bahwa, besarnya konsentrasi endapan kalsium karbonat yang terdapat pada kedalaman 1205 mD Sumur Y pada bulan Desember 2009 mD mencapai 1.20E-08 Kg/m3.

Terdapat ketidakcocokan antara hasil data tebal endapan scale dan konsentrasi massa endapan. Oleh

[Type here]

karena itu, data tersebut dicocokkan dengan hasil MCD (*maximum clearance depth*) pada sumur Y yang diketahui dari uji sinker bar log seperti yang disajikan pada **Gambar 30**.



**Gambar 30. Sejarah MCD Sumur Y**

Hasil simulasi tersebut kemudian di sesuaikan dengan *scale assessment* yang telah di lakukan pada Lapangan Panasbumi.

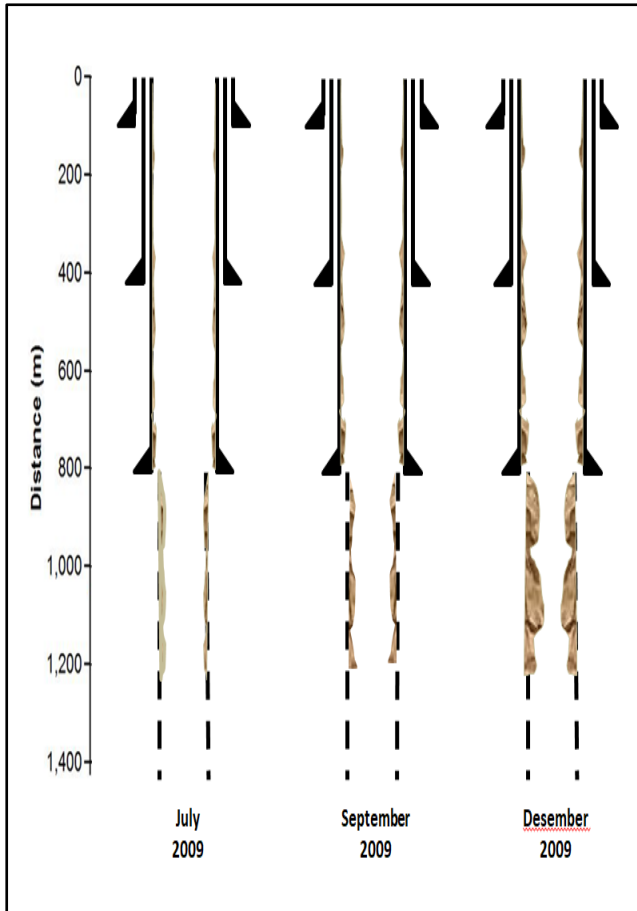
Pada *scale assessment*, scaling mulai terbentuk pada kedalaman 825m yang merupakan bagian atas dari liner 10 3<sup>3</sup>/<sub>4</sub>"', Kemudian pada kedalaman 1170 dan juga kedalaman 1275. Namun terdapat ketidaksesuaian antara output massa deposit

[Type here]

dan pengurangan diameter sumur. Setelah di analisa menggunakan data sejarah MCD (*meter clearance depth*) di temukan bahwa hasil dari output pengurangan diameter casing lebih sesuai daripada output massa yang terdepostikan pada tanggal output yang sama yaiut bulan November 2009.

