



LPPM
UPN "Veteran" Yogyakarta
Press



**PENGARUH TERBENTUKNYA SEDIMEN SILIKA
PADA PENURUNAN LAJU PRODUKSI SUMUR PANAS BUMI**

ISBN 978-623-7594-44-4



Dr. Ir. Drs. Herianto, M.T.
M.Th. Kristiati EA, S.T., M.T.
Ir. Bambang Bintarto, M.T.
Dewi Asmorowati, S.T., M.Eng.

Judul Buku :

Pengaruh Terbentuknya Sedimen Silika Pada
Penurunan Laju Produksi 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 :

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 “Pengaruh Terbentuknya Sedimen Silika Pada Penurunan Laju Produksi Sumur Panas Bumi”

Buku ini menyajikan pembahasan tentang pemodelan numerik embentukan *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

	Halaman
COVER	i
KATA PENGANTAR.....	ii
DAFTAR ISI.....	iii
DAFTAR GAMBAR	v
DAFTAR TABEL	vi
BAB I PENDAHULUAN	1
BAB II TINJAUAN LITERATUR.....	3
2.1. Karakteristik Batuan Panasbumi.....	4
2.2. Karakteristik Fluida Panasbumi.....	8
2.3. Aliran Vertikal Pada Sumur Panasbumi	19
2.1. <i>Scale</i>	41
2.4. <i>Software CMG (Computer Modeling Grup)</i>	55
BAB III PEMODELAN PEMBENTUKAN	
SCALING	62
3.1. Pemodelan Lubang Sumur.....	63
3.2. SAM (<i>Semi-Analytical Wellbore Model</i>).....	64
3.3. Flexwell.....	66

3.4. <i>Reservoir History Matching</i>	66
3.5. Hasil Simulasi <i>Sink Source</i> Sumur	68
3.6. Hasil Simulasi Flexwell.....	68
3.7. Identifikasi <i>Scaling Rate</i> dengan Menggunakan Fitur Flexwell	70
3.8. Studi Kasus.....	70
BAB IV PENUTUP.....	85

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Diagram TS Sistem Panasbumi Dominasi Uap ...	9
2. Diagram TS Sistem Panasbumi Dominasi Air	10
3. Pengaruh CO ₂ dan NaCl pada Tekanan dan Temperatur Saturasi	11
4. Kurva Corey dan Kurva Permeabilitas Linear	17
5. Konfigurasi Sumur Panasbumi	20
6. Ilustrasi Sudut Inklinasi Sumur	22
7. Pola Aliran Fluida Vertikal.....	27
8. Peta Pola Aliran oleh Hasan & Kabir	28
9. Perbandingan Beberapa Model dengan Data Sebenarnya pada Sumur Panasbumi	30
10. Prosedur Perhitungan Gradien Kehilangan Tekanan Model Homogenous.....	32
11. Perbandingan Kecepatan Aliran	35

12. Distribusi Void Fraction pada Aliran 2 Fasa.....	36
13. Deposisi <i>Scale</i> pada Dinding Sumur.....	42
14. Harga K pada Berbagai Ionic Strength	54
15. <i>CMG Technologies Launcher</i>	56
16. <i>CMG Model Builder</i>	57
17. <i>Procedure of Volumetric Rate Determination</i> ...	67
18. Model Reservoir 3D	73
19. <i>Cross Section 2D Model</i> Sumur X.....	75
20. Hasil <i>History Matching</i> Laju Uap Sumur X	76
21. Tekanan Reservoir (BHD) Model Sumur X	77
22. Profil Tekanan Data Simulasi <i>Sink Source</i> vs Data actual.....	78
23. Profil Temperatur Data Simulasi <i>Sink Source</i> Data Actual	78
24. Profil Tekanan dan Temperatur Data Simulasi Flexwell vs Data Aktual	80
25. Kualitas Uap Hasil Simulasi Flexwell	80
26. Tebal Endapan <i>Scale</i> pada <i>Liner</i> dan <i>Casing</i> Sumur X.....	82
27. Ilustrasi Laju Pengendapan Kalsit pada Sumur X	83

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Sifat Fisik Batuan Pada Lapangan Panasbumi..	6
2. Konduktivitas Panas Batuan	7
3. Kriteria Penentuan Entalpi Fluida.....	15
4. Nilai Co dan v yang Digunakan Pada Masing-masing Pola Aliran	37
5. Komposisi Kimia yang terdapat pada Reservoir Panas Bumi	43
6. Faktor Konversi Perhitungan <i>Ionic Strength</i>	53
7. Data Input <i>Array Properties</i>	72
8. Lokasi Grid Sumur Injeksi dan Produksi.....	74
9. <i>Output</i> Simulasi Flexwell	79
10. <i>Output Friction</i> dan <i>Heat</i> Simulasi Flexwell ..	81
11. Hasil Simulasi Flexwell pada Bulan September 2014.....	81

BAB I

PENDAHULUAN

Scale adalah deposisi padat yang terbentuk dari presipitasi kimia komposisi cairan pada reservoir panas bumi. *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* CMG-STARs ini diharapkan dapat membuat model pembentukan endapan *scale* pada dinding sumur 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.

BAB II

TINJAUAN LITERATUR

Fluida panasbumi 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 silica 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.

Umumnya, system panasbumi ber-entalpi tinggi terdapat pada daerah vulkanis yang memiliki system rekahan. Porositas, permeabilitas dan densitas

batuan adalah parameter yang paling penting pada reservoir panasbumi. Parameter lain yang perlu di pertimbangkan pada panasbumi ialah thermal properties seperti kapasitas panas batuan, konduktivitas panas batuan, volume spesifik, entalpi, internal energy, viskositas dan kapasitas spesifik panas. Tekanan saturasi dan temperatur di dapatkan dari steam table.

2.1. Karakteristik Batuan Panasbumi

2.1.1. Porositas, Permeabilitas & Densitas

Reservoir Panasbumi umumnya di temukan pada system rekahan batuan yang terdapat rekahan dan pori. Maka dari itu, fluida panasbumi tidak hanya terdapat pada pori namun juga pada rekahan-rekahan dari batuan. Volume pori pada batuan biasanya dianggap sebagai fraksi pada total volume batuan, dan di definisikan sebagai porositas (Φ).

$$\Phi = \frac{V_p}{V_{tot}}$$

Keterangan :

Φ = Porositas,

V_p = Volume pori Batuan,

V_{tot} = Volume total batuan

Porositas pada reservoir panasbumi umumnya di bagi menjadi 2, porositas rekah dan porositas matrix. Saat ini, hanya porositas matrix yang dapat di analisa di laboratorium. Porositas matrix pada reservoir panasbumi memiliki rentang harga dari 3-25%. Di samping itu, porositas dari rekah dapat mencapai 100%.

Seperti pada system reservoir minyak, permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk di lalui fluida, di ukur dalam satuadn darcy (D), milidarcy (mD), atau m^2 . Permeabilitas umumnya anisotropy dimana permeabilitas vertical dan horizontal memiliki harga yang berbeda. Permeabilitas matrix batuan pada reservoir panasbumi memiliki rentang 1-100 mD dan transmisivitas antara 1-100 Dm (*Darcy meter*). Densitas bantuan di definisikan sebagai fraksi antara massa dan volume batuan.

Tabel 1. Sifat Fisik Batuan Pada Lapangan Panasbumi

Lapangan	Negara	Temp (°C)	K (mD)	Φ (%)
Krafla	Iceland	300-350	2-10	3-5
Laugarnes	Iceland	130	15	0.2
Laugalan	Iceland	80-100	2	-
Nesjavellir	Iceland	300-400	1-5	5
Svartsengi	Iceland	240	100-150	5-10
Lardarello	Italy	240	-	5
Olkari	Kenya	300	3-8	2
Cerro Prieto	Mexico	280-340	10-30	20
Broadlands	NZ	270	30	20

2.1.2. Konduktivitas Panas & Kapasitas Panas Spesifik Batuan

Konduktivitas panas batuan adalah parameter yang menggambarkan tentang kemampuan batuan untuk menghantarkan panas dalam temperatur yang berbeda. Berikut adalah persamaan konduktivitas panas.

$$K = \frac{Q}{(dT/dZ)}$$

Keterangan :

K = Konduktivitas panas batuan, W/mK

Q = Laju rambat panas, W/m

dT/dZ = Gradient temperature.

Table 2. Konduktivitas Panas Batuan
(N,M Saptadji, Teknik Panasbumi 2004)

Jenis Batuan	Konduktivitas (W/mK)
Limestone	2.2-2.8
Slate	2.4
Sandstone	3.2
Bitaminous coal	0.26
Rock Salt	5.5
Gneiss	2.7
Granite	2.6
Gabbro	2.1
Peridotite	3.8

Tabel 2. menunjukkan contoh konduktivitas batuan dari berbagai macam tipe batuan. Tipe batuan dan konstituen mineral bukan satu-satunya factor yang menunjukkan konduktivitas panas dari batuan. Struktur Kristal penyusun batuan juga dapat mempengaruhi harga dari konduktivitas panas batuan.

Kapasitas panas spesifik batuan adalah parameter yang mendefinisikan tentang jumlah panas yang di perlukan untuk meningkatkan temperatur sebesar 1°C pada batuan. berikut adalah harga dari kapasitas panas spesifik batuan:

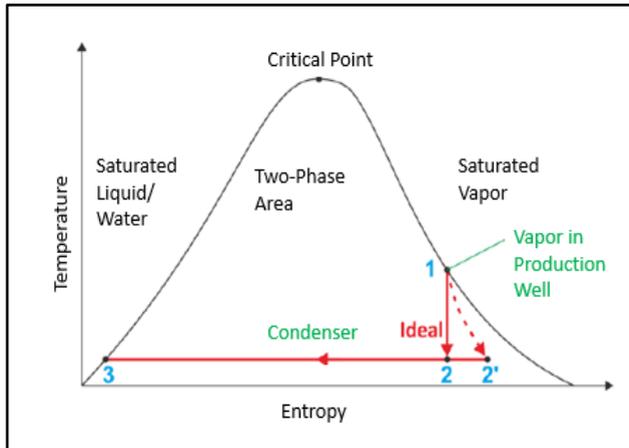
- Temperatur Rendah : $0.75\text{-}0.85 \text{ kJ/kg}^{\circ}\text{C}$
- Temperatur Menengah : $0.85\text{-}0.95 \text{ kJ/kg}^{\circ}\text{C}$
- Temperatur Tinggi : $0.95\text{-}1.10 \text{ kJ/kg}^{\circ}\text{C}$

2.2. Karakteristik Fluida Panasbumi

Fasa dari fluida panasbumi (uap maupun cair) dapat di tentukan melalui tekanan dan temperatur. Liquid adalah kondisi dimana harga temperatur fluida di bawah dari temperatur didih atau temperatur saturasi. Sebaliknya jika harga temperatur fluida di atas temperatur didih atau temperatur saturasi, maka fluida akan berubah fasa menjadi uap/gas.

Seperti di bahas sebelumnya, klasifikasi system panasbumi berdasarkan fasa fluidanya di bagi menjadi *liquid dominated* atau *vapour dominated*. Tipe tersebut ekonomis untuk di bangkitkan menjadi pembangkit listrik tenaga panasbumi pada daerah vulkanis. Skema termodinamis dari system

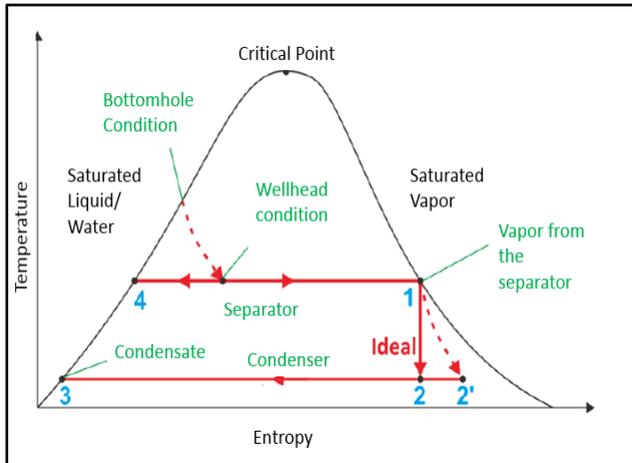
panasbumi biasanya di definisikan sebagai TS-diagram yang memiliki 3 area: liquid, 2 fasa, dan gas.



