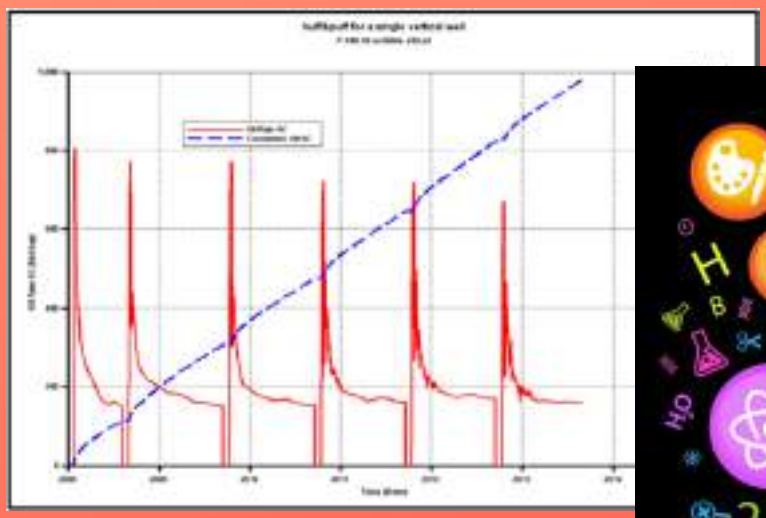
Optimasi Strategi Pengembangan Kombinasi Steamflooding dan Cyclic Steam Stimulation dalam Meningkatkan Perolehan Minyak Berat Tahap Lanjut



Tim Penulis :

Dr. Boni Swadesi, ST.,MT.

Dr. Suranto, ST.,MT.

Ratna Widyaningsih, ST., M.Eng

Indah Widiyaningsih, ST., MT.

Aditya Kurniawan, ST., MT.

Lembaga Penelitian dan Pengabdian Masyarakat

Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta

BUKU REFERENSI

Optimasi Strategi Pengembangan Kombinasi Steamflooding dan Cyclic Steam Stimulation dalam Meningkatkan Perolehan Minyak Berat Tahap Lanjut

Optimasi Strategi Pengembangan Kombinasi Steamflooding dan Cyclic Steam Stimulation dalam Meningkatkan Perolehan Minyak Berat Tahap Lanjut

Tim Penulis :
Dr. Boni Swadesi, ST.,MT.
Dr. Suranto, ST.,MT.
Ratna Widyaningsih, ST., M.Eng
Indah Widiyaningsih, ST., MT.
Aditya Kurniawan, ST., MT.

ISBN : 978 - 623 - 6797 - 25 - 9

Editor :
Dr. Boni Swadesi, S.T.,M.T.
Indah Widiyaningsih, ST., MT

Penyunting :
Dian Indri Astuti

Desain Sampul dan Tata Letak :
Martrida Jani
Agung Budiarto

Penerbit
Lembaga Penelitian dan Pengabdian Masyarakat
Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta

Redaksi
Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta
Jl. Pajajaran 104 (Lingkar Utara) Condongcatur, Yogyakarta 555283

Hak cipta dilindungi undang-undang
Dilarang memperbanyak karya tulis ini dalam bentuk dan dengan cara apapun tanpa ijin tertulis dari penerbit.

PRAKATA

Puji syukur kami panjatkan kepada Allah SWT yang telah memberikan rahmat-Nya kepada kami untuk menyelesaikan buku ini. Tak lupa kami sampaikan terima kasih kepada :

1. Dr.M. Irhas Effendi, M.S selaku Rektor UPN ”Veteran” Yogyakarta.
2. Dr. Hendro Widjarnako, M.M selaku ketua LPPM UPN ”Veteran” Yogyakarta.
3. Kementrian Riset Teknologi dan Pendidikan Tinggi.
4. Para dosen dan mahasiswa yang telah mendukung pembuatan buku ini.

Buku ini merupakan buku referensi yang berjudul **“Optimasi Strategi Pengembangan Kombinasi Steamflooding dan Cyclic Steam Stimulation dalam Meningkatkan Perolehan Minyak Berat Tahap Lanjut”.** Buku ini merupakan hasil penelitian kluster pada tahun 2020 dan didukung oleh LPPM UPN “Veteran” Yogyakarta. Buku ini mencakup informasi mulai dari pembuatan model kombinasi *Cyclic Steam Stimulation* (*CSS*) dan *Steam Flooding* hingga proses sensitivitas terhadap *Controlled paramaters* dan *Economic parameters* , hingga tahap analisa keekonomian.

Buku ini diharapkan dapat bermanfaat dalam pengembangan ilmu pengetahuan khususnya di bidang riset dan teknologi di industri Migas Indonesia. Tim penulis menyadari masih adanya kekurangan dalam penyajian buku ini dan buku ini masih dapat dikembangkan seiring perjalanan penelitian. Akhir kata, kami sampaikan terima kasih kepada pihak-pihak yang telah mendukung penelitian dan pembuatan buku ini yang tidak dapat kami sebutkan satu per satu.

Yogyakarta, 23 September 2020

Tim Penulis

DAFTAR ISI

PRAKATA i

DAFTAR ISI ii

DAFTAR TABEL iv

DAFTAR GRAFIK v

DAFTAR GAMBAR vi

DAFTAR SIMBOL DAN SINGKATAN viii

BAB I. PENDAHULUAN 1

BAB II. *CYCLIC STEAM STIMULATION (CSS)* 3

2.1. Mekanisme *Cyclic Steam Stimulation (CSS)* 3

2.2. Perkiraan Perilaku Produksi 6

2.3. Keuntungan dan Kerugian Stimulasi Uap 12

BAB III. *STEAM FLOODING* 13

3.1. Sistem *Steam Flooding* 13

3.2. Sifat-sifat Thermodinamika Uap 15

3.3. Mekanisme Pendesakan *Steam Flooding* 22

3.4. Perkiraan Perilaku Produksi 24

3.5. Perencanaan Operasi *Steam Flooding* 36

3.6. Keuntungan dan Kerugian *Steam Flooding* 43

3.7. *Screening Criteria* 44

BAB IV. PEMODELAN SIMULASI RESERVOIR (THERMAL) 46

4.1. Pengertian Pemodelan Simulasi *Thermal* 46

4.2. Tahapan Simulasi Reservoir *Thermal* 47

BAB V. SKENARIO 66

5.1 Pemodelan Reservoir 66

5.2 Parameter dan Properti Reservoir 67

5.3 *Pressure & Temperature* 69

5.4 Volume di tempat..... 70
5.5 Area Potensial..... 70
5.6 Running Skenario..... 73
PENUTUP..... 80
DAFTAR PUSTAKA..... 81
BIOGRAFI PENULIS 82

DAFTAR TABEL

Tabel II-1 Faktor Geometris F1 dan F2 8

Tabel II-2. Kualitas Air untuk *Steam Generation* 11

Tabel III-1. Tabel Uap untuk Uap Jenuh 22

Tabel III-2. Tabel *Error Function* 33

Tabel III-3. Karakteristik Pola Sumur Injeksi-Produksi 40

Tabel III-4. Korelasi Laju Injeksi Optimal terhadap Ketebalan dan Luas Pola 41

Tabel III-5. *Screening Criteria* Injeksi Uap 45

Tabel IV-1. Kondisi Inisial *Blocky Poor X Field* 54

Tabel IV-2. Parameter Khusus *Rock Reservoir Properties* 56

Tabel IV-3. Data *Fluid Properties* 55

Tabel V.1. Ukuran grid lapangan yang diteliti 66

Tabel V-2. Parameter dan Properti Reservoir 67

Tabel V-3. Volume Minyak di setiap Zona 70

DAFTAR GRAFIK

Grafik IV-2. Sw Vs Kro, Krw 57

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Peningkatan Laju Produksi Minyak dengan Stimulasi Uap Bersiklus 3

Gambar 2.2. Stimulasi Uap 5

Gambar 2.3. Grafik Faktor Tak Berdimensi ξ_s sebagai Fungsi Waktu Tak Berdimensi t 7

Gambar 2.4. *Gravity Drainage* Asumsi Towson dan Boberg 10

Gambar 3.1. Distribusi Temperatur dan Saturasi Injeksi Uap di *Reservoir* 14

Gambar 3.2. Diagram Tekanan Dan Entalpi Untuk Uap 18

Gambar 3.3. Efek Pendesakan Minyak Pada Pendesakan Uap 24

Gambar 3.4. Model Distribusi Fasa – Temperatur Marx & Langenheim 27

Gambar 3.5. Metode Injeksi Uap Myhill & Stegemeir 31

Gambar 3.6. Kehilangan Panas Terhadap Lapisan *Overburden*dan *Underburden* 35

Gambar 3.7. Faktor Penggunaan Panas sebagai Fungsi Kualitas *Steam* 36

Gambar 3.8. *Recovery* Minyak sebagai Fungsi Panas Efektif Injeksi dan Saturasi Minyak *Mobile* 36

Gambar 3.9. Entalpi *Wet Steam* sebagai Fungsi Kualitas *Steam* dan Tekanan 37

Gambar 3.10. *Central Flooding* 38

Gambar 3.11. *Peripheral Flooding* 39

Gambar 3.12. *Pattern Flooding* 40

Gambar 3.13. Komplesi Sumur Injeksi di Permukaan 44

Gambar 4.1. Sistem *Grid* pada Model Simulasi (a) *Block Centered Grid, (b) Lattice Grid* 59