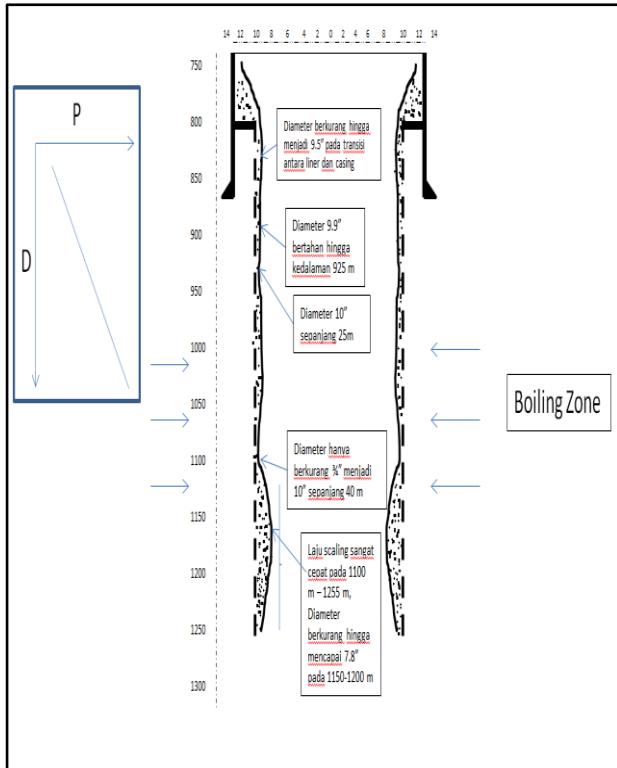
Ilustrasi laju *scaling* pada sumur Y antara bulan Juli 2009-Desember 2009 ditunjukkan pada **Gambar 31**. Sedangkan hasil pengendapan kalsit sumur Y pada bulan November 2009 disajikan pada **Gambar 32**.

[Type here]



**Gambar 31. Ilustrasi Laju Pengendapan Kalsit pada Sumur Y**

[Type here]



**Gambar 32. Pengendapan Scale Kalsit Sumur Y pada Bulan November 2009**

Berdasarkan gambar di atas terlihat bahwa *scale* yang terbentuk di kedalaman 1100-1255 m berdampak penurunan diameter hingga 20% atau hanya menjadi sekitar 8" sehingga performa laju uap dari *feedzone*

[Type here]

menuju permukaan pun berkurang. Akibat hal ini Star Energy Geothermal melakukan stimulasi *Well Washing* pada bulan Desember 2009 dengan cara menginjeksikan kondensat pada sumur.

[Type here]

## **BAB.IV.**

### **PENUTUP**

Pemodelan numerik pembentukan *scaling* pada dinding sumur Panasbumi dapat di lakukan dengan baik oleh fitur Flexwell dalam software CMG-STARS, namun pada versi tahun 2015 yang di gunakan masih terdapat beberapa kekurangan yaitu tidak dapat mendefinisikan nilai pH dalam larutan, tidak dapat menghasilkan output pada kedalaman lubang sumur yang tidak di perforasi dan tidak dapat menentukan laju reaksi yang tergantung oleh temperatur. Namun untuk perhitungan kimia stoikiometri dalam pembentukan endapan pada dinding sumur, fitur ini dapat di aplikasikan pada sumur-sumur Panasbumi.



[Type here]

## **BIBLIOGRAFI**

1. Allen T.O. And Robert., A.P. 1982. "Production Operation Well Completion, Work Over and Stimulation", Vol I & II Second Edition, Oil And Gas Consultant International, Inc.
2. CMG. 2009: "User's Guide STARS Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator" Vol 1 & 2, Computer Modelling Group Ltd. Calgary, Canada.
3. CMG. 2013: "Advanced Wellbore Modelling Using CMG-STARS". Computer Modelling Group Tutorial. Calgary, Canada.
4. Gunn, DJ. 1980: "Effect of Surface Roughness on The Nucleation and Growth of Calcium Sulphate on Metal Surfaces". Journal of Crystal Growth 50. Wales, United Kingdom.
5. Mulyadi. Ashat, A. 2011: "Reservoir Modeling of the Northern Vapor-Dominated Two-Phase Zone of the Wayang Windu Geothermal Field, Java, Indonesia" Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir

[Type here]

Engineering Stanford University. Stanford, California.

6. Nicholson, K. 1993: “Geothermal Fluids Chemistry and Exploration Techniques”. School of Applied Sciences The Robert Gordon University. Scotland, United Kingdom.
7. Star Energy. 2012: “Star Energy Annual Report”. Star Energy Geothermal Ltd.
8. Star Energy. 2015: “Star Energy Geothermal Scaling Assesement Report”. Star Energy Geothermal Ltd.

[Type here]

Para penulis merupakan staff pengajar di Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta dari berbagai disiplin ilmu.