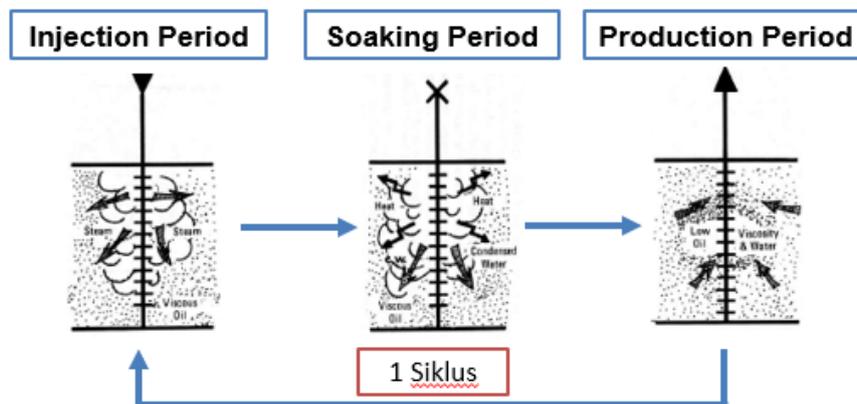


# PREDIKSI PERFORMA INJEKSI

## STEAM HUFF & PUFF

### 1.1Pendahuluan

Injeksi steam huff & puff adalah salah satu metode alternatif injeksi steam dimana minyak diproduksi bersama dengan uap yang terkondensasi. Uap yang telah dipersiapkan di permukaan diinjeksikan ke dalam sumur dan di sumur yang sama minyak dapat diproduksi. Injeksi uap secara huff & puff memiliki tiga tahap utama. Tahap pertama adalah tahap injeksi (injection period), dimana pada tahap ini uap yang telah dihitung debitnya diinjeksikan ke dalam reservoir. Lalu tahap kedua adalah tahap perendaman (soaking period), dimana setelah uap diinjeksi sumur harus ditutup (shut in) selama beberapa hari untuk membiarkan energi panas terdistribusi secara merata pada reservoir untuk menurunkan viskositas minyak dalam reservoir. Dan tahap terakhir adalah tahap produksi dimana minyak dapat diproduksi selama rentang waktu yang telah ditentukan. Siklus ini dapat terus diulang sampai dimana injeksi uap huff & puff sudah tidak ekonomis lagi untuk dilakukan. Urutan tahap utama dari injeksi uap huff & puff dapat dilihat di **Gambar 1**.



Gambar. 1 Siklus Injeksi Uap Huff & Puff (Larcoana dkk)

Telah banyak studi dan publikasi yang membahas tentang pengembangan model prediktif injeksi uap secara huff & puff, baik yang dilakukan dengan uji laboratorium, simulasi numerik, maupun *field experience*. Metode ini telah dibahas sejak tahun 1966.

Boberg dkk (1966) mengembangkan suatu metode untuk menghitung laju produksi dari sumur yang telah diinjeksi uap secara huff & puff, dengan memodelkan *heat transfer* secara konduksi dari zona dingin ke zona panas di dalam reservoir secara radial dan vertikal. Respon sumur diobservasi pada lapangan Quiriquire Venezuela, dimana memiliki karakteristik kedalaman sejauh 4050 ft dengan ketebalan reservoir sebesar 470 ft dan memiliki viskositas minyak 133-1000 cp. Hasilnya didapat bahwa hasil perhitungan memiliki galat error sebesar 3-10 % dan besarnya *skin factor* memiliki dampak paling besar dalam hasil *History matching* pada model prediktif ini.

Closmann dkk (1970) melakukan pemodelan injeksi uap huff & puff pada *pressure depleted reservoir* dengan memasukan perhitungan distribusi jumlah uap dan viskositas minyak pada reservoir, perhitungan ini juga menganut asumsi bahwa permeabilitas vertikal diabaikan dan minyak hanya terdistribusi secara horizontal. Metode ini dapat digunakan pada reservoir dengan karakteristik *heavy oil* ataupun *light oil*. Hasil penelitiannya didapat bahwa produksi minyak paling optimum bisa didapat apabila titik injeksi uap terletak di tengah formasi, sehingga panas yang dihasilkan dapat memanaskan baik di atas maupun di bawah dari zona uap sehingga volume zona produksi bertambah besar.