Gambar 1. Diagram TS Sistem Panasbumi Dominasi Uap

Gambar 1. Menggambarkan skema dari vapour dominated yang mana system tersebut jarang di temukan. Uap yang tersaturasi atau *superheated* dengan kualitas uap yang tinggi di produksi dari sumur seperti pada point 1. Point 1-2-3 menunjukkan proses dari kepala sumur, *turbine*, dan kemudian menuju kondensor. System ini lebih sederhana daripada system *liquid dominated*. Beberapa pembangkit listrik tenaga panasbumi yang memiliki

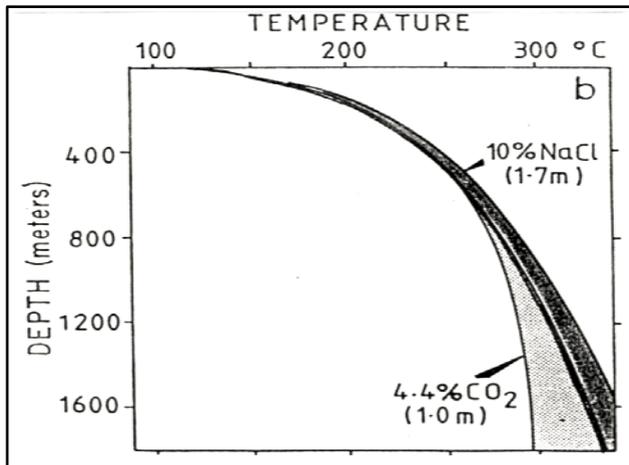
system ini adalah Kamojang (Indonesia), Geysers (AS), dan Lardello (Italia).



Gambar 2. Diagram TS Sistem Panasbumi Dominasi Uap

Gambar 2. Menunjukkan proses dari *flash system* pada system panasbumi. Sistem ini banyak ditemukan pada sistem sumur dua fasa atau system *liquid dominated*.

Selanjutnya, keberadaan gas yang tidak dapat terkondensasi (NCG) juga mempengaruhi sifat-sifat fluida panasbumi. Temperatur saturasi akan semakin rendah karena keberadaan NCG. Selain itu, keberadaan kandungan garam (NaCl) menyebabkan temperatur saturasi lebih tinggi dari cairan.



Gambar 3. Diagram TS Sistem Panasbumi Dominasi Uap

2.2.1. Sifat Fisik Fluida 1 Fasa

Parameter signifikan termodinamika dari satu fasa *liquid* (air dan uap) adalah sebagai berikut: volume spesifik (v_l dan v_g), densitas (ρ_l dan ρ_g), internal energy (u_l dan u_g), entalpi (h_l dan h_g), panas laten (h_{lg}), entropi (s_l dan s_g), dan viskositas (μ_l dan μ_g) pada berbagai suhu tekanan dan saturasi, ditentukan dari steam table atau korelasi polinomial untuk uap.

2.2.1.1. Volume Spesifik

Volume cairan spesifik adalah rasio antara volume dan massa cairan, yang satuannya dinyatakan oleh m^3 / kg . Nilai volume spesifik selalu ditentukan oleh tekanan dan temperatur dengan nilai yang diperoleh dari *steam table*.

2.2.1.2. Densitas

Densitas adalah fraksi antara massa dan volume cairan. Dengan kata lain, densitas adalah kebalikan dari volume spesifik. Oleh karena itu, densitas cairan dan gas dipengaruhi oleh suhu dan tekanan.

$$\rho = \frac{1}{v}$$

2.2.1.3. Internal Energy

Energi internal (u) adalah parameter yang mewakili jumlah panas dengan massa tertentu, satuan energi internal adalah kJ / kg . Sama seperti parameter lain, suhu dan tekanan juga mempengaruhi energi internal. *Steam table* dapat dimanfaatkan untuk mengidentifikasi energi internal.

2.2.1.4. Entalpi dan Panas Laten

Enthalpy adalah jumlah energi internal (u) dan energi yang dihasilkan oleh tekanan-volume. Berikut ini adalah persamaan untuk entalpi untuk fasa cair dan gas. Satuan entalpi identik dengan energi internal.

$$h_l = u_l + pv_l$$

$$h_g = u_g + pv_g$$

Panas laten (h_{lg}), adalah nilai panas yang di butuhkan untuk merubah fasa dari fasa cairan tersaturasi menjadi fasa uap tersaturasi (100% uap). Satuan dari panas laten adalah kJ/kg.

2.2.1.5. Entropi

Entropi adalah parameter termodinamika yang mewakili jumlah energi dalam suatu sistem di atas suhu tertentu dengan satuan kJ/K. Entropi sistem tertutup selalu meningkat. Dalam kondisi perpindahan panas, ia bergerak dari suhu yang lebih rendah ke yang lebih tinggi. Jika sistem terisolasi, entropi dapat dibalik. Entropi diukur untuk menentukan energi yang tidak digunakan, yang tidak dapat menghasilkan

energi dalam proses termodinamika. Proses-proses ini hanya terjadi ketika energi telah diubah menjadi usaha sehingga memiliki efisiensi maksimum secara teoritis. Entropi diidentifikasi dengan menggunakan *steam table*.

2.2.1.6. Viskositas

Viskositas adalah besaran fisik yang mengukur besarnya gesekan internal dalam suatu cairan. Viskositas dikategorikan ke dalam dua jenis: viskositas dinamis (μ) dan viskositas kinematik (ν). Viskositas kinematik adalah viskositas dinamis dibagi dengan densitas.

2.2.2. Sifat Fisik Fluida 2 Fasa

Parameter dua fasa dalam termodinamika selalu didefinisikan sebagai *dryness* atau kualitas uap (x). Secara matematis, *dryness* digambarkan dinyatakan dalam persamaan 3.6. m_g dan m_l didefinisikan sebagai laju massa uap / gas dan cairan / air.

$$x = \frac{m_g}{m_{total}} = \frac{m_g}{m_g + m_l}$$

Dalam parameter satu fasa, simbol g (untuk uap) dan l (untuk cairan) adalah parameter pada kondisi jenuh. Sementara itu, parameter ini dalam kondisi dua fasa didefinisikan dengan persamaan sebagai berikut:

$$h = h_l + x h_{lg}$$

$$s = s_l + x s_g$$

$$v = x v_g + (1 - x)v_l$$

$$u = x u_g + (1 - x)u_l$$

Jenis fluida, baik satu atau dua fasa biasanya diidentifikasi dengan membandingkan entalpi dengan entalpi cair dan gas dalam kondisi saturasi. Tabel 3 mewakili kriteria untuk menentukan jenis fluida dalam sistem panas bumi.

Tabel 3. Kriteria Penentuan Entalpi Fluida

(N,M Saptadji, Teknik Panasbumi 2004)

$h < h_l$	<i>Compressed Liquid</i>
$h = h_l$	<i>Saturated Liquid</i>
$h = h_g$	<i>Saturated Steam</i>
$h_l < h < h_g$	<i>Two-phase mixture (vapor and liquid)</i>
$h > h_g$	<i>Superheated Steam</i>

2.2.3. Dua Fasa Fluida Pada Batuan Reservoir

Umumnya, dalam reservoir dua fasa, tiap fasa diasumsikan terpisah dari fasa lainnya. Ruang pori pada batuan dapat mengandung uap atau cairan. Seperti dalam reservoir minyak bumi, fraksi volume pori mengandung air dan uap didefinisikan sebagai saturasi air / cairan (S_w atau S_l) dan saturasi gas / uap (S_v atau S_g). Berikut ini adalah persamaan untuk sifat-sifat fluida dua fasa dalam media pori sebagai fungsi dari saturasi cairan dan gas.

Densitas:

$$\rho = \rho_l S_l + \rho_g S_g$$

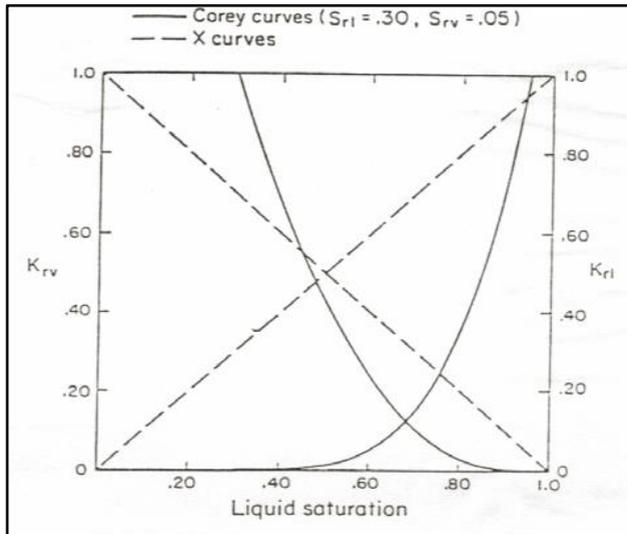
Enthalpy:

$$h = \frac{\rho_l S_l h_l + \rho_g S_g h_g}{\rho}$$

Energi Internal:

$$u = \frac{\rho_l S_l u_l + \rho_g S_g u_g}{\rho}$$

Properti dari fluida dua fasa saat pada kondisi aliran di pengaruhi oleh permeabilitas relative. Kurva permeabilitas relative Corey dan kurva permeabilitas linear seperti yang di gambarkan pada **Gambar 4** sering di gunakan pada reservoir panasbumi.



Gambar 4. Kurva Corey dan Kurva Permeabilitas Linear

Secara matematis, fungsi permeabilitas relatif Corey dapat di nyatakan dengan persamaan:

$$k_{rl} = (S_l^*)^4$$

$$k_{rg} = (1 - S_l^*)[1 - (S_l^*)^2]$$

Dimana,

$$S_l^* = \frac{S_l - S_{lr}}{1 - S_{lr} - S_{gr}}$$

S_{lr} and S_{gr} adalah saturasi residual cairan dan saturasi residual uap/gas. Pada aplikasi di panasbumi, parameter tersebut di asumsikan $S_{lr} = 0.3$ and $S_{gr} = 0.05$. Oleh karena itu, persamaan laju massa di simpulkan berdasarkan hokum Darcy sebagai fungsi permeabilitas relative, viskositas, tekanan dan tekanan hidrostatik.

$$\dot{m}_l = \frac{k k_{rl}}{\nu_l} (P - \rho_l g)$$

$$\dot{m}_g = \frac{k k_{rg}}{\nu_g} (P - \rho_g g)$$

Jika perpindahan panas secara konduktif di abaikan, laju panas dapat di hitung secara konvektif dengan persamaan:

$$Q_e = h_l \dot{m}_l + h_g \dot{m}_g$$

Jika hanya aliran horizontal yang di asumsikan, maka harga entalpi dan viskositas kinematic dari fluida dua fasa dapat di hitung dengan persamaan:

Flowing enthalpy (h_f)

$$h_f = \frac{h_l \frac{k_{rl}}{v_l} + h_g \frac{k_{rg}}{v_g}}{\frac{k_{rl}}{v_l} + \frac{k_{rg}}{v_g}}$$

Viskositas kinematik untuk 2 fasa (v_t):

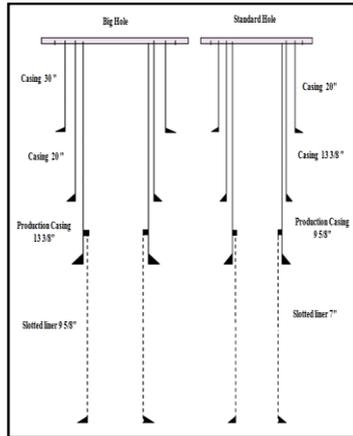
$$\frac{1}{v_t} = \frac{k_{rl}}{v_l} + \frac{k_{rg}}{v_g}$$

2.3. Aliran Vertikal Pada Sumur Panasbumi

Lapangan Panasbumi dengan reservoir ber-temperatur tinggi atau entalpi tinggi ($T > 225^\circ \text{C}$) kebanyakan menghasilkan uap kering atau campuran uap dua fasa di kepala sumur. Reservoir hanya menghasilkan uap kering karena saturasi air terletak pada saturasi air yang tak dapat direduksi (*irreducible saturation*).