Gambar 4.2. Jenis Ukuran *Grid* pada Model Simulasi (a) *coarse grid*, (b) *fine grid* 59

Gambar 4.3. (a) *Cartesian Grid* dan (b*) Curvlinear Grid* 51

Gambar 4.4. *Radial Grid* 52

Gambar 4.5. *Locally-refinement Cartesian Grid* 53

Gambar 4.6. Pengaruh Arah *Grid* terhadap Proses Aliran pada Simulasi 53
Gambar 4.7. Kartesian Model Reservoir *Blocky Poor* 57
Gambar 4.8. *3D Model Reservoir Grid Top Blocky Poor* 54
Gambar 4.9. Tampilan langkah pembuatan sumur baru 58
Gambar 4.10. Tampilan tab *constrain* 58
Gambar 4.11. Tampilan parameter pada fluida injeksi 59
Gambar 4.12. Konfigurasi koordinat sumur dan perforasi 60
Gambar 4.13. Data sumur -sumur yang telah dibuat 61
Gambar 4.14. *Well schedule* 62
Gambar 4.15. Penambahan *schedule* setiap tanggal 1 setiap bulan 62
Gambar 4.16. *Running* Simulasi Reservoir CMG STARS 65
Gambar 5.*1.* Peta Kedalaman dan Keberadaan Patahan di zona D-350 67
Gambar 5.2. Peta persebaran Facies di zona D-350 68
Gambar 5.3. Kurva Permeabilitas relatif pada pemodelan dinamik..... 68
Gambar 5.4. Laju Alir minyak dan air dan jadwal bor sumur di Lapangan Batang..... 69
Gambar 5.5. Distribusi parameter dan properti reservoir zona D-350 71
Gambar 5.6. Laju alir produksi minyak dari keempat sumur pada area potensial terpilih. 72
Gambar 5.6.1. Perbandingan kumulative produksi 3 skenario (steam cyclic, kombinasi, dan steam flooding)..... 73
Gambar 5.6.2.. Perbandingan Oil Steam Ratio Cumulative dari 3 skenario (Cyclic, kombinasi, dan steam flooding) 74
Gambar 5.6.3. Hasil kumulative produksi pada berbagai harga viscositas pada harga permeabilitas 200 mD..... 75
Gambar 5.6.4.. Hasil kumulative produksi pada berbagai harga viscositas pada harga permeabilitas 700 mD..... 75
Gambar 5.6.5. Hasil kumulative produksi pada berbagai harga viscositas pada harga permeabilitas 1500 mD..... 76
Gambar 5.6.6. Hasil NPV pada berbagai harga viscositas pada harga permeabilitas 200 mD..... 77
Gambar 5.6.7. Hasil NPV pada berbagai harga viscositas pada harga permeabilitas 700 mD..... 78
Gambar 5.6.8. Hasil NPV pada berbagai harga viscositas pada harga permeabilitas 1500 mD..... 78

DAFTAR SIMBOL DAN SINGKATAN

σ : tegangan permukaan minyak-air

 : mobilitas fluida

$_o$: densitas minyak

$_w$: densitas air

$_o$: viskositas minyak

$_w$: viskositas air

Bo : faktor volume formasi minyak

Bopd : *barrel oil per day*

Bw : faktor volume formasi air

Co : kompressibilitas minyak

Cw : kompressibilitas air

Cp : centipoise (satuan)

Cuft : cubic ft

EOR : *enchanced oil recovery*

g : gravitasi

h : kedalaman

K_{ro} : permeabilitas relatif minyak

K_{rw} : permeabilitas relatif air

lb : pound (satuan)

M : mobilitas rasio

mD : milidarcy (satuan)

P : tekanan

P_b : *bubble point*

P_c : tekanan kapiler

Ppm : *part per million* (konsentrasi)

PV : *pore volume*

r : jari-jari pipa kapiler

RF : recovery factor

Rs : kelarutan gas dalam minyak

Rsb : kelarutan gas dalam minyak pada kondisi *bubble point*

SCF : *standard cubic feet* (satuan)

Sg : saturasi gas

So : saturasi minyak

STB : *stock tank barrel* (satuan)

Sw : saturasi air

T : Temperatur

f_s :kualitas uap

A :luas

C :kapasitas panas

E :modulus young

H :entalpi

K :konduktivitas panas

U :energi dalam

α :diffusivitas panas

β :koefisien pemuaian panas

ρ :densitas

σ :konstanta stefan Boltzman

μ :viskositas dinamis

Ɛ :emisivitas

λ :panas latent yang menguap

vs :viskositaskinematik

BAB I

PENDAHULUAN

Cadangan minyak sisa di dunia didominasi oleh minyak berat. Pengembangan lapangan menggunakan metode *primary* dan *secondary* sudah tidak efisien karena tingginya viskositas dari minyak berat (Zhu et al., 2011). Pada kondisi tersebut, maka perlu untuk memaksimalkan metode perolehan minyak tahap lanjut (*Enhanced Oil Recovery /* EOR) yang salah satunya adalah injeksi uap. Pada proses injeksi uap, uap yang diinjeksikan menyebabkan temperatur *reservoir* naik dan viskositas minyak turun sehingga mobilitas minyak akan semakin tinggi dan mudah untuk dialirkan ke permukaan (Pasaribu, R., et al, 2017).

Keberhasilan dalam peningkatan perolehan minyak dengan cara injeksi uap sangat ditentukan oleh kondisi *reservoir* dan fluida *reservoir*. Oleh karena itu, diperlukan perencanaan suatu injeksi uap yang efisien untuk memperoleh produksi yang maksimal, dan dari segi teknis serta ekonomi dapat menguntungkan.

Kegagalan proyek injeksi uap dapat terjadi karena distribusi uap tidak merata dan tidak efektifnya kinerja uap dalam mencakup daerah panas di *reservoir*. Distribusi uap yang tidak merata dapat menyebabkan tingkat *maturity* suatu zona tidak sesuai dengan yang telah ditargetkan, selain itu juga dapat mengakibatkan kurangnya pasokan uap menuju zona *immature* dan *mixmature* yang berakibat pada besarnya saturasi minyak tersisa pada zona tersebut. (Suranto, 2014).

Penelitian ini menitikberatkan kepada efisiensi pengurasan minyak dengan menggunakan injeksi uap.

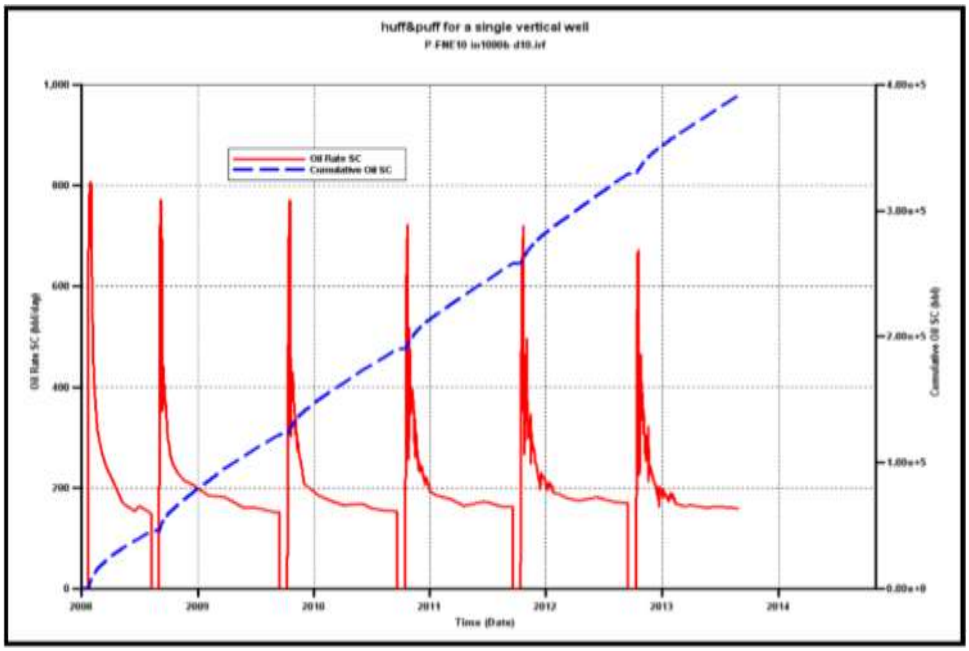
Steam oil ratio (SOR) yang tinggi menandakan efisiensi pengurasan rendah sedangkan sebaliknya, apabila *Steam oil ratio* (SOR) yang rendah menandakan efisiensi pengurasan tinggi. Dengan adanya kombinasi antara CSS dan *steamflooding* yang sesuai akan menjadikan efisiensi pengurasan menjadi tinggi dan secara global akan meningkatkan perekonomian perusahaan dan negara.

BAB II

CYCLIC STEAM STIMULATION

2.1. Mekanisme *Cyclic Steam Stimulation (CSS)*

Stimulasi uap umumnya dilakukan secara berkala atau bersiklus. Proses tersebut dapat juga disebut *steam soak process*, *cyclic steam stimulation*, dan *huff and puff process*. Tujuan dari stimulasi uap sama halnya dengan tujuan dari injeksi thermal secara umum yaitu untuk meningkatkan produktivitas sumur produksi dengan menurunkan viskositas minyak, bila viskositas minyak turun maka mobilitas minyak akan bertambah. Meningkatnya mobilitas minyak tentunya akan meningkatkan produktivitas sumur. Peningkatan laju produksi minyak pada beberapa siklus yang dilakukan dapat dilihat pada Gambar 4.1.