Boberg dkk (1973) melakukan penelitian injeksi uap secara huff & puff pada sumur yang menggunakan Gas Lift dengan karakteristik *heavy oil* pada lapangan Lake Maracaibo, Venezuela. Metode ini adalah kombinasi dari metode yang dibuat oleh Boberg sebelumnya metode tersebut dapat menghitung respon reservoir terhadap injeksi uap huff & puff dan juga metode Orkiszewski yang dapat menghitung penurunan tekanan dua fasa pada pipa vertikal. Perhitungan menghasilkan *History matching* yang baik dimana kualitas uap (*steam quality*) menyebabkan dampak paling besar dalam memaksimalkan rasio minyak-uap.

Jones dkk (1977) memperkenalkan pertama kali perhitungan *steam quality* dari uap injeksi. Jones juga menambahkan faktor-faktor pada persamaan perhitungan laju alir seperti perubahan temperature, perubahan tinggi permukaan fluida, permeabilitas relatif, viskositas fluida, dan saturasi fluida. Studi dilakukan pada lapangan Midway Sunset di California. Dimana hasil *History matching* yang didapatkan relative baik pada siklus 1-7 kecuali pada siklus kedua dan hasil kumulatif produksinya pun berbeda 6 % dibandingkan dengan data historis lapangan.

Gontijo dkk (1984) melakukan studi dan implementasi pada lapangan Midway Sunset di California yang memiliki *API Gravity* dibawah 20 °API dan temperature dibawah 500 °F. Model prediktif yang sebelumnya dibuat oleh Boberg dkk (1966) dimodifikasi dengan menambahkan hal-hal fundamental yang terlewat dalam pembuatannya, seperti efek kemiringan reservoir, perhitungan permeabilitas efektif pada zona pemanasan, difusivitas termal pada reservoir, pemodelan perubahan temperature reservoir terhadap waktu dan efek dari panas yang tersisa pada siklus sebelumnya terhadap siklus yang akan datang. Hasilnya dinilai cukup baik dimana memiliki galat *History matching* kurang dari 10 %.

Gros dkk (1985) melakukan studi mengenai injeksi uap huff & puff ditinjau dari konsep *Energy Balance* dan *Material Balance* pada lapangan Cat Canyon di California yang memiliki beberapa lapisan reservoir berpermeabilitas sebesar 0,1-1,5 darcy dengan temperature reservoir sebesar 110 °F. hasil dari studi didapat bahwa prediksi dari laju alir air meleset relatif jauh, dan kumulatif produksi minyak berbeda sebesar 15 % dari data lapangan.

Sylvester dkk (1988) melakukan modifikasi model prediktif yang dilakukan Gontijo dkk (1984) pada persamaan laju alir yang disebabkan oleh efek *gravity drainage*, lalu menambahkan efek *heat loss* pada lubang sumur saat tahap injeksi, dan juga menambahkan persamaan saturasi yang baru yang memperhitungkan uap yang terkondensasi dari siklus sebelumnya. Pembuatan model berlandaskan data lapangan Midway Sunset di California yang memiliki viskositas minyak sebesar 5000 cp, permeabilitas sebesar 1,5 darcy, dan temperature reservoir sebesar 110 °F. hasil yang didapat sangat baik dimana hanya memiliki galat sebesar 1,5 % dibandingkan data lapangan.

Gozde dkk (1989) membuat model prediktif dengan memasukan parameter *pressure depleted* dan *pressure drive* dalam membuat persamaan laju alirnya. Model divalidasi menggunakan data pada lapangan Midway Sunset dan Huntington Beach di California. Hasilnya pun dinilai sangat baik dimana faktor permeabilitas relative dan saturasi air memiliki dampak yang besar pada hasil *History matchingnya*.

## **1.2 Model Prediktif Steam Huff & Puff**

Terdapat dua metode yang digunakan untuk membangun model prediktif steam huff & puff.

Kedua metode yang digunakan adalah:

1. Metode Boberg & Lantz (asumsi aliran steady state)
2. Metode Gontijo & Aziz (asumsi aliran pseudo-steady state flow)

Penjelasan masing-masing metode ini akan dijelaskan sebagai berikut.