Fluida air dalam kondisi reservoir ditetapkan sebagai satu fasa cairan. Kemudian, karena tekanan dan kehilangan temperatur di dalam lubang sumur, fluida akan mengalami proses *flashing*, menghasilkan uap yang terbentuk dari fasa cair. Selain campuran uap dan air, steam cap dengan volume besar dapat ditemukan pada reservoir water dominated. Steam cap

ini ditemukan dalam kondisi awal atau pada proses perubahan fasa karena produksi sumur.



Gambar 5. Konfigurasi Sumur Panasbumi

Adanya 3 pola aliran dalam sumur di pengaruhi oleh konfigurasi sumurnya. Umumnya, konfigurasi sumur yang terdapat di Indonesia di tampilkan pada **Gambar 5** *Standard hole* dikonfigurasi dengan casing produksi berdiameter 9 5/8" dan terdapat *slotted liner* dengan diameter 7". Sumur dapat dikatakan *big hole* apabila dia memiliki konfigurasi casing produksi 13 3/8", dan *slotted liner* sebesar 9 5/8" atau 10 3/4". Sumur panasbumi di dapat di bor secara vertical maupun berarah. Jika sudut inklinasinya kurang dari 2 derajat maka sumur

tersebut dapat di katakana sumur vertical, namun jika sudut inklinasinya mencapai 60 derajat maka sumur tersebut adalah sumur berarah.

2.3.1. Persamaan Dasar

Tiga persamaan kesetimbangan menentukan aliran fluida dalam lubang sumur dalam kondisi *steady state*, yaitu: massa, momentum, dan kesetimbangan energi. Menyusul persamaan merepresentasikan equilibriums ini masing-masing.

$$\frac{dm}{dz} = 0$$

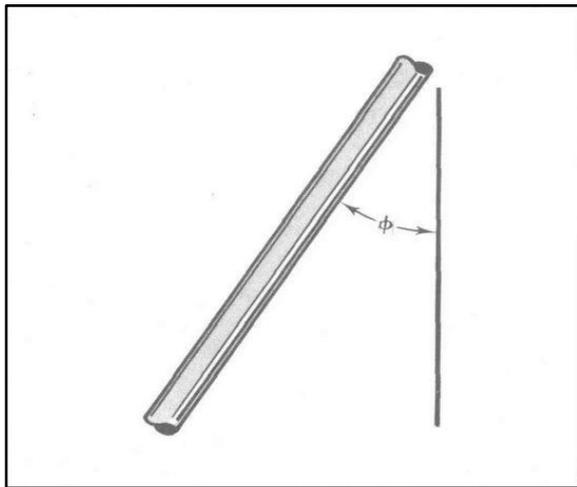
$$\frac{dP}{dz} - \left(\left(\frac{dP}{dz} \right)_{grav} + \left(\frac{dP}{dz} \right)_{fric} + \left(\frac{dP}{dz} \right)_{acc} \right) = 0$$

$$\frac{dE_t}{dz} \pm Q = 0$$

Fungsi M dalam perhitungan merepresentasikan mass rate dalam lubang sumur, z adalah kedalaman sumur, P adalah tekanan, Et adalah total energi, dan Q adalah heat flow di dalam atau diluar sitem.

2.3.2 Aliran Satu Fasa

Persamaan di atas merepresentasikan perhitungan kehilangan tekanan pada aliran 1 fasa. $\rho g \cos \theta$ merepresentasikan gravitational loss $(dP/dZ)_{\text{grav}}$ dengan mempertimbangkan sudut kemiringan lubang sumur. Pada sumur vertikal ($\theta = 0$, $\cos \theta = 1$), kehilangan tekanan diakibatkan oleh gravitasi dan densitas.



Gambar 6. Ilustrasi Sudut Inklinasi Sumur

$\frac{f \rho v^2}{2d}$ melambangkan gradien kehilangan tekanan $(dP/dz)_{\text{fric}}$ terjadi akibat adanya proses friksi

mekanik antara fluida dan dinding casing. Besarnya kehilangan tekanan akibat friksi dapat di tentukan dengan *velocity* dari fluida di dalam pipa. Selain itu, f adalah *friction factor* yang di identifikasi oleh pola aliran berdasarkan Reynolds number.

$$N_{Re} = \frac{\rho v d}{\mu}$$

Aliran dapat di katakana laminar flow jika $N_{Re} < 2000$, jika besarnya $N_{Re} > 4000$ maka aliran tersebut di katakana aliran turbulen. *Critical transition region* terjadi jika besarnya harga Reynolds number antara $2000 < N_{Re} < 4000$. Pada pola aliran laminar, factor friksi dapat di definisikan sebagai $f = 64/N_{Re}$. Faktor gesekan pada aliran turbulen, untuk pipa yang halus dan kasar, didekati dengan persamaan Chen (Hasan & Kabir, 2002), seperti pada persmaan berikut.

$$f = \frac{4}{\left[4 \log \left(\frac{\varepsilon/d}{3.7065} - \frac{5.0452}{N_{Re}} \log A \right) \right]^2}$$

ε adalah kekasaran absolut, d adalah diameter dalam pipa, sedangkan A adalah parameter tak berdimensi yang diberikan pada persamaan

$$A = \frac{(\varepsilon/d)^{1.1908}}{2.8257} + \left(\frac{7.149}{N_{Re}}\right)^{0.8981}$$

Hasan & Kabir (2002) merekomendasikan penggunaan persamaan Chen untuk menghitung faktor gesekan karena persamaan tersebut dapat diselesaikan secara eksplisit sehingga lebih efisien dalam perhitungan.

$\frac{\rho v dv}{dz}$ atau $(dP/dz)_{acc}$ merupakan gradien tekanan akibat akselerasi. Pada aliran fluida *incompressible*, satu fasa air, gradien tekanan akibat akselerasi dapat diabaikan. Pada aliran fluida *compressible* terjadi penambahan kecepatan seiring dengan berkurangnya tekanan, sehingga gradien tekanan akibat akselerasi perlu diperhitungkan. Pada aliran fluida *compressible* dv/dz dapat di nyatakan juga sebagai $-vdP/dz$. Sehingga persamaan 3.27. dapat di tuliskan ulang menjadi:

$$\frac{dP}{dz} = \frac{\rho d \cos \theta + \frac{f \rho v^2}{2d}}{1 - \frac{\rho v^2}{P_{ave}}}$$

Untuk persamaan kesetimbangan energi, laju kehilangan panas (Q) dapat diabaikan (*adiabatic*)

karena sebelum dialirkan biasanya sumur panas bumi dipanaskan (*heated up*) terlebih dahulu dengan cara memproduksikannya pada laju alir massa yang sangat kecil sekali (*bleeding*) kemudian terpanaskan lagi melalui kondisi transien sebelum mencapai *steady state*. Bjornsson (1987) menuliskannya sebagai:

$$\frac{dE_t}{dz} = m \frac{d}{dz} (gz \cos \theta + 0.5v^2 + h)$$

2.3.3. Aliran Dua Fasa

Dibandingkan dengan aliran satu fasa, aliran dua fasa lebih kompleks karena uap dan air bergerak pada kecepatan yang berbeda. Perbedaan kecepatan uap dan air pun tidak sama di sepanjang lubang sumur. Untuk mengevaluasi persoalan dalam aliran dua fasa, telah dikembangkan beberapa model empiris dan semi-analitis.

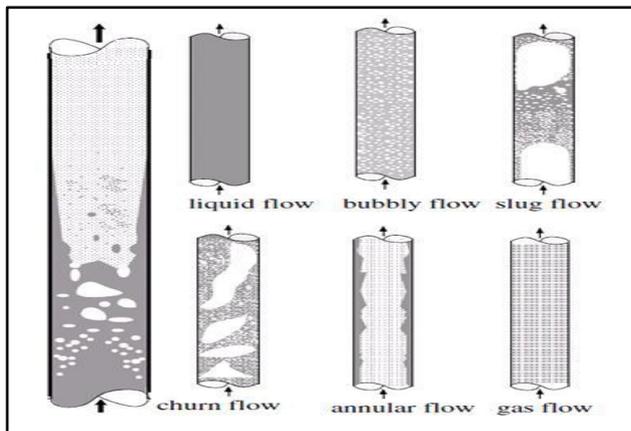
2.3.3.1. Pola Aliran

Di beberapa lapangan, sumur panas bumi dua fasa, di dasar sumur, memproduksikan fluida satu fasa air (*brine*) dari reservoir dominasi air. *Brine* di reservoir dapat berada pada kondisi *compressed liquid*

atau *saturated liquid*, dengan temperatur di atas 225 oC. Saat diproduksi ke permukaan, *brine* akan mengalami penurunan tekanan, sedangkan temperturnya relatif tetap karena *heat loss* yang terjadi kecil sekali. Kondisi ini mengakibatkan suatu saat tekanan air akan berkurang hingga mencapai tekanan saturasinya.

Setelah kondisi saturasi tercapai, maka penurunan tekanan berikutnya akan diikuti oleh penurunan temperatur yang menyesuaikan dengan temperatur saturasi. Walaupun temperatur *brine* turun, namun energinya tetap bertahan di dalamnya karena sebagian dari air akan berubah fasa menjadi uap (*flashing*). Pada mulanya terbentuk gelembung-gelembung uap kecil, dinamakan sebagai pola aliran (*flow pattern*) *bubbly*. Kemudian dalam perjalanannya menuju ke permukaan, *flashing* berlanjut dan mengakibatkan bertambahnya massa uap di dalam campuran. Sebagian gelembung-gelembung uap kecil menjadi lebih besar menyerupai peluru yang membentuk pola aliran *slug*. Setelah itu, campuran uap dan air akan memasuki pola aliran *churn*, dimana gelembung-gelembung uap yang berbentuk peluru

akan berubah menjadi bentuk yang tidak beraturan dengan ukuran yang lebih besar. Di dalam uap juga terdapat butiran-butiran kecil air yang bergerak dengan kecepatan yang sama. Pola aliran seperti ini dikenal sebagai *annular*. **Gambar 7.** memperlihatkan pola aliran secara visual.