Gambar 2.1.

Peningkatan Laju Produksi Minyak dengan Stimulasi Uap Bersiklus

(*Tewari, Raj Deo., 2011*)

Cyclic steam stimulation berbeda dengan *steam drive*/*steam flooding*. Dalam proses injeksi thermal dengan *steam drive* seluruh batuan *reservoir* dipanasi secara terus menerus dan proses ini membantu pendesakan minyak untuk diproduksikan melalui sumur produksi. Dalam *cyclic steam stimulation*, uap diinjeksikan melalui sumur produksi, penginjeksian uap dilakukan dalam beberapa hari atau beberapa minggu, setelah itu maka sumur didiamkan, yang dikenal dengan periode perendaman (*soaking period*). Pada proses perendaman terjadi perubahan harga viskositas minyak dan mobilitas minyak akibat adanya panas yang diinjeksikan. Setelah melalui tahapan tersebut maka sumur dapat diproduksikan lagi. Stimulasi uap tersebut dilakukan kembali secara berkala ketika laju produksi minyak mengalami penurunan kembali. Hal ini dapat dilihat pada Gambar 4.2.

Menurut Gomma, mekanisme yang paling utama dalam stimulasi uap untuk meningkatkan laju produksi minyak adalah penurunan viskositas minyak sehubungan dengan adanya kenaikan temperatur. Selain itu mekanisme seperti yang disebutkan di bawah ini juga memberikan pengaruh dalam peningkatan perolehan minyak.

1. *Perforation* dan *Wellbore Cleaning*

   Minyak berat ditandai dengan faktor skin yang tinggi, sehubungan dengan terjadinya endapan aspal di sekitar lubang sumur. Lubang perforasi terkadang tersumbat oleh campuran minyak berat dan pertikel-partikel padatan dari formasi. Injeksi uap menaikkan temperatur seingga endapan-endapan aspal tersebut dapat dibersihkan dan laju produksi naik.

2. Peningkatan Permeabilitas Relatif Minyak

   Pada temperatur tinggi, permeabilitas relatif minyak meningkat sehubungan dengan penurunan saturasi minyak tersisa dan meningkatnya

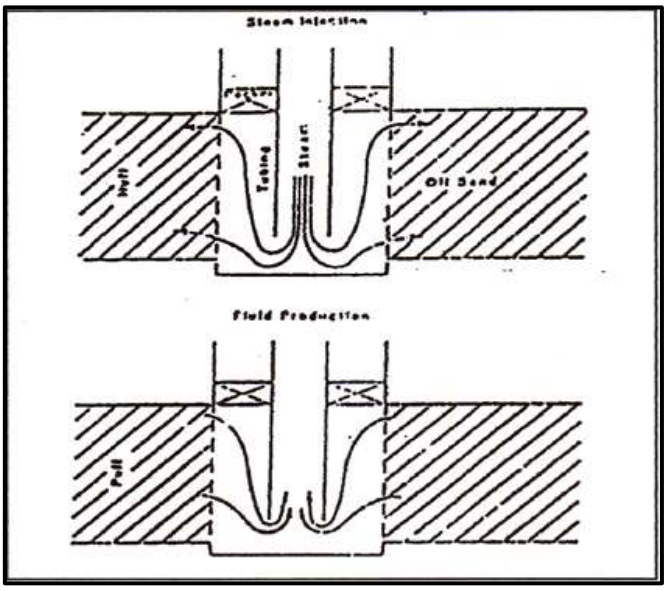
saturasi air *irreducible*. Mekanisme ini sama dengan mekanisme yang terjadi pada injeksi air panas.

3. Kenaikan Tekanan *Drawdown*

Steam yang diinjeksikan akan menaikkan tekanan *reservoir* di sekitar lubang sumur. Ketika sumur diproduksikan kembali pada tekanan alir dasar sumur yang rendah akan menaikkan laju produksi. Hal ini dapat terjadi karena adanya peningkatan perbedaan tekanan alir *reservoir* dengan tekanan alir dasar sumur. Kenaikan tekanan *drawdown* juga terjadi pada metode EOR lainnya.

4. Pengaruh *Gravity Drainage*

Sebagian *steam* yang berada di *reservoir* pada fasa uap akan medorong minyak. Sama dengan proses *gravity drainage* pada *steam drive*.



Gambar 2.2.

Stimulasi Uap

(*Hong, K.C., 1994)*

2.2. Perkiraan Perilaku Produksi

Persamaan yang digunakan dalam memperkirakan radius uap adalah Persamaan Marx-Langenheim, dimana panas akan terinvasi ke seluruh lapisan dengan jarak invasi yang sama dan uap yang diinjeksikan akan terbagi secara merata ke seluruh lapisan produktif. Persamaan yang digunakan untuk memperkirakan radius *reservoir* yang dipanaskan adalah :

$$r_h^{\,2} = \frac{350 i_s h(Xh_{fg} + h_{fs} - h_{fr})\xi_s}{4\pi k(T_s - T_r)N_s} \quad \text{..... (4-1)}$$

Keterangan :

r_h = Radius zona terinvasi, ft

h = Ketebalan rata-rata, ft

N_s = Jumlah lapisan produktif

h_{fg} = Entalpy uap, BTU/lb

h_{fs} = Entalpy cairan pada T_s, BTU/lb

h_{fr} = Entalpy cairan pada T_r, BTU/lb

Harga ξ_s merupakan fungsi dari waktu tak berdimensi τ

$$\tau = 4Dt_i / h^2 \quad \text{..... (4-2)}$$

Keterangan :

D = difusivitas panas, ft^2/jam

Temperatur rata-rata dari daerah yang telah diinvasi uap dapat dihitung dengan persamaan Faroug Ali yaitu :

$$T_{avg} = T_r + [T_s - T_r][V_r V_z(1-\delta) - \delta] \quad \text{.....(4-3)}$$

Keterangan :

T_{avg} = Temperatur rata-rata daerah terinvasi, ^oF

V_r = 0.180304 –0.41269 x + 0.18217 x^2 +0.149516 x^3 + 0.024183 x^4

χ = log (D t / r_h^2)

V_z = 0.474884 – 0.56832 y – 0.239719 y^2 – 0.035737 y^3

y = log (4 D t / h^2)

δ = 0 pada t = t_i

Performance dari sumur yang telah distimulasi uap dapat dihitung dengan metode Boberg dan Lantz. Laju produksi setelah stimulasi dapat dicari apabila data produksi sebelum stimulasi uap juga diketahui.

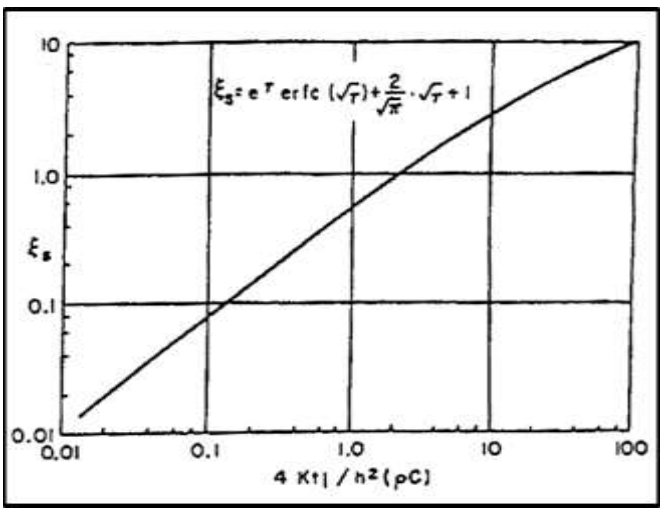
$$Q_{oh} = \frac{J_h}{J_c} Q_{oc} \quad \text{..... (4-4)}$$

Keterangan :

Q_{oh} = Laju produksi setelah dilakukan stimulasi uap, STB/D

Q_{oc} = Laju produksi sebelum dilakukan stimulasi uap, STB/D

J_h / J_c = $\frac{1}{(\mu_{oh}/\mu_{oc})F1 + F2}$, F1 dan F2 dapat dilihat pada Tabel IV-1.



Gambar 2.3.

Grafik Faktor Tak Berdimensi ξ_s sebagai Fungsi Waktu Tak Berdimensi τ *(Prats, Micheal., 1986)*

Tabel II-1

Faktor Geometris F1 dan F2

(Lee, John W, 1993)

Flow Condition	F1	F2
Steady State	[ln (r_h / r_w) + S_h] / ln (r_e/r_w)S	[ln (r_e / r_h)] / [ln (r_e / r_w)+S]
Semisteady State	[ln (r_h / r_w)-(r_h^2/2re^2) + S_h] / [ln (r_e/r_w)-1/2 + S]	[ln (r_e / r_h) – ½ + r_h^2/2r_e^2] / [ln (r_e / r_w) – ½ + S]

Untuk *reservoir* yang mempunyai tekanan yang rendah dan ketebalan formasi yang tipis, mekanisme produksi yang dapat terjadi setelah injeksi *steam* adalah *gravity drainage*. Metode Towson dan Boberg memperhitungkan pengaruh *gravity drainage* terhadap laju produksi dengan menggunakan persamaan 4-5. Dalam pengembangan persamaan tersebut diasumsikan bahwa pada distribusi fluida *reservoir* tidak ada percampuran minyak dengan air.

$$q_o = \frac{1.27\rho_o k_o (h_h^{\ 2} - h_w^{\ 2})}{\mu_o \ln(r_h / r_w) - 0.5} \quad \text{.....(4-5)}$$

Persamaan tersebut di atas selain dapat digunakan untuk menghitung laju produksi minyak, juga dapat digunakan untuk menghitung laju produksi air. Perhitungan dilakukan dengan penggantian sifat-sifat fisik minyak dengan sifat-sifat fisik air. Pada persamaan 4-5 di atas, ketinggian h_h harus diperhitungkan untuk masing-masing interval waktu. Perkiraan tersebut dapat dilakukan dengan memperhitungkan besarnya laju alir dari zona yang tidak terpanasi ke zona yang terpanasi.