### 1.2.1 Metode Boberg & Lantz

Boberg dkk (1966) untuk pertama kalinya membuat satu model prediktif perhitungan laju alir minyak dari steam huff & puff. Model yang dibuat dapat mendeskripsikan proses stimulasi dengan menggunakan persamaan aliran radial *steady state*. Reservoir harus mempunyai cukup tenaga pendorong dan viskositas minyak rendah untuk memproduksi minyak dalam kondisi tidak terpanaskan. Metode ini juga tidak memperhitungkan pengurangan saturasi minyak di dalam area pemanasan. Metode ini mengasumsikan bahwa minyak yang berasal dari luar area pemanasan bergerak menggantikan minyak yang telah terproduksi di dalam area pemanasan tersebut.

Pendekatan persamaan diasumsikan dengan *steady state* untuk indeks produktivitas. Untuk reservoir yang deplesi, persamaan rasio indeks produktivitas minyak yang telah distimulasi terhadap indeks produktivitas minyak sebelum distimulasi adalah seperti **Persamaan 1** dibawah :

$$J = \frac{J_H}{J_C} = \frac{1}{\frac{\mu_{oh}}{\mu_{oc}} c_1 + c_2} \dots (1)$$

J = Rasio indeks produktivitas

J<sub>H</sub> = Indeks produktivitas setelah distimulasi

J<sub>C</sub> = Indeks produktivitas sebelum distimulasi

μ<sub>oh</sub> = Viskositas minyak setelah distimulasi, cp

μ<sub>oc</sub> = Viskositas minyak sebelum distimulasi, cp

C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub> = faktor geometric sumur

Perhitungan C<sub>1</sub> dan C<sub>2</sub> adalah faktor geometric, termasuk pola geometric dan faktor skin sumur.

Perhitungan penentuan C<sub>1</sub> dan C<sub>2</sub> disajikan pada **Tabel 1** dibawah

Tabel. 1 Penentuan Persamaan C<sub>1</sub> dan C<sub>2</sub>

Sistem	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
Radial, konstan Pe	$\frac{\ln(r_h/r_w)}{\ln(r_e/r_w)}$	$\frac{\ln(r_e/r_h)}{\ln(r_e/r_w)}$
Radial, Pe decline	$\frac{\ln(r_h/r_w) - r_h^2/2r_e^2}{\ln(r_e/r_w) - 1/2}$	$\frac{\ln(r_e/r_h) - 1/2 + r_h^2/2r_e^2}{\ln(r_e/r_w) - 1/2}$

Penentuan laju alir minyak sebagai fungsi waktu dibutuhkan indeks produktivitas sebelum stimulasi  $J_c$ , dan tekanan static reservoir  $P_r$ , sebagai fungsi dari kumulatif produksi fluida.

Laju alir setelah stimulasi dapat ditentukan dengan menggunakan **Persamaan 2** :

$$q_{oh} = \left( \frac{DTime}{t_{peak}} \right) J J_c \Delta P \dots (2)$$

$q_{oh}$  = Laju alir minyak setelah dilakukan stimulasi, BPD

$\Delta P$  = Perbedaan tekanan static reservoir dengan tekanan lubang sumur

$DTime$  = Timestep ke-n

$t_{peak}$  = Waktu puncak produksi

Persamaan 43 diatas adalah hasil modifikasi persamaan orisinil Boberg dkk (1966) yang dilakukan oleh Djabbarudin dkk (2009) didasari atas perilaku kecenderungan reservoir untuk memproduksi fluida dengan adanya kenaikan hingga puncak produksi kemudian laju produksi turun seiring bertambahnya waktu produksi. Sedangkan pada metode Boberg-Lantz, hasil prediksi yang digunakan tidak memperhitungkan adanya fenomena puncak produksi yang dicapai dengan waktu tertentu yang selanjutnya disebut waktu puncak produksi.