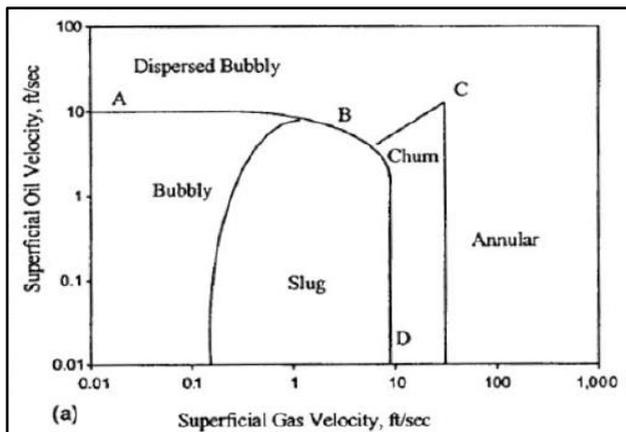


Gambar 7. Pola Aliran Fluida Vertikal
 (M. Massoud et al, “Fluid Mechanics and Heat Transfer”, 2005)

2.3.3.2. Metode Analisis Aliran Dua Fasa

Secara umum, korelasi yang dihasilkan mengklasifikasikan aliran ke dalam beberapa pola aliran yang batasannya bergantung dari beberapa parameter. Sebagai contoh, Hasan-Kabir

menggunakan lima macam pola aliran, yaitu bubbly, dispersed bubbly, slug, churn, dan annular, yang batasannya bergantung pada kecepatan superficial fasa gas dan fasa cair. Pembagian ini dikenal sebagai flow pattern map (Gambar 4). Pada setiap pola aliran digunakan persamaan yang berbeda-beda untuk menentukan fraksi volume uap dan air, yang kemudian digunakan untuk menentukan densitas campuran dan faktor gesekan.



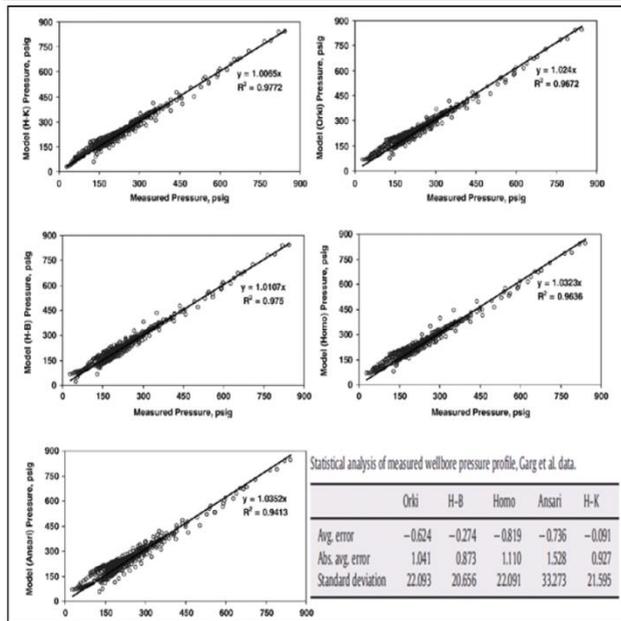
Gambar 8. Peta Pola Aliran oleh Hasan & Kabir

Hasan & Kabir kemudian membandingkan model Drift-flux dengan model-model lain, seperti Hagedorn & Brown, Orkiszewski, Anzari, dan

Homogeneous, menggunakan data landaian tekanan dari 31 survei PTS sumur panas bumi. Model Homogeneous adalah model yang paling sederhana, karena mengasumsikan uap dan air bergerak dengan kecepatan yang sama. Hasil yang diperoleh, seperti diperlihatkan pada **Gambar 8**, menunjukkan bahwa model-model tersebut cukup baik untuk memperkirakan kehilangan tekanan. R² persamaan garis linear antara perhitungan dan pengukuran lebih besar dari 0.96, kecuali pada model Ansari (0.94). Model Homogeneous, yang tidak memperhitungkan kecepatan *slip*. Hal ini diperkirakan terjadi karena mayoritas aliran sudah memasuki pola aliran *annular* dimana uap dan air bergerak pada kecepatan yang sama. Dengan mempertimbangkan hal di atas, maka dalam tesis ini digunakan dua model yaitu *Homogeneous* dan *Drift-flux*.

Hasan & Kabir kemudian membandingkan model Drift-flux dengan model-model lain, seperti Hagedorn & Brown, Orkiszewski, Anzari, dan Homogeneous, menggunakan data landaian tekanan dari 31 survei PTS sumur panas bumi. Model Homogeneous adalah model yang paling sederhana,

karena mengasumsikan uap dan air bergerak dengan kecepatan yang sama. Hasil yang diperoleh, seperti diperlihatkan pada **Gambar 9**, menunjukkan bahwa model-model tersebut cukup baik untuk memperkirakan kehilangan tekanan.



Gambar 9. Perbandingan Beberapa Model dengan Data Sebenarnya pada Sumur Panasbumi

(A. Hasan et al., “Modelling Two Phase Fluid and Heat Flow”, 2010)

Analisis kehilangan tekanan pada aliran dua fasa pada dasarnya menggunakan persamaan yang serupa dengan persamaan pada aliran satu fasa, hanya saja densitas dan kecepatan yang digunakan adalah densitas dan kecepatan campuran.

Berikut adalah persamaan yang di gunakan untuk menghitung gradien kehilangan tekanan,

$$\frac{dP}{dZ} = \frac{\rho_m g \cos\theta + \frac{f \rho_m v_m^2}{2d}}{1 - \frac{\rho_m v_m^2}{P_{ave}}}$$

2.3.3.2.1. Model Homogeneous

Seperti telah dijelaskan pada beberapa paragraf sebelumnya, model Homogeneous mengasumsikan bahwa uap dan air bergerak dengan kecepatan yang sama sehingga persamaan densitas dan viskositas campuran pada persamaan 3.41 & 3.42 dapat dirumuskan juga sebagai fungsi dari kualitas uap

$$\frac{1}{\rho_m} = \frac{x}{\rho_l} + \frac{1-x}{\rho_g}$$

$$\frac{1}{\mu_m} = \frac{x}{\mu_l} + \frac{1-x}{\mu_g}$$

Kecepatan fluida campuran adalah penjumlahan dari kecepatan *superficial* uap dan air,

$$v_m = v_{sg} + v_{sl}$$

Setelah mengetahui densitas, viskositas, dan kecepatan campuran, maka dapat dihitung faktor gesekan dengan menggunakan persamaan (3.25). Setelah itu, kehilangan tekanan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (3.40).



Gambar 10. Prosedur Perhitungan Gradien Kehilangan Tekanan Model *Homogenous*
(J.Situmorang, “*Interpretating PTS Data*”, 2012)

Pada **Gambar 10** diperlihatkan diagram alir perhitungan kehilangan tekanan menggunakan model Homogeneous. Pada gambar tersebut dijelaskan langkah-langkah yang harus ditempuh untuk mendapatkan gradien tekanan (dP/dz) dengan menggunakan input data berupa tekanan alir (P), enthalpi (h), laju alir massa (m), diameter pipa (d), dan kekasaran pipa (ε).

2.3.3.2.2. Model Drift-flux

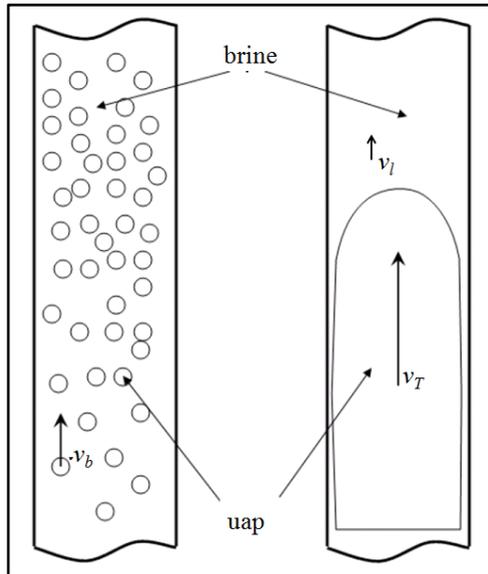
Konsep *drift-flux* pertama kali diperkenalkan oleh Zuber & Findlay pada tahun 1965. Prinsip dasar dari model ini adalah bahwa *void fraction* (fg) dapat dievaluasi berdasarkan laju alir massa persatuan luas (*mass flux*) dan distribusi *void* nya di dalam satuan area pipa tertentu (Massoud, 2005). Pada saat itu juga diperkenalkan pertama kali konstanta Co yang nilainya didasari pada distribusi uap.

Konsep *drift-flux* kemudian banyak dipergunakan oleh beberapa peneliti lain seperti J. Situmorang, Rahman, Zahradnic, Ishii, Lahey, Malnes, Hasan & Kabir, dll. Mereka memodifikasi persamaan Zuber & Findlay, karena sistem dimana

mereka melakukan percobaan dinilai berbeda dengan kondisi sistem dimana Zuber & Findlay mengembangkan persamaannya. Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, pada bagian ini yang akan dijelaskan adalah model Drift-flux Hasan & Kabir (2010).

Sama halnya dengan model Homogeneous, persamaan matematis kehilangan tekanan total pada model Drift-flux menggunakan persamaan (3.40). Untuk menyelesaikan persamaan (3.40), harus dihitung terlebih dahulu v_m , ρ_m , μ_m , dan f . Faktor gesekan baru dapat dihitung jika kecepatan, densitas, dan viskositas campuran telah diperoleh. Persamaan (3.43) digunakan untuk mendapatkan v_m . Sedangkan untuk memperoleh ρ_m , μ_m digunakan persamaan (3.38) dan (3.39), yang berarti harus terlebih dahulu ditentukan nilai *void fraction* atau *liquid holdup*nya. Jadi dapat dikatakan bahwa yang menjadi persoalan utama di sini, sama dengan model-model *separated* dua fasa lainnya, adalah bagaimana menentukan nilai f_g atau f_l dengan memperhitungkan adanya perbedaan kecepatan antara uap dan air. **Gambar 3.11**

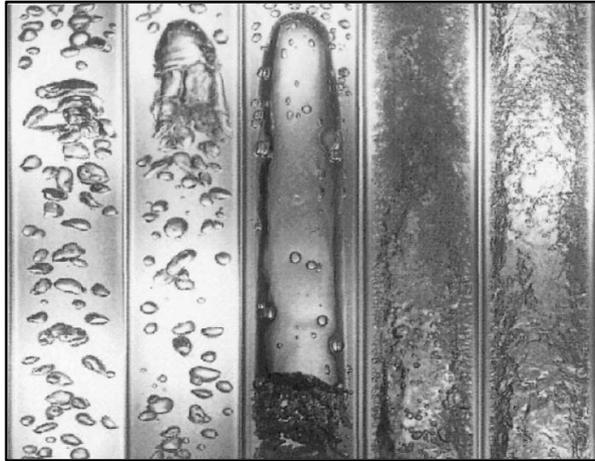
menunjukkan ilustrasi perbandingan kecepatan aliran uap dan cairan.



Gambar 11. Perbandingan Kecepatan Aliran Uap dan Cairan

Penentuan *void fraction* bergantung pada pola alirannya. Model ini menggunakan lima pola aliran yaitu *bubbly*, *dispersed bubbly*, *slug*, *churn*, dan *annular*. Pada dasarnya, disetiap pola aliran, fasa yang lebih ringan (uap) bergerak lebih cepat dibandingkan dengan fasa yang lebih berat (air), dikarenakan adanya efek *buoyancy* dan

kecenderungan uap untuk bergerak di bagian tengah pipa.