Besarnya laju alir dari zona yang tidak terpanasi ke zona yang terpanasi dapat dihitung dengan persamaan di bawah ini.

$$q_c = \frac{7.082 k_o h(P_e - P_h)}{\mu_{oc} \ln(r_e / r_h)} \quad (4\text{-}6)$$

Keterangan :

P_e = Tekanan pada zona yang tidak terpanasi, psia

P_h = Tekanan pada zona terpanasi, psia

h = Ketebalan formasi, ft

μ_{oc} = Viskositas minyak tidak terpanasi, cp

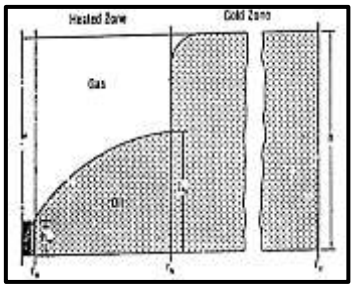
Minyak yang tertinggal di zona yang terpanasi pada interval waktu $\triangle$t, adalah jumlah minyak yang terproduksi dikurangi dengan jumlah minyak yang mengalir dari zona yang tidak terpanasi ke zona yang terpanasi, dapat dihitung dengan Persamaan 4-7.

$$\bar{q} = (q_o - q_c)\Delta t \quad \text{..... (4-7)}$$

Perubahan ketinggian rata-rata minyak $(\bar{h})$, di zona yang terpanasi dengan interval waktu (i-1) sampai i dihitung dengan persaman 4-8.

$$\bar{h}_{i-1} - \bar{h}_i = \frac{\bar{q}}{(S_o - S_{or})\phi\pi(r_h^{\,2} - r_w^{\,2})} \quad \text{..... (4-8)}$$

Dari harga $(\bar{h})$ yang diperoleh dari Persamaan 4-8 di atas, maka besarnya harga h_h dapat dihitung dengan persamaan 4-9 di b



Gambar 2.4.
***Gravity Drainage* Asumsi Towson dan Boberg**
(Hong, K.C., 1994)

Stimulasi uap dapat dilakukan pada *reservoir* dengan karakteristik :

1. Porositas tinggi
2. permeabilitas lebih dari 200 md
3. Saturasi minyak di atas 0.4
4. Viskositas minyak di atas 20 cp
5. *High cold productivity index*
6. *Thick sand* dengan *net thickness* di atas 20 ft
7. *Water-Oil Ratio* dan *Gas-Oil Ratio* rendah
8. Peran *aquifer* dalam pendesakan minyak rendah
9. Kedalaman *reservoir*kurang dari 5000 ft
10. Tekanan *reservoir* tinggi, namun untuk *saturated steam* lebih efisien untuk tekanan *reservoir* di bawah 1500 psi.

Sedangkan pada operasional stimulasi uap harus mempertimbangkan parameter:

1. Ukuran zona *treatment*
2. *Injection rate*
3. *Soaking time*
4. Besar kehilangan panas serendah-rendahnya
5. Kualitas uap dari hasil *water treatment* dan *steam generation* yang baik untuk menghindari terbentuknya *scale* (Tabel IV-2)

Tabel II-2
Kualitas Air untuk *Steam Generation*
(*Tewari, Raj Deo., 2011*)

Properties	***Water Treatment Unit Inlet***	***Steam Generator Inlet***
Total Hardness (mg/L)	*<300*	*<0.25*
Total Suspended Solid (mg/L)	*<5*	*<1*
Total Iron Content (mg/L)	*<0.3*	*<0.01*
Total Dissolved Solid (mg/L)	*<7000*	*<7000*
pH(25°C)	*7-12*	*7-12*
Oil Content (mg/L)	*<150*	*0*

2.3. Keuntungan dan Kerugian Stimulasi Uap

Kelebihan stimulasi uap adalah :

1. Efektif diterapkan pada *reservoir* yang dangkal dengan viskositas yang cukup besar dan kontinuitas lateral yang jelek.
2. Periode produksi umumnya lebih panjang dibanding periode penutupan.
3. Peningkatanlaju produksi lebih cepat diperoleh dibanding dengan metode pendesakan (*displacement*).
4. Pembersihan lubang sumur lebih baik, karena *organic solid* yang ada di dekat lubang sumur larut, *clay* lebih stabil.
5. Jumlah minyak yang diperoleh persatuan volume *steam* lebih besar dibandingkan pada *steam* injeksi.

Kekurangan stimulasi uap adalah :

1. Proses injeksi sangat dibatasi oleh kedalaman sumur.
2. Dapat timbul problem *swelling*, hal ini harus dihindari.
3. Diperlukan treatment air yang akan dipanasi menjadi uap di permukaan.

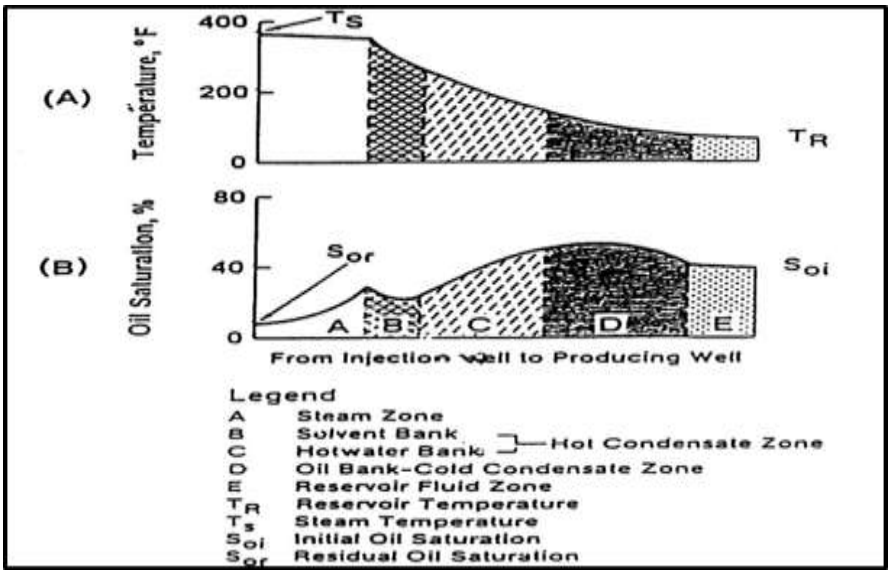
BAB III

STEAMFLOODING

3.1. Sistem *Steamflooding*

Injeksi uap *dengan steamflooding merupakan* suatu proses pendesakan minyak seperti halnya dengan injeksi air. Uap diinjeksikan secara terus-menerus melalui sumur injeksi dan minyak yang didesak diproduksikan melalui sumur lain yang berdekatan. Selama uap bergerak di dalam *reservoir* antara sumur injeksi dan sumur produksi, terbentuk daerah atau zona-zona yang masing-masing memiliki karakter tersendiri. Zona-zona tersebut dibagi berdasarkan adanya perbedaan temperatur dan saturasi fluidanya, zona-zona tersebut adalah zona uap, zona solvent, zona air panas, zona kondensat temperatur rendah atau *oil bank*, dan zona fluida *reservoir*.

Masing-masing zona mempunyai mekanisme pendesakan terhadap minyak sehingga menyebabkan distribusi saturasi fluida yang tidak merata. Profil temperatur di dalam *reservoir* antara sumur injeksi dan sumur produksi akan berubah berangsur-angsur yaitu semakin turun. Gambar 4.5 menjelaskan kondisi yang terbentuk dengan adanya uap yang diinjeksikan ke dalam *reservoir* dan dapat ditunjukkan bahwa saturasi minyak sisa yang terkecil terjadi pada zona uap.



Gambar 3.1.
Distribusi Temperatur dan Saturasi Injeksi Uap di *Reservoir*
(*Hong, K.C., 1994)*

Saat uap diinjeksikan, suatu zona yang jenuh uap akan terbentuk di sekitar sumur injeksi dan zona uap ini terus meluas sejalan dengan jumlah uap yang diinjeksikan, karena adanya persentuhan antara uap dengan formasi di mana temperatur formasi lebih rendah, maka akan terjadi proses kondensasi uap yang selanjutnya membentuk zona kondensat panas.

Minyak meninggalkan zona uap karena adanya proses distilasi uap, di mana fraksi minyak ringan akan menguap membentuk zona baru yaitu zona *solvent* di depan muka zona uap dan karena pengaruh penurunan temperatur, maka minyak akan berkurang viskositasnya dan minyak akan didorong oleh muka zona uap maupun zona air panas. Uap yang diinjeksikan akan terkondensasi membentuk zona kondensat dingin seiring dengan berjalannya waktu. Besarnya saturasi minyak sisa tergantung pada besarnya saturasi minyak awal dan faktor lainnya yaitu temperatur dan komposisi minyak.