Dengan melakukan penyesuaian metode Boberg-Lantz agar cocok dengan data produksi lapangan, akhirnya didapatkan suatu kesimpulan bahwa hanya dua parameter yang memberikan pengaruh besar untuk menentukan waktu puncak produksi, yaitu waktu injeksi dan kapasitas uap yang diinjeksikan. Hubungan kedua parameter tersebut dapat ditentukan dengan menggunakan **Persamaan 3** sebagai persamaan usulan sebagai berikut:

$$t_{peak} = 93.8013 - 0.59512t_{inj} - \frac{69931245.92}{MS} - 45.59034 \ln(1.9245474 - e^{-\frac{1533904.9}{MS}}) \dots (3)$$

$MS$  = Kapasitas uap yang diinjeksikan, lb

$t_{inj}$  = Waktu injeksi

Untuk menghitung berapa besarnya daerah pemanasan yang diakibatkan oleh pemanasan uap tersebut diperlukan estimasi kuantitas dari panas yang sebenarnya setelah di injeksikan ke dalam lubang sumur. Perhitungan besarnya daerah pemanasan juga memperhitungkan kehilangan panas yang terjadi selama melewati lubang sumur. Kumulatif energi panas yang hilang didefinisikan oleh **Persamaan 4** :

$$Q_{hl} = \frac{2\pi K_h r_e^2 (T_s - T_R + \frac{aD}{2}) I}{\alpha} \dots (4)$$

$Q_{hl}$  = Jumlah panas yang hilang pada wellbore, BTU/hr-ft

$K_h$  = Konduktivitas termal formasi, Btu/ft/D/°F

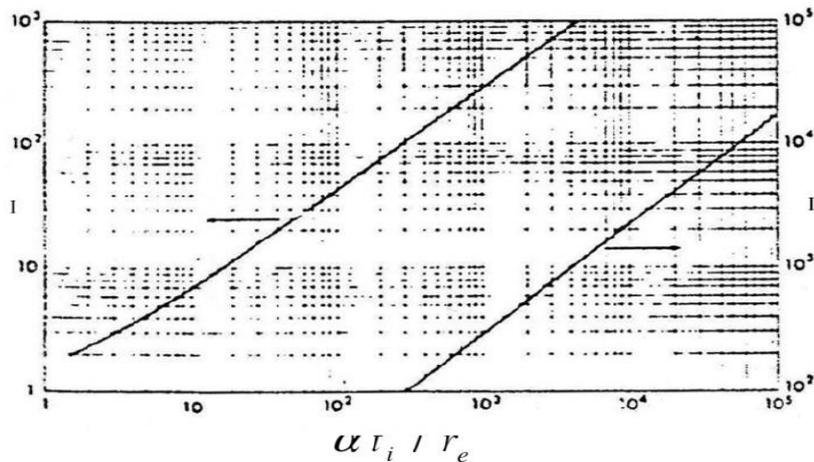
$a$  = Gradien Geotermal, °F/ft

$D$  = Panjang wellbore, ft

$I$  = faktor tak berdimensi kehilangan panas pada lubang sumur

$\alpha$  = Difusivitas termal, sq.ft/D

Parameter  $I$  dibaca dari **Gambar 2** dibawah sebagai fungsi dari waktu tidak berdimensi



Fraksi kualitas uap air rata-rata dasar sumur akan berbeda nilainya pada permukaan, hal ini terjadi karena uap air akan melewati suatu pipa yang disebut tubing dimana pada tubing ini terjadi kehilangan panas. Nilai kualitas uap air rata-rata dasar sumur didefinisikan pada

**Persamaan 5:**

$$X_{dh} = X_{surf} - \frac{Q_{hl}D}{M_s H_{wv}} \dots (5)$$

$X_{dh}$  = Kualitas uap air rata-rata dasar sumur

$X_{surf}$  = Kualitas uap air rata-rata permukaan

$Q_{hl}$  = Jumlah panas yang hilang pada wellbore, BTU/hr-ft

$D$  = Panjang wellbore, ft

$H_{wv}$  = besarnya panas laten yang diinjeksikan ke reservoir, BTU/lb

Jari-jari pemanasan dihitung dengan menggunakan persamaan Marx-Langenheim. Pada kasus reservoir dengan batuan pasir berlapis-lapis, diasumsikan bahwa semua lapisan memiliki ketebalan yang sama, dan terinvasi secara seragam dan merata. Jari-jari pemanasan dapat dihitung dengan menggunakan **Persamaan 6** berikut:

$$r_h = \frac{hM_s(X_{dh}H_{fv} + H_{fs} - H_{fr})\epsilon_s}{4K_h\pi(T_s - T_R)t_{inj}N_s} \dots (6)$$