Gambar 12. Distribusi Void Fraction pada Aliran 2 Fasa

(M. Ishii et al., “Thermo-Fluids dynamics of Two-Phase flow”, 2006)

Efek *buoyancy* pada fasa uap diwakilkan oleh parameter v (*rise velocity*). Untuk gelembung uap yang berukuran kecil, *rise velocity*-nya diwakili oleh $v_{\square b}$, sedangkan pada gelembung uap yang lebih besar diwakili oleh $v_{\square T}$ (**Gambar 7**) Efek distribusi fasa uap di dalam pipa diwakili oleh parameter Co (*flow parameter*). Jika perbandingan jumlah uap di bagian

tengah sama dengan jumlah uap di daerah sekitar dinding pipa, maka digunakan nilai Co minimum, contohnya pada aliran *annular*. Jika uap di bagian tengah banyak, sedangkan di daerah dekat dengan dinding hampir tidak ada, maka nilai Co maksimum. Contohnya adalah pada aliran *bubble* (**Gambar 3.8**). Nilai Co berada dalam rentang 1-1.2. Dengan menggunakan kedua parameter di atas, maka kecepatan *in-situ* fasa uap dapat dituliskan sebagai $v_g = C_0 v_m + v_{\infty}$. Mengingat pada persamaan (3.36) *void fraction* dirumuskan sebagai $f_g = v_{sg}/v_g$, maka dapat juga dituliskan menjadi

$$f_g = \frac{v_{sg}}{C_0 v_m + v_{\infty}}$$

Persamaan (3.44) berlaku umum untuk kelima pola aliran, namun nilai Co dan v yang digunakan berbeda, seperti diperlihatkan pada **Tabel 3**.

Tabel 4. Nilai Co dan v yang Digunakan Pada Masing-masing Pola Aliran

Flow Pattern	Co	v_{∞}
Bubbly	1.2	$v_{\infty b}$
Slug	1.2	$v_{ave \infty}$
Churn	1.15	$v_{ave \infty}$
Dispersed Bubbly	1.15	$v_{\infty b}$

Annular	1	0
---------	---	---

Pada pola aliran *bubbly* dan *dispersed bubbly*, gelembung-gelembung uap masih berukuran kecil, sehingga untuk *rise velocity* digunakan $v_{\square b}$. Pada aliran *slug* dan *churn*, terdapat gelembung-gelembung uap berukuran besar dan kecil sehingga nilai *rise velocity* yang digunakan adalah $v_{\square\square\square}$ yang merupakan rata-rata $v_{\square b}$ dan $v_{\square T}$ yang didasari oleh perbandingan kecepatan *superficial* gas (v_{sg}) dan kecepatan transisi dari pola aliran *bubbly* ke *slug* (v_{gb}). Pada pola aliran *annular*, uap telah mengalir secara utuh, sehingga *rise velocity*-nya sama dengan nol.

$$v_{\infty b} = 1.53 [g(\rho_l - \rho_g)\sigma/\rho_l^2]^{0.25}$$

$$v_{\infty T} = 0.35 [gD(\rho_l - \rho_g)/\rho_l(F_\theta)]^{0.5}$$

$$v_{ave \infty} = v_{\infty b} \left(1 - e^{-\frac{0.1v_{gb}}{(v_{sg}-v_{gb})}} \right) + v_{\infty T} \left(e^{-\frac{0.1v_{gb}}{(v_{sg}-v_{gb})}} \right)$$

F_θ merupakan koreksi pada sumbu berarah yang memiliki inklinasi θ ,

dirumuskan sebagai:

$$F_{\theta} = \sqrt{\cos\theta}(1 + \sin\theta)^{1.2}$$

$$v_{gb} = (0.34v_{sl} + 0.36v_{\infty})\cos\theta$$

Untuk menghitung kehilangan tekanan, langkah pertama yang harus dilakukan adalah menentukan pola aliran yang terbentuk. Setiap pola aliran dapat terjadi jika syarat-syarat pembentukannya terpenuhi. Untuk itu perlu diketahui batasan pada zona transisi dari satu pola aliran ke pola aliran lainnya.

Berdasarkan hasil penelitian Zuber & Findlay (1965), transisi dari *bubbly* ke *slug* terjadi ketika fg bergerak melebihi nilai 0.25. Kemudian Hasan & Kabir (2002) merumuskan kecepatan *superficial* gas dimana transisi terjadi (v_{gb})

Berdasarkan hasil penelitian dari Taital et al., jika $v_{\square} > T v_{\square}$, \square maka pola aliran yang terbentuk bukanlah *bubbly* atau *slug*, melainkan *dispersed bubbly*. Pola aliran ini dapat terjadi pada aliran dalam pipa berukuran kecil dengan kecepatan tinggi sehingga mencegah terbentuknya gelembung-gelembung uap berukuran besar, kendati persamaan telah terpenuhi. *Dispersed bubbly* masih akan

bertahan pada $vm > vms$. Persamaan (3.50) digunakan untuk menentukan vm , sedangkan vms dirumuskan sebagai berikut:

$$0.971V_{ms}^{1.2} \left(\frac{f}{d}\right)^{0.4} \left(\frac{\rho_l}{\sigma}\right)^{0.6} \left(\frac{\sigma}{g(\rho_l - \rho_g)}\right)^{0.5} = 0.725 + 4.15 \left(\frac{v_{sg}}{v_m}\right)^{0.5}$$

transisi dari *dispersed bubbly* ke *slug* terjadi jika,

$$v_{sg} > 1.08v_{sl}$$

Transisi dari *slug* ke *churn* terjadi jika kondisi $vm > vms$ dan $vsg > 1.08vsl$ terpenuhi. Taital juga menyatakan bahwa transisi dari *churn* ke *annular* terjadi jika $vsg > vgc$, dimana vgc dirumuskan sebagai:

$$v_{gc} = 3.1 \left[g\sigma \left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g^2} \right) \right]^{0.25}$$

kemudian Hasan & Kabir menambahkan satu syarat lagi bahwa setidaknya fg telah mencapai 0.7 untuk mempertahankan aliran uap yang utuh. Hal ini dibutuhkan karena jika hanya persamaan tersebut yang digunakan, maka pada tekanan tinggi, pola aliran *annular* dapat terbentuk pada kecepatan uap yang kecil.

Perubahan nilai Co terjadi pada zona transisi dari *slug* ke *churn* dan *churn* ke *annular*. Untuk transisi dari *slug* ke *churn*, digunakan persamaan berikut:

$$C_0 = 1.2 \left(1 - e^{\frac{-0.1v_{ms}}{(v_m - v_{ms})}} \right) + 1.15 \left(e^{\frac{-0.1v_{ms}}{(v_m - v_{ms})}} \right)$$

sedangkan untuk transisi dari *churn* ke *annular*, digunakan persamaan:

$$C_0 = 1.15 \left(1 - e^{\frac{-0.1v_{gc}}{(v_{sg} - v_{gc})}} \right) + 1.0 \left(e^{\frac{-0.1v_{gc}}{(v_{sg} - v_{gc})}} \right)$$

Untuk menghitung kehilangan tekanan menggunakan model Drift-flux, dilakukan proses pengecekan pola aliran terlebih dahulu dengan urutan *annular*, *dispersed bubbly*, *bubbly*, *slug* dan terakhir *churn*. Setelah pola alirannya diketahui, maka dengan nilai Co dan v_{\square} yang diperoleh dari **Tabel 3**, dapat ditentukan nilai fg , sehingga akhirnya dapat ditentukan dP/dz .

2.4. 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 14. Deposisi *Scale* pada Dinding Sumur

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:

Table 5. Komposisi Kimia yang Terdapat pada Reservoir Panas Bumi

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

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*).

2.4.1. 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

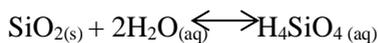
scale yang juga sangat umum dijumpai pada sumur-sumur panas bumi adalah *scaling* silika. Berbeda dengan kalsit, silika *scaling* biasanya ditemukan pada sistem panas bumi temperatur tinggi. Di dalam reservoir, konsentrasi silika pada fluida geothermal dikontrol oleh kelarutan kuarsa yang naik seiring 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

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



Kuarsa *Silica acid*

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

$$\text{Log } C = -13109/T + 5.19$$

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):

$$t = -42.196 + 0.28831 * C - 3.6685 \times 10^{-4} * C^2 + 3.1665 \times 10^{-7} * C^3 + 77.034 * \log C.$$

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 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 :

- 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.

2.4.1.2. 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, 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

2.4.2. Scale Calcium Sulfate (CaSO₄)

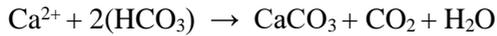
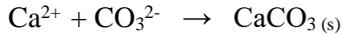
Scale Calcium Sulfate terbentuk dari reaksi ion kalsium dan ion sulfat reaksinya sebagai berikut:



Jenis kalsium sulfat pada umumnya berupa gypsum atau hidrous kalsium sulfat (CaSO₄·2H₂O), dimana CaSO₄ hanya terbentuk anhidrit (CaSO₄) ataupun hemihidrat (CaSO₄·1/2 H₂O), dimana CaSO₄ hanya terbentuk pada *temperatur* tinggi.

2.4.3. Scale Kalsium Karbonat (CaCO₃)

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

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

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

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

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:

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

Harga SI (*Supersaturation Index*) dihitung menggunakan persamaan,

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

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.

2.4.4. 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 Ca^{2+} , HCO_3^- , 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.

2.4.5. Perhitungan Perkiraan Terjadinya *Scaling*

Dalam memperkirakan terjadinya *scaling* Silika digunakan metode *Stiff-Davis*. Metode ini menggunakan *ionic strength* (μ) sebagai koreksi terhadap total konsentrasi garam dan temperatur. Persamaan yang digunakan untuk menentukan harga *ionic strength* adalah sebagai berikut:

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

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:

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

Dimana:

SI = *Stability Index*

pH = pH air sebenarnya

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

Harga K didapat dari grafik pada **Gambar 2**.

Tabel 6. Faktor Konversi Perhitungan *Ionic Strength*

Ion	Faktor Konversi, μ			
	dari ppm		dari meq/lt	
Na ⁺	2,20 x	10 ⁻⁵	5,0 x	10 ⁻⁴
Ca ²⁺	5,00 x	10 ⁻⁵	1,0 x	10 ⁻³
Mg ²⁺	8,20 x	10 ⁻⁵	1,0 x	10 ⁻³
Fe ³⁺	8,10 x	10 ⁻⁵	1,5 x	10 ⁻³
Cl ⁻	1,40 x	10 ⁻⁵	5,0 x	10 ⁻⁴
HCO ₃ ⁻	0,82 x	10 ⁻⁵	5,0 x	10 ⁻⁴
SO ₄ ²⁻	2,10 x	10 ⁻⁵	1,0 x	10 ⁻³
CO ₃ ²⁻	3,30 x	10 ⁻⁵	1,0 x	10 ⁻³

Sedangkan untuk pCa dan pCAIk ditentukan dengan persamaan berikut:

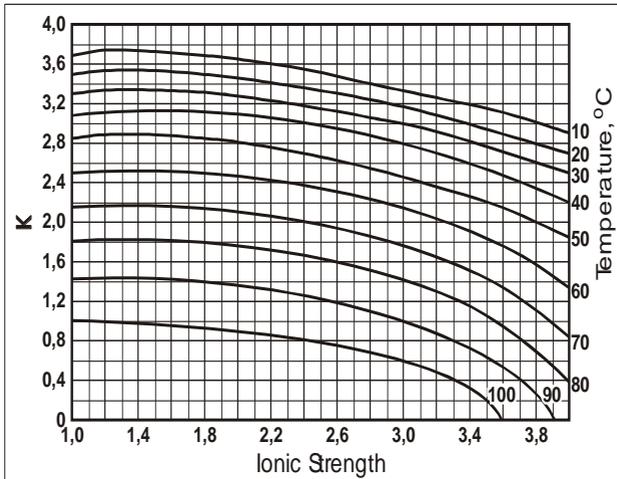
$$pCa = \log\left(\frac{1}{\text{mol Ca}^{2+}/\text{liter}}\right)$$

dimana,

$$\text{mol Ca}^{2+} = \frac{\text{gram Ca}^{2+}}{\text{Berat Molekul Ca}}$$

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

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



Gambar 15. Harga K pada Berbagai Ionic Strength

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

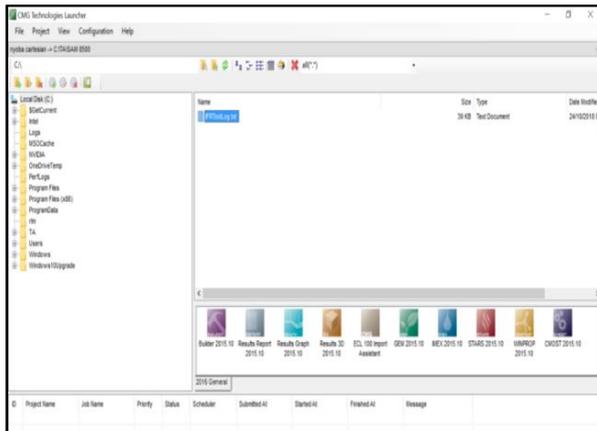
2.5. Software CMG (Computer Modelling Group)

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 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.