3.2. Sifat-sifat Thermodinamika Uap

Uap yang diinjeksikan ke dalam *reservoir* akan melepaskan panas dan berubah menjadi fasa cair. Panas yang dilepaskan pada perubahan fasa ini disebut kalor laten uap, dengan menggunakan tingkah laku fasa, dapat ditentukan jumlah uap dan kualitas uapnya. Pengetahuan dasar tentang kandungan panas dan volume uap diperlukan untuk mengevaluasi proses *steamflooding*, karena uap sebagai fluida pendesak dan pembawa dalam *reservoir*.

A. Sifat-Sifat Uap

Jika 1 lb dipanaskan pada tekanan konstan P_s (psia) dari temperatur awal T_i (^oF) hingga mencapai temperatur jenuh T_s (temperatur maksimum sebelum air tersebut menjadi uap), maka banyaknya panas yang diserap oleh air h_w, pada kondisi tersebut dituliskan dengan persamaan :

$$h_w = C_w (T_s - T_i), \text{ dan } T_i \geq 32\ ^oF \quad \text{..... (4.12)}$$

Keterangan :

C_w = Kalor jenis air, BTU/lb-^oF pada temperatur antara T_i - T_s

Penambahan panas yang terus berlangsung pada air dengan temperatur T_s tersebut, akan menyebabkan mulai terbentuknya uap, tetapi ternyata temperatur air tersebut tidak berubah sampai semua air berubah menjadi uap. Jumlah panas 1_v (BTU/lb) yang dibutuhkan untuk merubah fasa air dari liquid menjadi uap pada temperatur dan tekanan yang sama disebut entalphi penguapan (entalpi *of vapourization*).

Uap pada temperatur T_s dan tekanan P_s disebut uap jenuh. Panas yang dikandung uap tersebut dinyatakan dengan persamaan :

$$h_s = h_w + 1_v \quad \text{..... (4.13)}$$

Pemanasan lebih lanjut dengan mengusahakan tekanan konstan pada P_s, akan mengubah uap jenuh (pada temperatur T_s dan tekanan P_s) menjadi *superheated steam*, dengan temperatur T_{sup} dan tekanan P_s. kandungan panas dari uap *superheated* dihitung dengan persamaan :

$$h_{sup} = h_s + C_s (T_{sup} - T_s) \quad \text{.....(4.14)}$$

keterangan :

C_s = Kalor jenis air, BTU/lb-^oF pada temperatur antara T_s - T_{sup}

Jika jumlah panas yang diserap oleh air pada temperatur T_s adalah $X1_v$, dimana X (lb) adalah fraksi air yang dibuat menjadi uap. Uap dalam keadaaan ini merupakan campuran dari air jenuh. Uap ini merupakan uap basah dengan kualitas X. kandungan panas h_s atau entalpi dari campuran diberikan sebagai berikut :

$$h_s = h_w + X1_v \quad \text{.....(4.15)}$$

volume 1 lb uap basah tersebut adalah :

$$V = (1-X)\, V_w + XV_s \quad \text{.....(4.16)}$$

keterangan:

V_w = Volume air jenuh

V_s = Volume uap jenuh

B. Entalpi Uap

Entalpi adalah suatu ukuran kandungan panas dari suatu fluida. Entalpi air sama dengan nol untuk temperatur 32 ^oF dan tekanan 0.08866 psi. Kandungan tiga daerah yang berbeda untuk perhitungan entalpi air atau uap, yaitu daerah panas sensibel, panas laten, dan *superheat*. Air mulai mendidih pada tekanan konstan, jika air pada 32 ^oF dipanaskan hingga temperatur saturasinya, sebelum air berubah menjadi uap pada

temperatur saturasi. Jumlah panas yang diserap oleh air disebut panas sensibel, yang dinyatakan dengan persamaan :

$h_f = C_w (T_s - 32)$ ..... (4.17)

keterangan :

h_f = Panas sensibel atau entalpi air, BTU/lb

C_e = Panas jenis air rata-rata, BTU/lb-^oF

T_s = Temperatur saturasi, ^oF

Bila air pada T_s dipanaskan lebih lanjut dengan tekanan konstan yang sama, air terus menerus menyerap panas tanpa perubahan temperatur hingga air sama sekali berubah menjadi uap. Peningkatan kandungan panas laten dari penguapan uap atau disebut entalpi *steam*. Kandungan panas dari uap kering panas T_s, dinyatakan dengan persamaan :

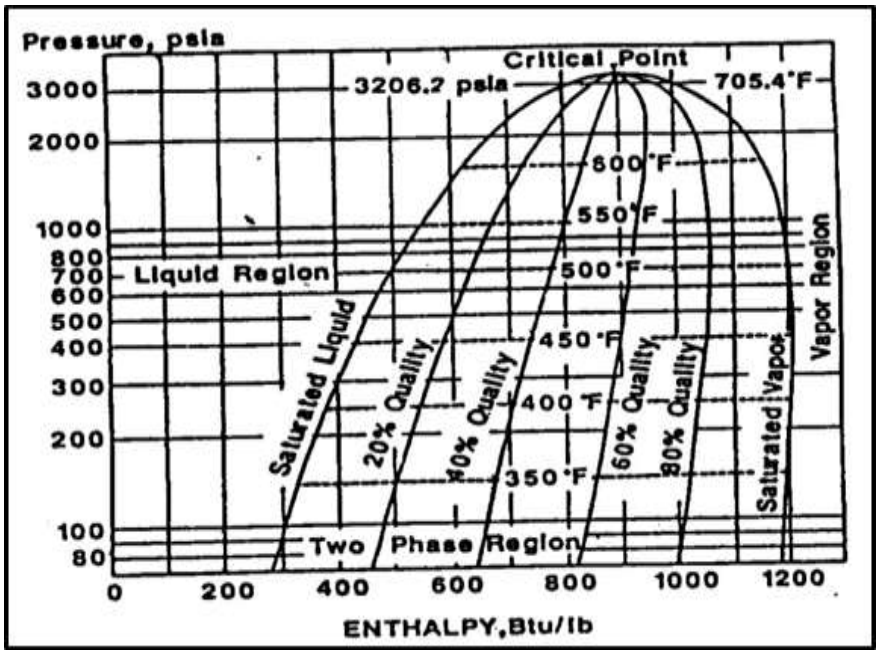
$h_s = h_f + h_{fg}$ (4.18)

keterangan:

h_s = Kandungan panas uap kering, BTU/lb

h_{fg} = Panas laten dari penguapan uap atau entalpi uap, BTU/lb

Wet steam (uap basah) terjadi bila sebagian uap berupa cairan dan sebagian berapa uap kering. Entalpi total dari uap basah didasarkan pada fraksi berat dari uap kering yang dikandungnya atau disebut sebagai kualitas uap.



Gambar 3.2.

Diagram Tekanan Dan Entalpi Untuk Uap

(Hong, K.C., 1994)

Gambar 4.6 menunjukkan diagram hubungan antara tekanan dan entalpi uap. Tiap diagram dapat digunakan untuk memperkirakan panas total atau entalpi dari uap pada suatu kualitas harga dan tekanan tertentu. Contoh uap dengan kualitas 20 % pada tekanan 400 psia dan 450 ^{o}F adalah sekitar 580 BTU/lb. Gambar 4.6 juga menunjukkan bahwa pada tekanan dan temperatur yang sama, entalpi dari air pada kondisi jenuh (X = 0) adalah sekitar 425 BTU/lb, dan entalpi dari uap jenuh (X = 1) adalah sekitar 1200 BTU/lb. Artinya kandungan energi dari uap adalah 2.8 kali dari kandungan air pada tekanan dan temperatur yang sama

Kandungan panas uap basah dapat dinyatakan sebagai berikut :

$h = h_f + f_s\, h_{fg}$ ..... (4.19)

keterangan :

f_s = Kualitas uap, fraksi

Daerah perhitungan entalpi yang ketiga adalah entalpi yang lebih besar dari pada panas uap kering. Uap di daerah ini disebut sebagai *superheated steam*.

C. Kualitas Uap Panas

Kualitas uap panas atau *steam quality* adalah perbandingan antara massa uap (*water vapour*) dengan massa total uap panas (*steam*). Perpindahan panas yang efektif paling banyak muncul ketika panas laten dari penguapan dilepaskan saat uap panas terkondensasi menjadi air panas. Makin tinggi kualitas uapnya, makin banyak panas yang diberikan ke *reservoir* per BSCWE. Analisa panas selesai dengan kualitas uap yang telah diasumsikan di lapisan target. Pola dapat tidak memenuhi perkiraan yang dibuat akibat dari kualitas uap dan injeksi panas yang berada di bawah asumsi semula.

Pada umumnya, laju alir injeksi panas diukur secara berkala dan digunakan dalam plot-plot performa dengan kualitas yang telah diasumsikan sebelumnya. Produksi minyak merupakan respon dari injeksi uap yang efektif, bukan dari BSCWE yang digunakan pada basis volume. Pengetahuan tentang kualitas uap dan laju alir uap di kepala sumur dapat digunakan untuk estimasi injeksi uap yang efektif pada lapisan target.