$r_h$  = Jari-jari pemanasan, ft

$h$  = ketebalan reservoir

$\epsilon_s$  = variable tidak berdimensi untuk memetakan

$K_h$  = Konduktivitas panas batuan, BTU/ft-d-F

$N_s$  = Jumlah lapisan reservoir

$H_{fv}$  = Spesifik enthalpy air vapor pada  $T_{avg}$ , BTU/lb

$H_{fs}$  = Spesifik enthalpy air vapor pada  $T_{steam}$ , BTU/lb

$H_{fr}$  = Spesifik enthalpy air liquid pada  $T_{res}$ , BTU/lb

Temperatur rata-rata dihitung untuk setiap waktu setelah waktu diberhentikannya proses injeksi uap, persamaan berdasarkan pada perkiraan perpindahan panas yang terjadi di sekitar

daerah pemanasan tersebut. Temperature rata-rata pada daerah pemanasan dihitung dengan menggunakan **Persamaan 7**:

$$T_{AVG} = T_r + (T_s - T_r)[V_r V_z (1 - \delta) - \delta] \dots (7)$$

$T_{AVG}$  = Temperatur rata-rata, F

$T_r$  = Temperatur reservoir, F

$T_s$  = Temperatur injeksi uap, F

$V_r$  = faktor tidak berdimensi yang menghitung *radial heat loss*

$V_z$  = faktor tidak berdimensi yang menghitung *vertical heat loss*

$\delta$  = faktor tidak berdimensi yang menghitung panas yang hilang saat fluida diproduksi

### 1.2.2 Metode Gontijo & Aziz

Gontijo dkk (1986) membuat suatu model prediktif untuk digunakan pada injeksi uap huff & puff dengan memodifikasi hasil perhitungan yang dibuat oleh Boberg dkk supaya model prediktif ini dapat dipakai untuk memprediksi laju alir minyak dan air pada *heavy oil pressure-depleted reservoir*. Pada tahun 1979, Butler dkk mempresentasikan tiga publikasi mengenai injeksi uap pada *gravity drainage heavy oil reservoir*. Dijelaskan bahwa teori persamaan laju alir diturunkan dan dibandingkan dengan hasil tes laboratorium. **Persamaan 8** memiliki asumsi sebagai berikut:

1. Reservoir tersaturasi oleh minyak dan air;
2. Setelah periode injeksi, uap terdistribusi berbentuk kerucut;
3. Tidak adanya panas yang berpindah dari uap pada saat perioda injeksi;
4. Persamaan menggunakan kondisi *pseudo-steady state*;
5. Energi yang menyebabkan minyak mengalir ke sumur adalah kombinasi dari gaya gravitasi dan penurunan tekanan;
6. *Pressure drawdown* dilandaskan oleh tekanan uap pada saat temperatur rata-rata di zona panas.

Persamaan yang didapat yaitu:

$$q_o = 1.87R_x \sqrt{\frac{k_o \phi \Delta S_o \Delta \phi \alpha}{m_o v_{avg} [\ln \frac{R_x}{r_w} - 0.5]}} \dots(8)$$

Dimana:

$$R_x = \sqrt{(R_h + h_t^2)} \dots(9)$$

$$\Delta S_o = S_{oi} - S_{ors} \dots(10)$$

$$\Delta \phi = \Delta h g \sin \theta + \frac{P_s - P_{wf}}{\rho_o} \dots(11)$$

$$\sin \theta = \frac{h_t}{R_x} \dots(12)$$

$$\Delta h = h_t - h_{st} \dots(13)$$

$q_o$  = Laju produksi minyak, BPD

$R_x$  = Jarak radial terhadap zona pemanasan, ft

$k_o$  = Permeabilitas Efektif, Darcy

$\phi$  = Porositas

$\Delta S_o$  = Saturasi minyak

$\Delta \phi$  = Perbedaan potensial, ft<sup>2</sup>/sec<sup>2</sup>

$\alpha$  = Difusivitas termal reservoir, ft<sup>2</sup>/D

$m_o$  = Eksponen pada perhitungan viskositas minyak

$V_{avg}$  = Viskositas kinetik pada saat temperatur rata-rata, cp

$r_w$  = Jari-jari sumur, ft

Van Lookeren dkk membuat **Persamaan 14** untuk menghitung ketebalan zona uap rata-rata dengan pendekatan sebagai berikut:

$$h_{st} = 0.5 h_t A_{RD} \dots(14)$$

Dimana  $A_{RD}$  dihitung menggunakan **Persamaan 15**:

$$A_{RD} = \sqrt{\frac{(350)(144)Q_s\mu_{st}}{(6.32)\pi(\rho_s-\rho_{st})h_t^2K_{st}\rho_{st}}}\dots(15)$$

$h_{st}$  = Ketebalan zona uap, ft

$h_t$  = Ketebalan formasi, ft

$A_{RD}$  = Faktor tidak berdimensi pada laju radial

$\mu_{st}$  = Viskositas Uap, cp

Radius zona uap dihitung menggunakan **Persamaan 16**

$$R_h = \sqrt{\frac{V_s}{\pi h_{st}}}\dots(16)$$

$R_h$  = Jari-jari zona pemanasan, ft

$V_s$  = Volume zona uap, ft<sup>3</sup>

$h_{st}$  = Ketebalan zona uap, ft

volume zona uap yang diestimasi dengan **Persamaan 17** dimana persamaan dimodifikasi oleh Prats dkk, dengan menambahkan panas yang tersisa dari reservoir pada siklus sebelumnya:

$$V_s = \frac{Q_s t_{inj} \rho_w Q_i + H_{last}}{(\rho c)_t (T_s - T_R)} \dots (17)$$

$Q_i$  = Panas yang diinjeksikan per unit massa uap, Btu/lb

$(\rho c)_t$  = Kapasitas panas volumetric, Btu/ ft<sup>3</sup>. °F

$T_s$  = Temperatur uap di downhole, °F

$T_R$  = Temperatur reservoir, °F

Besarnya panas yang diinjeksikan per unit massa uap ( $Q_i$ ) dapat diestimasi menggunakan **Persamaan 18** dibawah:

$$Q_i = C_w(T_s - T_R) + L_{vdh} f_{sdh} \dots (18)$$

Dimana:

$$C_w = \frac{h_w(T_s) - h_w(T_R)}{T_s - T_R} \dots (19)$$

$$h_w(T) = 68 \left( \frac{T}{100} \right)^{1.24} \dots (20)$$

$$L_{vdh} = 94(705 - T_s)^{0.38} \dots (21)$$

$C_w$  = Panas spesifik air, Btu/lb.°F

$h_w(T)$  = Entalpi air pada temperatur T, °F

$L_{vdh}$  = Panas laten dari penguapan pada kondisi lubang sumur, Btu/lb

Sebelum siklus huff & puff dimulai, nilai dari panas yang tersisa dalam reservoir adalah 0.

Dan setelah dilakukannya siklus pertama, panas yang tersisa dalam reservoir dapat diestimasi menggunakan **Persamaan 22** :

$$H_{last} = V_s(\rho c)_t(T_{avg} - T_R) \dots (22)$$

Dimana:

$$(\rho c)_t = 32.5 + (4.6\phi^{0.32} - 2)(100S_{wi} - 1.5) \dots (23)$$

$T_{avg}$  = Temperatur rata-rata zona pemanasan, °F

$\Phi$  = Porositas

$S_{wi}$  = Initial water saturation

Temperatur rata-rata dihitung untuk setiap waktu setelah waktu diberhentikannya proses injeksi uap, persamaan berdasarkan pada perkiraan perpindahan panas yang terjadi di sekitar daerah pemanasan tersebut. Temperature rata-rata pada daerah pemanasan dihitung dengan menggunakan **Persamaan 24**:

$$T_{AVG} = T_r + (T_s - T_r)[f_{HD}f_{VD}(1 - f_{PD}) - f_{PD}] \dots (24)$$

Dimana:

$$f_{HD} = \frac{1}{1+5t_{DH}} \dots (25)$$

$$f_{VD} = \frac{1}{\sqrt{1+5t_{DV}}} \dots (26)$$

$$t_{DH} = \frac{\alpha(t-t_{inj})}{R_h^2} \dots (27)$$

$$t_{DV} = \frac{4\alpha(t-t_{inj})}{h_t^2} \dots (28)$$

$$f_{PD} = \frac{1}{2Q_{max}} \int_0^t Q_p dt \dots (29)$$

$T_{AVG}$  = Temperatur rata-rata, F

$T_r$  = Temperatur reservoir, F

$T_s$  = Temperatur injeksi uap, F

$f_{HD}$  = Faktor tidak berdimensi yang menghitung *horizontal heat loss*

$f_{VD}$  = Faktor tidak berdimensi yang menghitung *vertical heat loss*

$f_{PD}$  = Faktor tidak berdimensi yang menghitung panas yang hilang saat fluida diproduksi

$t_{DH}$  = Waktu tidak berdimensi yang menghitung *horizontal heat loss*

$t_{DV}$  = Waktu tidak berdimensi yang menghitung *vertical heat loss*

$Q_{max}$  = Panas maksimum yang masuk menuju reservoir pada satu cycle, Btu

$Q_p$  = laju panas yang hilang akibat dari diproduksinya fluida menuju permukaan, Btu/D

Besarnya panas maksimum dapat diestimasi dengan menjumlahkan nilai dari total panas yang hilang, total panas yang tersisa, dan total panas yang diinjeksikan, sehingga dapat dirangkum oleh **Persamaan 30** :

$$Q_{max} = H_{inj} + H_{last} - H_{loss} \dots (30)$$

Dimana:

$$H_{inj} = 350Q_i Q_s t_{inj} \dots (31)$$

$$H_{loss} = \pi R_h^2 K_R (T_s - T_r) \sqrt{\frac{T_{soak}}{\pi \alpha}} \dots (32)$$

$H_{inj}$  = Total panas yang diinjeksikan, Btu

$H_{last}$  = Total panas yang tersisa pada reservoir, Btu

$H_{loss}$  = Total panas yang hilang, Btu

Laju panas yang hilang akibat produksi fluida dapat diestimasikan menggunakan **Persamaan 33**:

$$Q_p = 5.615(q_o M_o + q_w M_w)(T_{avg} - T_r) \dots (33)$$

Dimana:

$$M_o = (3.065 + 0.00355T)\sqrt{\rho_o} \dots (34)$$

$$M_w = C_w \rho_w \dots (35)$$

$M_o$  = kapasitas panas volumetric minyak, Btu/ft<sup>3</sup>.F

$M_w$  = kapasitas panas volumetric air, Btu/ft<sup>3</sup>.F

Perubahan pada viskositas minyak terhadap temperatur terkoreksi pada **Persamaan 36** dimana a dan b adalah konstanta viskositas. **Persamaan 37** adalah persamaan viskositas air yang dihitung oleh Jones dkk yang digunakan pada perhitungan model prediktif ini.

$$\mu_o = a e^{\frac{b}{(T+460)}} \dots (36)$$

$$\mu_w = 0.66 \left[ \frac{T}{100} \right]^{-1.14} \dots (37)$$

$\mu_o$  = Viskositas minyak, cp

$\mu_w$  = Viskositas air, cp

a, b = Konstanta viskositas

T = Temperatur rata-rata zona pemanasan, °F

Setelah periode perendaman (soaking period), dan sebelum produksi dimulai, diasumsikan bahwa hanya air saja fluida reservoir yang dapat bergerak. Dan setelah sumur diproduksi, diasumsikan bahwa saturasi minyak meningkat dan saturasi air dapat dihitung menggunakan **Persamaan 38**.

$$s_w = s_{wavg} - (s_{wavg} - s_{wi}) \left[ \frac{W_P}{WIP} \right] \dots (38)$$

$$s_{wavg} = 1 - S_{orw} \dots (39)$$

$s_w$  = Saturasi air

$s_{wi}$  = Saturasi air inisial

$s_{wavg}$  = Saturasi air rata-rata

$W_P$  = Produksi air kumulatif, Bbl(m<sup>3</sup>)

$WIP$  = Water in-place, BPD(m<sup>3</sup>/d)

Besarnya nilai permeabilitas relative dihitung menggunakan persamaan Corey.