2.5.1. *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.



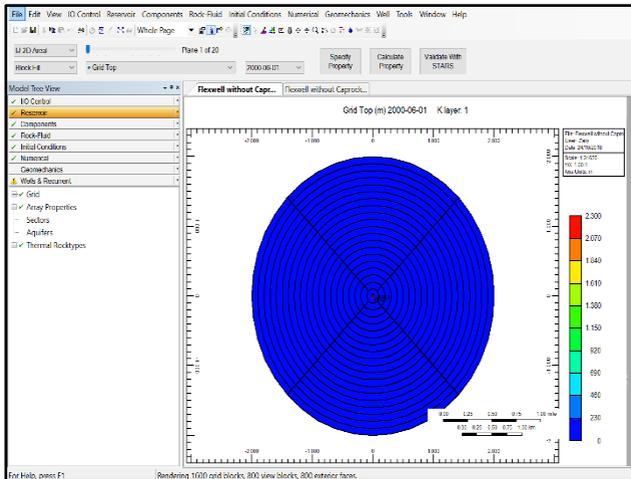
Gambar 16. CMG Technologies Launcher

2.5.2. Model Builder

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

- Input/ output Control
- Reservoir Discription
- Component Properties
- Rock Fluid Data

- Initial Conditions
- Numerical Method Control
- Well and Recurrent



Gambar 17. CMG Model Builder

2.5.2.1. Input/Output Control

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

2.5.2.2. Reservoir Description

Tahapan ini digunakan untuk pembuatan model reservoir (pemilihan jenis grid yang akan digunakan

serta jumlah grid yang akan dipakai), memasukkan 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.

2.5.2.3. 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.

2.5.2.4. Rock-Fluid Data

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

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

2.5.2.5. 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.

2.5.2.6. 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.

2.5.2.7. 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.

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.

2.5.3 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.

2.5.4. 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.

2.5.5. 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.

BAB III

PEMODELAN PEMBENTUKAN SCALING PADA LAPANGAN PANAS BUMI

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 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.

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. \

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. Prinsip dasar lubang bor aliran vertikal sebagaimana disebutkan

dalam bab 4 seperti persamaan momentum dan keseimbangan energi diselesaikan untuk setiap bagian lubang sumur dalam perhitungan SAM. 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.

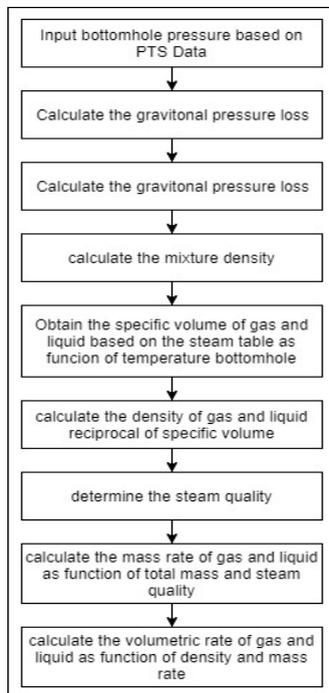
3.3. Flexwell

Sumur Flexwell yang dipilih adalah sumur produsen MBE2, yang telah ditentukan oleh Sink-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 ditunjukkan pada tabel 7-1 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 yang ditunjukkan pada bab 4.3.4, kualitas uap dapat dihitung. Kerapatan cairan dan gas yang diperoleh mengacu pada suhu lubang dasar berdasarkan tabel uap, yang kebalikan dari volume spesifik mewakili kerapatan cairan dan gas. Kemudian, setiap laju volumetrik cairan dan gas dapat ditentukan.



Gambar 18. Procedure of Volumetric Rate Determination

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).

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

Seperti yang dibahas di Bab sebelumnya, perhitungan Flexwell membutuhkan konfigurasi lubang bor yang lengkap, Selain itu, bagian-bagian

sumur yang di perforasi maupun tidak 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.

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*.

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* Silika Pada Sumur Panas Bumi X Lapangan XT

Sumur lapangan panasbumi XT merupakan sumur dua fasa uap yang di bor pada tahun 1997.

Sumur ini memiliki kedalaman 2306 mMD dan merupakan sumur berarah yang memiliki target daerah dua fasa pada lapangan XT bagian tengah. Sumur ini memiliki laju produksi inisial sebesar 109.5 kg/s dengan elthalpy sebesar 1574.5 kJ/kg pada WHP 12.1 barg. Namun pada perjalannya, produksi sumur ini tidak seperti yang di harapkan, pada tahun 2014 laju produksi sumur mencapai 26.4 kg/s. Dari hasil analisa geokimia sumur X pada mey 2014, konsentrasi SiO₂ dari fluida produksi sebesar 639.36 ppm, konsentrasi Cl 16875 ppm, dan Silica saturated indeks (SSI) dari sumur X mencapai 1,78. sehingga dapat di indikasikan mengalami *silica scalling*.

3.8.1. Pemodelan Reservoir Menggunakan CMG STARS

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.

Sifat-sifat porositas, permeabilitas dan saturasi diasumsikan homogen dalam simulasi ini. Nilai

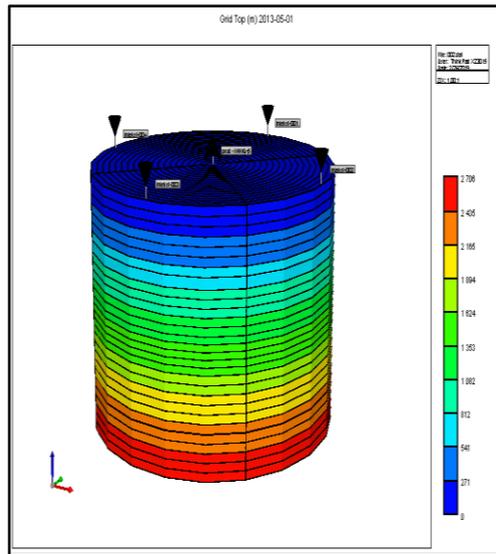
porositas berdasarkan penelitian sebelumnya dan nilai rata-rata dalam pemodelan reservoir dinamis dalam sumur ini adalah 0,07. Rentang permeabilitas cukup tinggi di lapangan panas bumi ini. Nilai permeabilitas k_i , k_j , dan k_k dibahas lebih lanjut dalam analisis sensitivitas. Saturasi air dalam simulasi ini diatur dengan nilai 0,15.

Tabel 7. Data Input Array Properties

Porosity	0.07
Horizontal Permeability (I, J)	100
Vertical Permeability (K)	50
Gas Saturation	0.3
Water Saturation	0.15
Oil Saturation	0
Null Blocks	1
Volume Modifiers	1000
Water Mole Frac. (WATER)	0.999892
Water Mofe Frac. (SiO2)	0.000108143

Setelah membuat bentuk grid silindris, langkah selanjutnya adaah dengan menentukan ketebalan dan kedalaman layer. Pada sumur X, perforasi di lakukan

mulai pada kedalaman 800m yang kemudian di definisikan sebagai layer 9 oleh penulis. Pada sumur X terdapat 3 feedzone dimana major feedzone adalah pada kedalaman 800m dengan ketebalan 30m. berikut adalah data input ketebalan dari grid model sumur X.



Gambar 19. Model Reservoir 3D

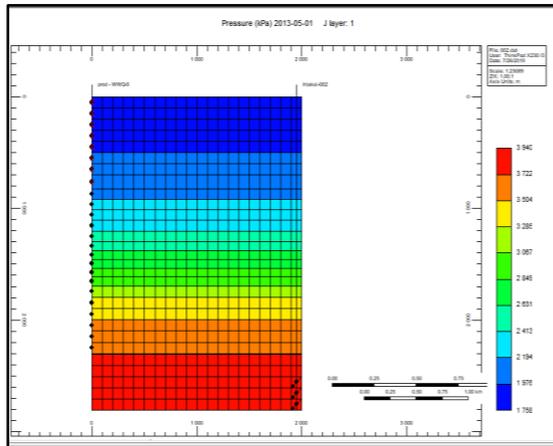
3.8.2. Pemodelan Sumur Panas Bumi X

Membangun model sumur X dan juga formasi di sekelilingnya yang menjadi suplai air/uap pada reservoir dan juga mempengaruhi perpindahan panas antara sumur X dengan formasi di sekitarnya. Pada

luas sistem yang di bangun, penulis mengasumsikan luas dari masing-masing Grid adalah 20 m yang kemudian di kalikan 100 Grid menjadi 2000 m kearah horizontal. Sedangkan pada arah vertical, Grid ini di buat dengan jumlah 30 grid pada k-grid yang terdiri dari 24 grid untuk sumur dan 6 grid tiruan. 6 grid tersebut kemudian di bagi lagi menjadi 3 grid kosong dan 3 grid reservoir. Tujuan pembuatan grid tiruan tersebut adalah untuk memodelkan reservoir panasbumi yang termasuk di dalamnya suplai air dan sumber panas.

Table 8. Lokasi Grid Sumur Injeksi & Produksi

Grid	Produksi	Injeksi			
	X	1	2	3	4
i	1	20	20	20	20
j	1	1	2	3	4
k	9-24				



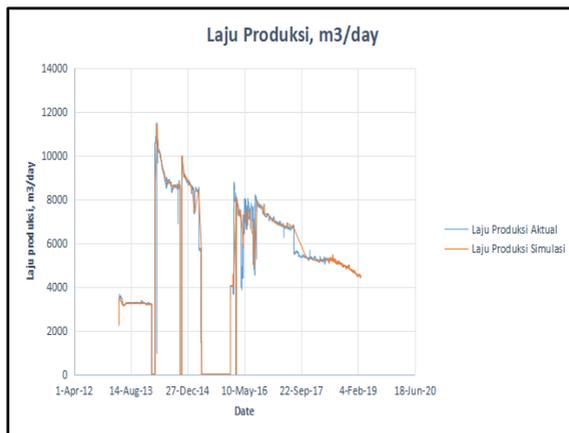
Gambar 20. Cross Section 2D Model Sumur X

Sumur produksi pada langkah ini hanya di perforasi pada grid *feedzone*: k 9-15. Di sisi lain, sumur injeksi di definisikan memiliki perforasi pada zona grid tiruan seperti yang ditunjukkan pada **Tabel 3**. Di bagian *sink-source*, beberapa kemungkinan harga *constraints* sumur di uji coba dalam. *Constraint* dari data BHP dan juga laju alir sumur fluida dan gas dilakukan dengan mengimpor data produksi. *Bottomhole pressure* kemudian dipertahankan sebagai constraint primer atau sekunder untuk mencapai hasil yang di anggap sesuai. Dalam menu *Well Completion Data*, dimungkinkan untuk memilih referensi lapisan yang diinginkan di zona perforasi. Untuk *history*

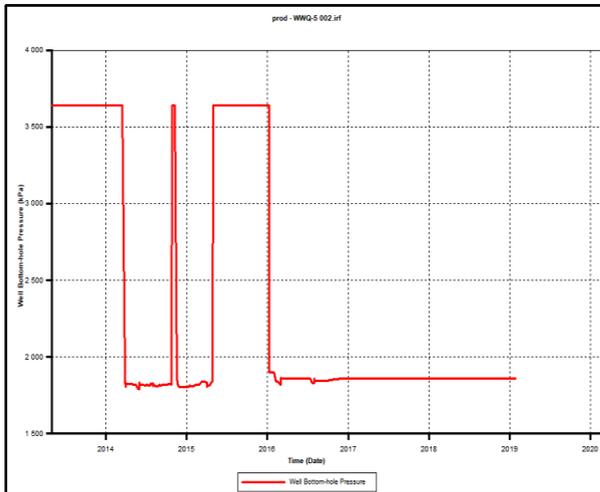
matching, lapisan perforasi di bagian paling atas / pertama dari atas dipilih karena digunakan sebagai referensi pengukuran kedalaman reservoir untuk *history matching*.