Faktor – faktor yang mempengaruhi kualitas uap :

1. Elevasi struktural dari kepala sumur injektor dibandingkan dengan mesin pembangkit uap (dapat mempunyai kualitas). Injektor yang lebih tinggi elevasinya secara *structural* cenderung menerima kualitas uap yang lebih tinggi karena perbedaan densitas uap dengan cairan.
2. Injektor yang terletak jauh dari mesin pembangkit uap cenderung menerima kualitas uap yang lebih rendah. Diasumsikan bahwa injector yang jauh dari generator menerima uap yang telah melalui jarak yang

cukup jauh dalam sistem distribusinya. Kualitas menjadi lebih rendah karena adanya kehilangan panas.

3. Laju alir yang keluar dari "*dead-endteesteam splitter*" dapat menyebabkan *phase splitting* dari uap. Peralatan pemisahan uap seperti *splittigator*, dapat memisahkan fasa-fasa dan mencampurnya kembali untuk memperoleh kembali kualitas yang ditargetkan ketika aliran yang tidak normal terjadi.

D. Spesifik Volume Uap

Spesifik volume (volume jenis) uap tergantung pada tekanan dan kualitas uap, hubungan ini dinyatakan dalam persamaan :

$V = V_f (1 – f_s) + V_g f_s$ ..... (4.20)

keterangan :

V = Spesifik volume uap, cuft/lbm

V_f = Spesifik volume cairan jenuh, cuft/lbm

V_g = Spesifik volume uap jenuh, cuft/lbm

f_s = Kualitas uap, fraksi

Volume satu barrel *cold water equipment* (BCWE) uap, dapat ditentukan dengan persamaan :

$V = m \times v$ ..... (4.21)

keterangan :

v = Volume uap, cuft

m = Berat satu barrel air = 350 lbm

E. Tabel Uap

Tabel uap adalah tabel standar yang memberikan sifat-sifat dari *saturated steam* dan *superheated steam*. Tabel uap akan memberikan

sifat-sifat uap seperti spesifik volume (cuft/lb), entalpi (BTU/lbm), entropy (BTU/^{o}F). Tabel 3.4, menunjukkan tabel uap untuk uap jenuh.

Tabel III-1

Tabel Uap untuk Uap Jenuh

(Moran, Michael J., et al,2008)

T °C	v m³/kg	u kJ/kg	h kJ/kg	s kJ/kg · K	v m³/kg	u kJ/kg	h kJ/kg	s kJ/kg · K
	p = 0.6 bar = 0.06 MPa (T_{sat} = −37.07°C)				p = 1.0 bar = 0.10 MPa (T_{sat} = −26.43°C)			
Sat.	0.31003	206.12	224.72	0.9520	0.19170	212.18	231.35	0.9395
−20	0.33536	217.86	237.98	1.0062	0.19770	216.77	236.54	0.9602
−10	0.34992	224.97	245.96	1.0371	0.20686	224.01	244.70	0.9918
0	0.36433	232.24	254.10	1.0675	0.21587	231.41	252.99	1.0227
10	0.37861	239.69	262.41	1.0973	0.22473	238.96	261.43	1.0531
20	0.39279	247.32	270.89	1.1267	0.23349	246.67	270.02	1.0829
30	0.40688	255.12	279.53	1.1557	0.24216	254.54	278.76	1.1122
40	0.42091	263.10	288.35	1.1844	0.25076	262.58	287.66	1.1411
50	0.43487	271.25	297.34	1.2126	0.25930	270.79	296.72	1.1696
60	0.44879	279.58	306.51	1.2405	0.26779	279.16	305.94	1.1977
70	0.46266	288.08	315.84	1.2681	0.27623	287.70	315.32	1.2254
80	0.47650	296.75	325.34	1.2954	0.28464	296.40	324.87	1.2528
90	0.49031	305.58	335.00	1.3224	0.29302	305.27	334.57	1.2799
	p = 1.4 bar = 0.14 MPa (T_{sat} = −18.80°C)				p = 1.8 bar = 0.18 MPa (T_{sat} = −12.73°C)			
Sat.	0.13945	216.52	236.04	0.9322	0.10983	219.94	239.71	0.9273
−10	0.14549	223.03	243.40	0.9606	0.11135	222.02	242.06	0.9362
0	0.15219	230.55	251.86	0.9922	0.11678	229.67	250.69	0.9684
10	0.15875	238.21	260.43	1.0230	0.12207	237.44	259.41	0.9998
20	0.16520	246.01	269.13	1.0532	0.12723	245.33	268.23	1.0304
30	0.17155	253.96	277.97	1.0828	0.13230	253.36	277.17	1.0604
40	0.17783	262.06	286.96	1.1120	0.13730	261.53	286.24	1.0898
50	0.18404	270.32	296.09	1.1407	0.14222	269.85	295.45	1.1187
60	0.19020	278.74	305.37	1.1690	0.14710	278.31	304.79	1.1472
70	0.19633	287.32	314.80	1.1969	0.15193	286.93	314.28	1.1753
80	0.20241	296.06	324.39	1.2244	0.15672	295.71	323.92	1.2030
90	0.20846	304.95	334.14	1.2516	0.16148	304.63	333.70	1.2303
100	0.21449	314.01	344.04	1.2785	0.16622	313.72	343.63	1.2573

Pressure Conversions:
1 bar = 0.1 MPa
= 10^2 kPa

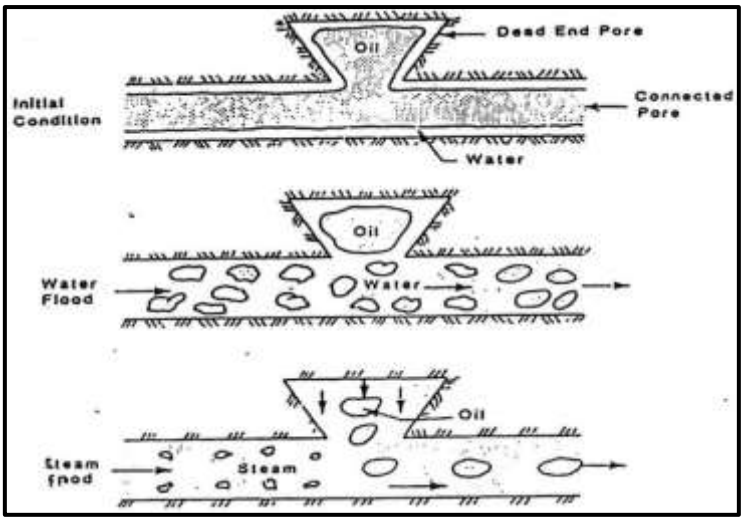
3.3. Mekanisme Pendesakan *Steam Flooding*

Panas yang dikandung oleh uap pada pendesakan uap akan menurunkan viskositas minyak dengan menaikkan suhu *reservoir*. Mobilitas minyak menjadi naik sehingga minyak yang awalnya berviskositas tinggi dapat bergerak. Ada lima mekanisme perolehan minyak dengan pendesakan uap untuk minyak, yaitu :

1. Distilasi uap
2. Penurunan viskositas
3. Pengembangan panas
4. Pendesakan gas terlarut
5. Pendesakan tercampur

1. Distilasi Uap

Distilasi uap merupakan mekanisme perolehan yang paling utama pada pendesakan uap. Distilasi uap terjadi karena fraksi minyak ringan terpisah lebih awal akibat kenaikan temperatur. Campuran minyak dan air mempunyai tekanan uap total yang merupakan penjumlahan tekanan uap minyak dan air dengan masing-masing fraksinya. Fluida akan mendidih jika tekanan uapnya sama dengan tekanan sistem, untuk keadaan tersebut titik didih campuran minyak dan air lebih rendah dari pada titik didih minyak atau air saja, dengan demikian pemisahan campuran minyak dan air terjadi lebih awal. Campuran tersebut kaya dengan fraksi minyak ringan. Distilasi uap juga mengakibatkan pemecahan minyak yang terjebak pada pori yang tidak berhubungan, dengan adanya pemecahan, minyak akan terdistribusi ke dalam pori yang saling berhubungan sehingga ada kemungkinan untuk didesak.



Gambar 3.3.

Efek Pendesakan Minyak Pada Pendesakan Uap

(Hong, K.C., 1994)

Gambar 4.7 menunjukkan efek pemecahan minyak pada pendesakan uap. Minyak yang diproduksikan sebelum tembus uap lebih ringan daripada sesudah tembus uap karena adanya distilasi uap. Perolehan dengan mekanisme distilasi uap lebih banyak hasilnya untuk minyak ringan karena mengandung fraksi ringan yang lebih banyak dibandingkan dengan minyak berat.

2. Penurunan Viskositas

Fraksi minyak ringan yang didesak oleh uap akan mengalami pengembangan di zona kondensat panas sehingga viskositas minyak akan turun, kenaikan suhu menaikkan perbandingan mobilitas air-minyak. Turunnya harga viskositas akan mengakibatkan naiknya perbandingan mobilitas air-minyak sehingga minyak akan lebih mudah mengalir ke permukaan. Pendesakan di zona kondensat, viskositas minyak dengan air panas akan lebih baik dibadingkan air dingin karena adanya perbedaan suhu. Minyak dengan viskositas rendah menjadi *mobile*, tetapi seiring dengan

penurunan suhu maka viskositas mengalami kenaikan kembali sehingga menghalangi aliran minyak akibatnya minyak terkumpul di zona kondensat dingin. Minyak yang terkumpul ini menaikkan saturasi minyak.