3.8.3. Reservoir History Matching Output Sumur X

Data yang di gunakan disini juga bukanlah data actual produksi sumur X, 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 X pada model yang tidak terjadi problem *scaling*.



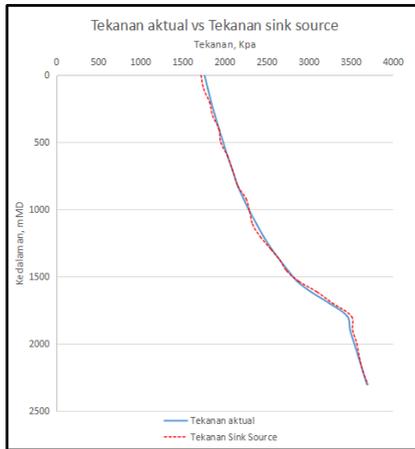
Gambar 21. Hasil *History Matching* Laju Uap Sumur X



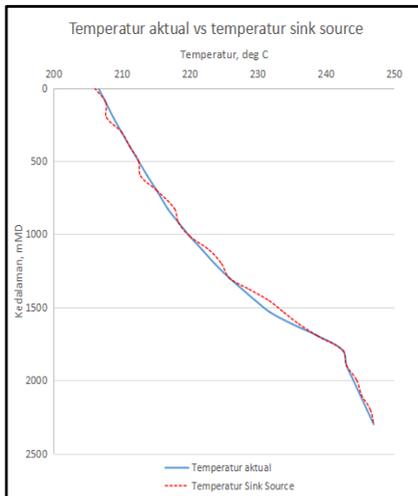
Gambar 22. Tekanan Reservoir (BHP) Model Sumur X

3.8.4. Hasil Simulasi *Sink Source* Sumur X

Gambar 23. dan Gambar 24. menunjukkan grafik tekanan & temperature antara data aktual dan model yang relatif cocok. Oleh karena itu, model Sink-Source yang cocok ini terus digunakan sebagai dasar untuk model sumur bor SAM dan Flexwell.



Gambar 23. Profil Tekanan Data Simulasi Sink Source vs Data Aktual



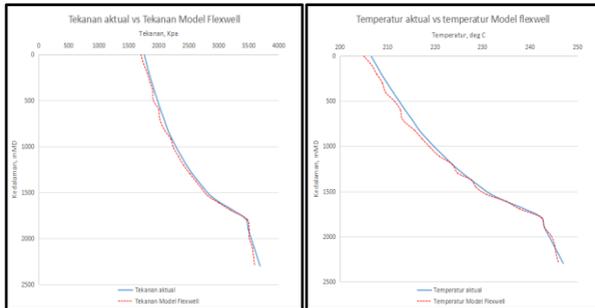
Gambar 24. Profil Temperatur Data Simulasi Sink Source vs Data Aktual

3.8.5. Hasil Simulasi Flexwell Sumur X

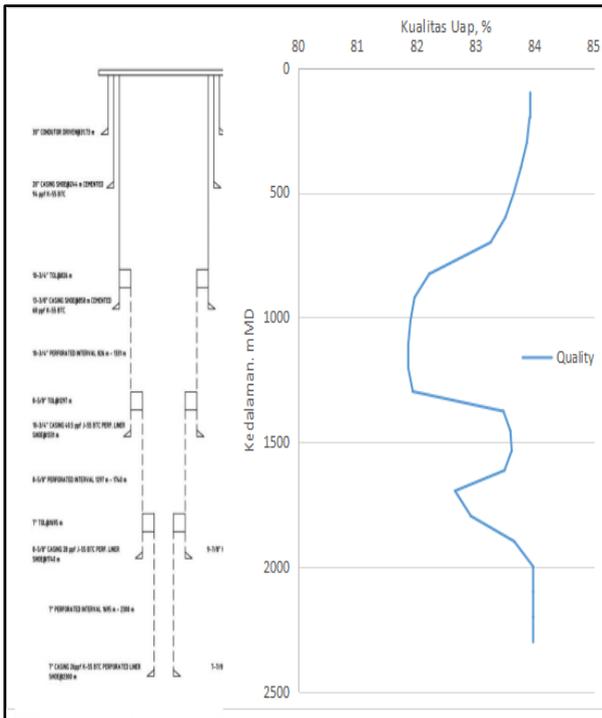
Tabel 9. Output Simulasi Flexwell

Pressure (kPa)	Temperature(C)	Water Saturation	Oil Saturation	Gas Saturation	Quality(K)	Depth(m)	Length(m)	Perforation
2287.98	218.277	0.751717E-02	0.00000	0.992483	83.9216	50.0000	300.000	1,1,1 'prod -
2380.61	218.755	0.925775E-02	0.00000	0.990742	83.9181	150.000	200.000	1,1,2 'prod -
2329.38	219.231	0.168871E-01	0.00000	0.983953	83.9647	250.000	300.000	1,1,3 'prod -
2350.32	219.709	0.388349E-01	0.00000	0.969165	83.7639	350.000	400.000	1,1,4 'prod -
2371.63	220.192	0.676287E-01	0.00000	0.952171	83.6458	450.000	500.000	1,1,5 'prod -
2391.26	220.679	0.676916E-01	0.00000	0.932204	83.5018	550.000	600.000	1,1,6 'prod -
2415.25	221.170	0.100147	0.00000	0.899853	83.2582	650.000	700.000	1,1,7 'prod -
2440.70	221.725	0.215520	0.00000	0.784472	82.2130	751.000	825.000	1,1,8 'prod -
2466.77	222.300	0.239155	0.00000	0.760865	81.9050	873.000	920.000	1,1,9 'prod -
2489.48	222.803	0.245514	0.00000	0.754486	81.8958	967.000	1014.00	1,1,10 'prod
2512.46	223.301	0.248847	0.00000	0.751153	81.8577	1061.00	1100.00	1,1,11 'prod
2535.70	223.801	0.248823	0.00000	0.751177	81.8572	1155.00	1202.00	1,1,12 'prod
2559.27	224.304	0.241570	0.00000	0.758430	81.9357	1249.50	1297.00	1,1,13 'prod
2580.79	224.761	0.715040E-01	0.00000	0.928240	83.4678	1336.50	1376.00	1,1,14 'prod
2599.52	225.156	0.557097E-01	0.00000	0.944290	83.5861	1415.50	1455.00	1,1,15 'prod
2618.31	225.550	0.520865E-01	0.00000	0.947392	83.6086	1494.50	1534.00	1,1,16 'prod
2637.25	225.945	0.692876E-01	0.00000	0.930712	83.4857	1573.50	1613.00	1,1,17 'prod
2656.89	226.352	0.109968	0.00000	0.830812	82.6495	1654.00	1695.00	1,1,18 'prod
2680.33	226.835	0.139795	0.00000	0.804215	82.9186	1745.50	1796.00	1,1,19 'prod
2706.26	227.365	0.468839E-01	0.00000	0.953196	83.6580	1846.50	1897.00	1,1,20 'prod
2731.63	228.030	0.00000	0.00000	1.00000	83.9789	1947.50	1998.00	1,1,21 'prod
2756.41	242.665	0.00000	0.00000	1.00000	83.9789	2048.50	2099.00	1,1,22 'prod
2780.67	243.479	0.00000	0.00000	1.00000	83.9789	2149.50	2200.00	1,1,23 'prod
2804.76	244.130	0.00000	0.00000	1.00000	83.9789	2250.00	2300.00	1,1,24 'prod

Setelah simulasi Flexwell di RUN, maka akan di dapatkan data output seperti di atas. Table 9. Di atas menunjukkan parameter output yang berupa data simulasi tekanan, temperatur, saturasi air, saturasi minyak, saturasi gas/uap, kualitas uap, kedalaman tinggi dan kedalaman ukur. Dari hasil simulasi tersebut terlihat bahwa Sumur X memiliki kualitas uap yang mencapai 83.2 % di reservoir dan mengalami beberapa fluktuasi nilai sepanjang aliran menuju permukaan.



Gambar 25. Profil Tekanan dan Temperatur Data Simulasi Flexwell vs Data Aktual



Gambar 26. Kualitas Uap Hasil Simulasi Flexwell

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.

Tabel 10. Output Friction & Heat Simulasi Flexwell

MDP (MPa)	WallInj_Cas_Res (day-C/I)	Field_Res (day-C/I)	Slip	% Solid	Flow_Regime	Reynolds	Perforation
0.13932E+02	0.370287E+00	0.800033E+12	0.355748	0.215970E+20	ANNUAL_MESH	62623.2	1,1,1
30.1860	0.370287E+00	0.342070E+12	1.22636	0.205756E+20	DISPERSED_BUBBLE	0.516555E+08	1,1,2
40.8758	0.370287E+00	0.343195E+12	1.20144	0.256090E+20	FRICT 1	0.350760E+08	1,1,3
46.2452	0.370287E+00	0.340995E+12	1.34683	0.307266E+20	FRICT 1	0.261244E+08	1,1,4
49.8949	0.370287E+00	0.340035E+12	1.35145	0.317465E+20	FRICT 1	0.209046E+08	1,1,5
45.1807	0.370287E+00	0.339644E+12	1.26240	0.327999E+20	FRICT 1	0.172212E+08	1,1,6
45.4020	0.370287E+00	0.339809E+12	1.41051	0.338165E+20	FRICT 1	0.141371E+08	1,1,7
53.0040	0.293470E+00	0.267385E+12	1.89228	0.350635E+20	DISPERSED_BUBBLE	0.309763E+08	1,1,8
52.5914	0.196300E+00	0.431903E+12	1.47006	0.362516E+20	DISPERSED_BUBBLE	0.492665E+07	1,1,9
46.3209	0.196300E+12	0.325256E+12	10.0000	0.372925E+20	Liquid	0.334451E+07	1,1,10
47.4188	0.196300E+12	0.493530E+12	10.0000	0.382002E+20	Liquid	0.339091E+07	1,1,11
48.8718	0.196300E+12	0.470709E+12	10.0000	0.392906E+20	Liquid	0.339259E+07	1,1,12
49.3053	0.196315E+12	0.546300E+12	10.0000	0.402799E+20	Liquid	0.375797E+07	1,1,13
47.3201	0.241195E+12	0.879510E+12	10.0000	0.413055E+20	Liquid	0.240994E+07	1,1,14
46.4013	0.241195E+12	0.934000E+12	10.0000	0.422151E+20	Liquid	0.213664E+07	1,1,15
45.0209	0.241195E+12	0.804442E+12	10.0000	0.431180E+20	Liquid	0.249591E+07	1,1,16
45.9955	0.241195E+12	0.863903E+12	10.0000	0.440014E+20	Liquid	0.232396E+07	1,1,17
47.7614	0.212204E+12	0.616365E+12	10.0000	0.450606E+20	Liquid	0.230389E+07	1,1,18
55.5813	0.189957E+12	0.653611E+12	10.0000	0.462021E+20	Liquid	0.241737E+07	1,1,19
52.6400	0.189957E+12	0.648756E+12	10.0000	0.474484E+20	Liquid	0.244065E+07	1,1,20
48.4989	0.189957E+12	0.640573E+12	10.0000	0.487949E+20	Liquid	0.246346E+07	1,1,21
45.6893	0.189957E+12	0.650133E+12	10.0000	0.501525E+20	Liquid	0.246527E+07	1,1,22
47.1266	0.189957E+12	0.650261E+12	10.0000	0.515817E+20	Liquid	0.246345E+07	1,1,23
48.3483	0.191857E+12	0.660731E+12	10.0000	0.528954E+20	Liquid	0.241221E+07	1,1,24

3.8.6. Identifikasi Scaling Rate Dengan

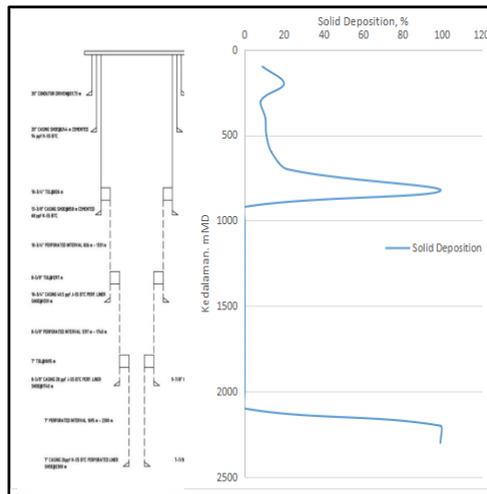
Menggunakan Fitur Flexwell pada Sumur X

Tabel 7. Hasil Simulasi Flexwell pada Bulan September 2014

***** INFO00012004: (from subroutine FLOWE) *****
 Input current flow in well 'prod' MDG-1: Input correlation is not valid.
 Slip between gas and liquid phases is not calculated.

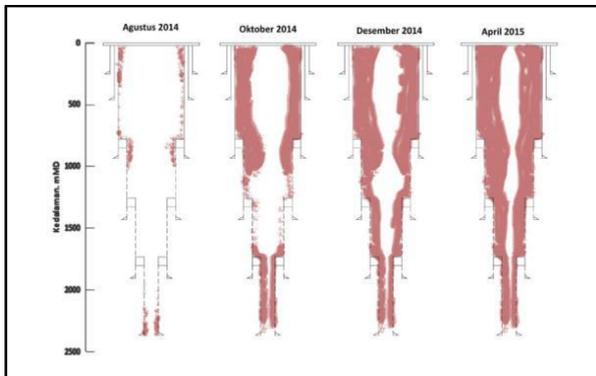
MDP (MPa)	WallInj_Cas_Res (day-C/I)	Field_Res (day-C/I)	Slip	% Solid	Flow_Regime	Reynolds	Perforation
0.130217E+01	0.370287E+00	0.165000E+09	0.099233	0.343817E+02	GAS	143383	1,1,1 prod - MDG
10.7228	0.370287E+00	0.164908E+09	1.00000	0.531127E+02	TURBULENT_SPMS	145070	1,1,2 prod - MDG
10.6145	0.370287E+00	0.164708E+09	1.00000	0.687992E+02	TURBULENT_SPMS	142662	1,1,3 prod - MDG
11.1176	0.370287E+00	0.159960E+09	1.00000	0.278543E+02	TURBULENT_SPMS	140649	1,1,4 prod - MDG
11.1388	0.370287E+00	0.155100E+09	1.00000	0.362238E+02	TURBULENT_SPMS	140664	1,1,5 prod - MDG
11.5422	0.370287E+00	0.147734E+09	1.00000	0.362238E+02	TURBULENT_SPMS	140572	1,1,6 prod - MDG
11.5117	0.370287E+00	0.145500E+09	1.00000	0.577270E+02	TURBULENT_SPMS	140664	1,1,7 prod - MDG
14.8879	0.293470E+00	0.809866E+10	1.00000	2.29973	TURBULENT_SPMS	127817	1,1,8 prod - MDG
24.5061	0.196300E+00	0.209511E+10	1.00000	0.666666E+10	TURBULENT_SPMS	133971	1,1,9 prod - MDG
21.2124	0.196300E+00	0.832360E+10	1.00000	0.857271E+10	TURBULENT_SPMS	200069	1,1,10 prod - MDG
21.6401	0.196300E+00	0.799909E+10	1.00000	0.942030E+10	TURBULENT_SPMS	200018	1,1,11 prod - MDG
21.6602	0.196300E+00	0.749011E+10	1.00000	0.970440E+10	TURBULENT_SPMS	202737	1,1,12 prod - MDG
22.0108	0.194113E+00	0.404028E+10	1.00000	0.178100E+09	TURBULENT_SPMS	182481	1,1,13 prod - MDG
18.6119	0.241195E+00	0.404350E+10	1.00000	0.555460E+10	TURBULENT_SPMS	204169	1,1,14 prod - MDG
18.9728	0.241195E+00	0.495548E+10	1.00000	0.955460E+10	TURBULENT_SPMS	203975	1,1,15 prod - MDG
19.1000	0.241195E+00	0.524350E+10	1.00000	0.955460E+10	TURBULENT_SPMS	203974	1,1,16 prod - MDG
19.2158	0.241195E+00	0.570000E+10	1.00000	0.704011E+10	TURBULENT_SPMS	203117	1,1,17 prod - MDG
19.4619	0.212204E+00	0.659200E+10	1.00000	0.222707E+13	TURBULENT_SPMS	220574	1,1,18 prod - MDG
19.4799	0.189957E+00	0.485735E+10	1.00000	0.222707E+13	TURBULENT_SPMS	252992	1,1,19 prod - MDG
20.5847	0.189957E+00	0.915000E+10	1.00000	0.222992E+13	TURBULENT_SPMS	220574	1,1,20 prod - MDG
25.8645	0.189957E+00	0.134951E+10	1.00000	0.111100E+11	TURBULENT_SPMS	180205	1,1,21 prod - MDG
25.2177	0.189957E+00	0.193566E+10	1.00000	0.585790E+14	TURBULENT_SPMS	143646	1,1,22 prod - MDG
21.1545	0.189957E+00	0.706110E+10	1.00000	1.51119	TURBULENT_SPMS	81028.7	1,1,23 prod - MDG
16.8137	0.191857E+00	0.439902E+10	1.00000	1.20109	GAS	41332.6	1,1,24 prod - MDG

hasil output pengendapan *scale* pada bulan September 2014 *scale* terbentuk di sepanjang dinding sumur, dimana pembentukan *scale* paling cepat terlihat di kedalaman 850 mMD yang menutupi 2.29971 % dari diameter asli Sumur X. Pengendapan ini terjadi karena adanya zona *boiling* di kedalaman tersebut dan juga adanya proses kondensasi lalu *re-boiling* pada sepanjang aliran fluida menuju permukaan. Proses pengendapan *scale* tersebut juga mempengaruhi pola aliran yang terjadi di sepanjang sumur, terlihat dari gambar di atas di setiap bulan pola aliran yang terjadi berbeda-beda.



Gambar 27. Tebal Endapan Scale pada Liner & Casing Sumur X

Gambar 27. adalah hasil output pengendapan *scale* di Sumur X pada fitur flexwell dalam ukuran inch. Hasil simulasi tersebut kemudian di sesuaikan dengan *scale assessment* yang telah di lakukan pada Lapangan Panasbumi Star Energy Geothermal XT Ltd. Pada *scale assessment*, scaling mulai terbentuk pada kedalaman 825 m yang merupakan bagian atas dari liner 10 3/4", dan juga pada kedalaman 2230 m. Berikut di tunjukan pada **Gambar 28.** adalah ilustrasi laju *scaling* pada sumur X antara bulan Juli 2009-Desember 2009.



Gambar 28. Ilustrasi Laju Pengendapan Kalsit Pada Sumur X

Pengendapan yang tercepat terjadi pada kedalaman 825 m dan 2230 m dengan konsentrasi

padatan yang mencapai $1.23\text{E-}6$ Kg.m³/bulan pada periode Maret 2014 - Juli 2014 dan meningkat pada periode Agustus 2014 - April 2015 hingga $1.87\text{E-}6$ Kg.m³/bulan. Proses ini terjadi lebih cepat pada *boiling zone* pada *feedzone* antara kedalaman 825 m – 2230 m karena CO₂ yang terlepas pada saat temperatur meningkat, sehingga kelarutan dari Silika menurun dan akhirnya Silika tersebut mengendap. Mekanisme pertumbuhan *scaling* Silika di sepanjang aliran sumur di sebabkan proses kondensasi akibat proses kehilangan panas dan juga re-boiling yang terjadi karena adanya perpindahan panas sepanjang pipa (*heated pipe*), namun *scaling* pada kondisi aliran tersebut prosesnya tidak lebih cepat daripada *scaling* pada *boiling zone* di zona perforasi. Endapan Silika yang terjadi ini kemudian membuat diameter lubang sumur mengecil yang sebelumnya sebesar 0.26 m / (10 ¾”) menjadi hanya sekitar 0.026 m (1 ¾”) pada bulan April 2015 atau berkurang 99% dari ukuran diameter aslinya jika tidak segera di lakukan program stimulasi sumur.

BAB IV

PENUTUP

Pemodelan numerik pembentukan *scaling* pada dinding sumur Panasbumi dapat dilakukan dengan baik oleh fitur Flexwell dalam software CMG-STARs, namun pada versi tahun 2015 yang digunakan 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.

Referensi

1. A. Hasan and C. Kabir, "Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores," *SPE, Richardson, Texas*, 2002.
2. A. Hasan and C. Kabir, "Modeling Two-Phase Fluid and Heat Flows in geothermal wells," *Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier*, 2010.
3. 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.
4. Bjornsson, S. Bodvarsson, G. 1988: "Reservoir Rock Properties of Existing Geothermal Fields"
5. CMG. 2009: "User's Guide STARS Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator" Vol 1 & 2, Computer Modelling Group Ltd. Calgary, Canada.

6. CMG. 2013: "Advanced Wellbore Modelling Using CMG-STARS". Computer Modelling Group Tutorial. Calgary, Canada.
7. Kardiman, Muryanto, S. Bayuseno, A. 2015: "Scaling of Calcium Carbonate (CaCO_3) in Pipes: Effect of Flow Rates and Tartaric Acid as Additives on Induction Time and Phase Transformation". Proceedings of the IConSSE FSM SWCU. Semarang, Indonesia.
8. 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 Engineering Stanford University. Stanford, California.
9. Nirzami, M. Sutopo. 2013: "Mathematical Modelling of Silica Scaling Deposition in Geothermal Wells," *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* 42
10. Saptadji, N. 2004: "Teknik Panas Bumi (Geothermal Engineering)", Department of Petroleum Engineering- Insitute of Technology Bandung. Bandung, Indonesia.

11. Situmorang, J. 2012: "Development of a Computer Program "PTS 3" to Characterize Permeable Zones and Fluid Flow Mechanism in Geothermal Well by Interpreting PTS Survey Data," ITB (Bandung Institute of Technology). Bandung, Indonesia.
12. Star Energy. 2012: "Star Energy Annual Report". Star Energy Geothermal Ltd.
13. Star Energy. 2015: "Star Energy Geothermal Scaling Assesement Report". Star Energy Geothermal Ltd.

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