3. Pengembangan Panas

Pengembangan panas juga merupakan mekanisme perolehan minyak di zona kondensat panas. Minyak mengembang karena kenaikan suhu dan saturasinya bertambah sehingga minyak lebih mudah untuk bergerak. Banyaknya pengembangan ini tergantung pada komposisi minyak. Minyak ringan lebih besar pengembangannya dibanding minyak berat.

4. Pendesakan Gas Terlarut

Pendesakan gas terlarut terjadi pada zona kondensat dingin. Pendesakan gas terlarut ini merupakan prose pertukaran energi panas menjadi energi mekanik, karena kenaikan suhu, gas yang terlarut dalam minyak menjadi bebas. Gas ini mengembang dan bertindak sebagai tenaga pendorong.

5. Pendesakan Tercampur

Uap yang menjadi dingin dapat bercampur dengan minyak membentuk sistem emulsi air-minyak. Proses emulsifikasi terjadi selama proses pendesakan berlangsung. Agitasi (pengadukan) yang dibutuhkan untuk membentuk emulsi berasal dari kecepatan uap dan air panas. Emulsi yang terbentuk dapat menghambat aliran dan menaikkan tekanan *reservoir* selama pendesakan uap berlangsung, disamping itu emulsi dapat mengurangi penerobosan uap.

3.4. Perkiraan Perilaku Produksi

Respon *reservoir* minyak setelah dilakukan injeksi uap merupakan suatu gejala alam yang dapat digambarkan dengan pendekatan secara matematik melalui anggapan-anggapan dan idealisasi guna keperluan peramalan serta

optimasi kondisi operasi yang dibutuhkan agar menghasilkan peningkatan perolehan minyak yang maksimum. Beberapa metode peramalan produksi yang ada antara lain Metode Marx dan Langenheim, Metode Myhill dan Stegemeir, Metode Korelasi Gomma.

A. Metode Marx Dan Langenheim

Marx dan Langenheim telah mendapatkan satu metode untuk meramalkan pengembangan zona uap untuk satu sumur injeksi dengan laju yang konstan didapat persamaan daerah terpanasi A (t) untuk jangka waktu t.

Marx dan Langenheim membuat beberapa anggapan-anggapan dalam pemodelannya, yaitu :

1. *Cap rock* dan *base rock* merupakan batuan yang homogen dan isotropik dengan ketebalan tak terhingga.
2. Mekanisme panas konduksi dalam arah radial diabaikan.
3. Uap mendesak minyak tanpa *hot water bank*.
4. Minyak yang didesak adalah tidak kompresibel.
5. Laju injeksi dan kualitas uap konstan.
6. Temperatur seragam pada zona uap.
7. Kehilangan panas ke *cap rock* dan *base rock* hanya oleh mekanisme konduksi.
8. Tidak ada kehilangan panas ke dalam zona liquid di depan front kondensasi.

mempunyai sifat-sifat *uniform* dan konstan. Laju injeksi panas (H_o) konstan dihitung dengan persamaan:

$$H_o = 2\int_0^t \frac{k\Delta T}{\left[\pi D(t-\lambda)\right]^{0.5}}\left[\frac{dA}{d\lambda}\right]d\lambda + M_R \Delta T \frac{dA}{dT} \quad \text{.....(4.22)}$$

keterangan :

H_o = Laju alir konstan, BTU/jam

K = Konduktivitas lapisan di atas/bawah, BTU/jam-ft-^oF

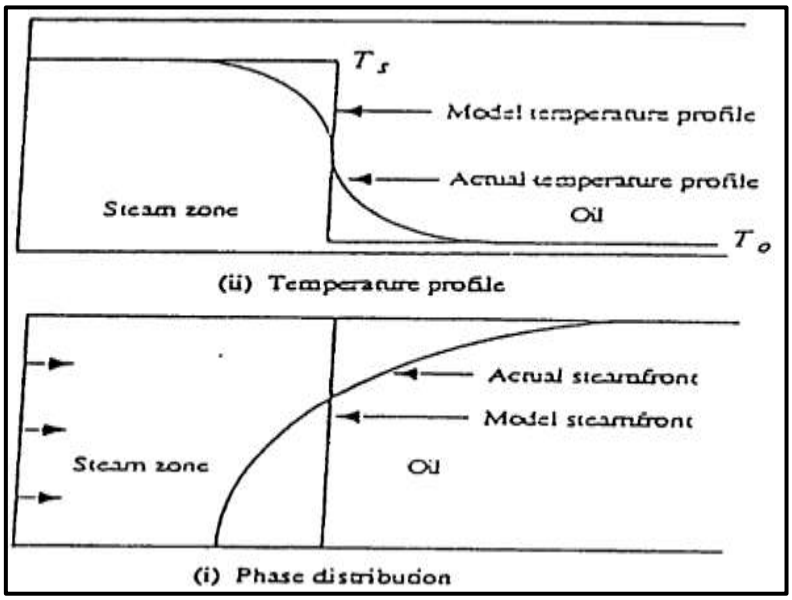
A(t) = kumulatif daerah yang terpanaskan pada saat t, ft^2

M_R = Kapasitas panas volumetrik*reservoir*, BTU/ft^3-^oF

h = Ketebalan *reservoir* (net), ft

ΔT = $T_s - T_R$, ^oF

D = k/M_R



Gambar 3.4.

Model Distribusi Fasa – Temperatur Marx & Langenheim

(*Hong, K.C., 1994*)

Bagian kanan Persamaan 4.22, menunjukkan aliran panas yang hilang ke lapisan atas dan di bawah *reservoir* dan bagian yang lainnya menunjukkan kuantitas panas yang masih tersimpan pada lapisan *reservoir*. Hanya panas yang hilang karena konduksi ke formasi di sekitar lapisan yang tersimpan yang dihitung dalam persamaan di atas.

Penentuan persamaan luas area uap panas dan laju produksi minyak berdasarkan fungsi waktu dan merupakan gambaran area *front* uap panas *vs* waktu. Panas yang diinjeksikan ke *reservoir* merupakan panas yang hilang ke *overburden* dan *underburden* ditambah panas untuk penambahan volume zona uap panas. Marx dan Langenheim menurunkan persamaan berdasarkan keadaan di atas untuk luas area uap panas, yaitu :

$$A(t) = \left[\frac{H_o M_R h \alpha}{4 K_h{}^2 \Delta T} \right] G(t_D) \quad \text{.....(4.23)}$$

keterangan :

A(t) = Luas area uap panas pada waktu t, ft^2

H_o = Laju injeksi panas, BTU/jam

M_R = Kapasitas panas volumetrik *reservoir*, BTU/ft^3-^oF

α = Diffusivitas panas batuan, ft^2/jam

K_h = Konduktivitas panasbatuan, BTU/ft-jam-^oF

ΔT = Perbedaan temperatur uap dengan *reservoir*, ^oF

Fungsi G ditentukan dengan persamaan :

$$G(t_D) = e^{t_D} erfc\sqrt{t_D} + \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} \quad \text{.....(4.24)}$$

t_D adalah *dimensionless time* :

$$t_D = \frac{96 k^2}{M_R{}^2 h^2 D} t \quad \text{.....(4.25)}$$

dimana t adalah waktu (hari) dan x adalah *complimentary error function.*

Laju alir kehilangan panas ke lapisan atas atau di bawah dari lapisan produktif adalah:

$$H_1 = H_o \left[1 - e^{t_D} erfc\sqrt{t_D} \right] \quad \text{.....(4.26)}$$

Laju injeksi panas dapat dihitung dari laju injeksi uap seperti berikut ini :

$$H_o = 350 Q_{inj} \left[X h_{fg} + h_1 - h_o \right] \quad \text{.....(4.27)}$$

keterangan :

H_o = Laju injeksi panas, BTU/hari

Q_{inj} = Laju injeksi Uap, BBL/hari

X = Kualitas uap pada dasar sumur, fraksi

h_{fg} = Entalpi penguapan pada tempertur T_s, BTU/lbm

h_1 = Entalpi air pada temperatur T_s, BTU/lbm

h_o = Entalpi air pada teperatur T_R, BTU/lbm

Panas yang masih tersisa di dalam *reservoir* setelah suatu jangka waktu tertentu dari saat penginjeksian uap dihitung dengan persamaan :

$$H_r = \left[\frac{H_o M_R{}^2 h^2 \alpha}{4 K_h{}^2} \right] G(t_D) \quad \text{.....(4.28)}$$

Setiap harga t_D, harga G dan H dapat ditentukan dengan menggunakan Tabel 3.5 *Error Function* atau dapat didekati dengan persamaan empiris :

$G(t_D) = 1.48\ t_D{}^{1.085}$ jika $t_D \le 0.01$ .....(4.29)

$= 0.85\ t_D{}^{0.96}$ jika $0.01 \le t_D \le 0.1$

$= 0.63\ t_D{}^{0.93}$ jika $0.1 \le t_D \le 1.0$

$= 0.63\ t_D{}^{0.6}$ jika $1.0 \le t_D$

Radius daerah yang terpanaskan dapat dihitung dengan mengasumsikan bahwa daerah yang terpanaskan berbentuk radial :

$$r_h = \left[\frac{A}{\pi} \right]^{0.5} \quad \text{.....(4.30)}$$

Jumlah panas yang masih tertahan pada lapisan pasir produktif dihitung dengan persamaan :

$$Q = AhM_R \Delta T = \left[\frac{H_o M_R{}^2 h^2 D}{4k^2} \right] G(t_D) \quad \text{(4.31)}$$

Jumlah minyak yang tersapu dari zona uap panas dapat dihitung berdasarkan atas kesetimbangan massa, sehingga diasumsikan minyak di zona uap panas merupakan saturasi minyak tersisa yang tidak tersapu oleh uap panas. Minyak diasumsikan terproduksi setelah injeksi *steam* dilakukan, dalam metode ini. Persamaan yang digunakan untuk menentukan jumlah akumulasi minyak adalah :

$$Np(t) = \frac{(Soi - Sor)\phi htA(t)\, fs}{5.62Bo} \quad \text{.....(4.32)}$$

keterangan :

Np = Jumlah akumulasi produksi minyak, BBL

Soi = Saturasi minyak mula-mula, %

Sor = Saturasi minyak residual, %

ht = Ketebalan *reservoir* total, ft

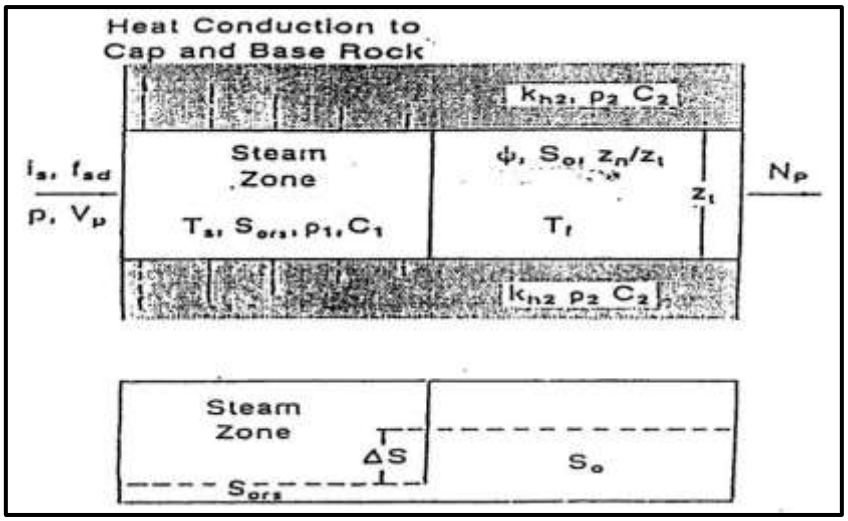
Bo = Faktor volume formasi minyak, BBl/STB

A(t) = Luas area uap panas, ft^2

fs = Kualitas uap panas, %

B. Metode Myhill Dan Stegmeir

Metode Myhill Dan Stegmeir dikembangkan dari persamaan kesetimbangan panas yang diinjeksi dengan panas yang tertinggal di dalam zona uap setelah memperhitungkan adanya kehilangan panas. Myhill Dan Stegmeir beranggapan bahwa dari produksi minyak dihasilkan oleh perkembangan zona uap di dalam *reservoir* dan saturasi minyak di belakang front uap adalah konstan sebesar Sor. Gambar 4.9 menunjukkan model injeksi uap Metode Myhill Dan Stegmeir.



Gambar 3.5.

Metode Injeksi Uap Myhill & Stegemeir

(*Hong, K.C., 1994)*

Kesetimbangan energi pada dasarnya adalah dasar dari Metode Marx dan Langenheim. Pertambahan zona uap dapat dihitung dari modifikasi Metode Mandl dan Volek, sehingga volume zona uap akan berkurang jika tidak ada injeksi uap. Volume zona uap berhubungan dengan fraksi injeksi panas saat itu dalam zona uap.

$$Vs = \left[\frac{Acre - ft/cuft}{43560} \right] \frac{QiEhs}{M_R \Delta T} \qquad \text{.....(4.33)}$$

keterangan :

Qi = Kumulatif injeksi panas, BTU

Ehs = Efisiensi panas, tak berdimensi

M_R = Kapasitas panas volumetric *reservoir*, BTU/ft^3-^oF

Kumulatif injeksi panas, dihitung dari laju injeksi panas, H_i :

$$Q_i = 350 x i_s x (C_w x \Delta T x f_s x L_v) \qquad \text{.....(4.34)}$$

keterangan :

i_s = Laju injeksi *steam*, BBL/hari

C_w = Spesifik panas air, BTU/lbm-^oF

f_s = Kualitas panas *steam*, %

L_v = Panas laten uap, BTU/lbm

Efisiensi panas sebelum waktu kritik tercapai dihitung melalui persamaan :

$$Ehs = \frac{1}{t_D}\left[e^{t_D} erfc\sqrt{t_D} + 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1 \right] \quad \text{.....(4.35)}$$

Efisiensi panas setelah waktu kritik dihitung dengan persamaan :

Ehs =

$$\frac{1}{t_D}\left\{ \left(e^{t_D} erfc\sqrt{t_D} + 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi} - 1} \right) - \sqrt{\frac{(t_D - t_{eD})}{\pi}} \left(\frac{1}{1 + fhD} + \frac{t_D - t_{eD} - 3}{3} e^{t_D} erfc\sqrt{t_D} - \frac{t_D - t_{eD}}{3\sqrt{\pi t_D}} \right) \right\} \text{.....(4.36)}$$

keterangan :

t_D = Waktu, tak berdimensi

t_{eD} = Waktu kritis, tak berdimensi

Perbandingan panas laten terhadap entalphy fluida dihitung dengan persamaan :

$$F_{hD} = \frac{f_s x L_v}{C_w x \Delta T} \quad \text{..... (4.37)}$$

Waktu injeksi *steam*, tidak berdimensi dihitung dengan persamaan :

$$t_D = \frac{42048 \alpha t}{h t^2 M_R} \text{.....(4.38)}$$

Tabel III-2

Tabel *Error Function*

(Hong, K. C, 1994)

t_D	E_h	G	$e^{t_D} erfc \sqrt{t_D}$	erfc t_D
0.0	1.0000	0	1.0000	1.0000
0.01	0.9290	0.0093	0.8965	0.9887
0.0144	0.9167	0.0132	0.8778	0.9837
0.0225	0.8959	0.0202	0.8509	0.9746
0.04	0.8765	0.0347	0.8090	0.9549
0.0625	0.8399	0.0524	0.7704	0.9295
0.09	0.8123	0.0731	0.7346	0.8987
0.16	0.7634	0.1221	0 6708	0.8210
0.25	0.7195	0.1799	0.6157	0.7237
0.36	0.6801	0.2488	0.5678	0.6107
0.49	0.6445	0.3158	0.5259	0.4883
0.64	0.6122	0.3918	0.4891	0.3654
0.81	0.5828	0.4721	0.4565	0.2520
1.00	0.5560	0.5560	0.4275	0.1573
1.44	0.5087	0.7326	0.3785	0.0417
2.25	0.4507	0.7783	0.3216	0.0015
4.00	0.3780	1.5122	0.2554	0.0000
6.25	0.3251	2.0318	0.2108	
9.	0.2849	2.5641	0.1790	
16.	0.2282	3.6505	0.1370	
25.	0.1901	4.7526	0.1107	
36.	0.1629	5.8630	0.0928	
49.	0.1424	6.9784	0.0798	
64.	0.1265	8.9070	0.0700	
81.	0.1138	9.2177	0.0623	
100.	0.1034	10.3399	0.0561	

Waktu kritis (t_{eD}) ditentukan dengan persamaan :

$$et_{eD}.erfc\sqrt{t_{eD}} = \frac{1}{1+F_{hD}} \quad \text{.....} \quad (4.39)$$

t_{eD} dapat pula dihitung dengan persamaan :

$$t_{eD} = 0.48\ F_{hD}^{1.71} \quad \text{..... (4.40)}$$

Area yang terpanasi oleh zona *steam* dapat dihitung dari persamaan :

$$A = \frac{V_s}{ht}, ft^2 \quad \text{..... (4.41)}$$

keterangan :

V_s = Volume area yang terpanasi oleh zona *steam*, ft^3

ht = Ketebalan area yang terpanasi oleh zona *steam*, ft

Kumulatif produksi minyak pada akhirnya dapat dihitung dengan persamaan :

$$Np = 7758\left(\frac{BBL}{Acreft}\right)\phi\frac{h_n}{h_t}(S_{oi} - S_{or})E_c V_s \quad \text{.....}$$

(4.42)

C. Metode Korelasi Gomma

Perilaku produksi minyak dari metode injeksi uap dapat diperkirakan berdasarkan metode prediksi perilaku injeksi uap "Korelasi Gamma" yang hasilnya akan disajikan dalam bentuk grafik, sehingga dalam penentuan perkiraan perilaku lebih mudah dari metode-metode di atas.

Langkah-langkah prediksi perilaku produksi injeksi uap menurut Metode Korelasi Gomma tersebut adalah :

1. Membaca kehilangan panas secara vertical (f_{hv}) sebagai fungsi injeksi panas dari Gambar 4.10.
2. Menghitung besarnya panas yang diinjesikan dengan Persamaan 4.43 :

$$Q_{inj} = 0.128\sum\left[Ih(1 - f_{hv})\Delta t\right]_i \quad \text{.....}$$

(4.43)

keterangan :

Q_{inj} = Laju injeksi panas, MMBTU/gross acreft

I = Laju injeksi, BBL/D/gross acreft

h = Entalpi, BTU/lbm

Δt = Waktu, tahun

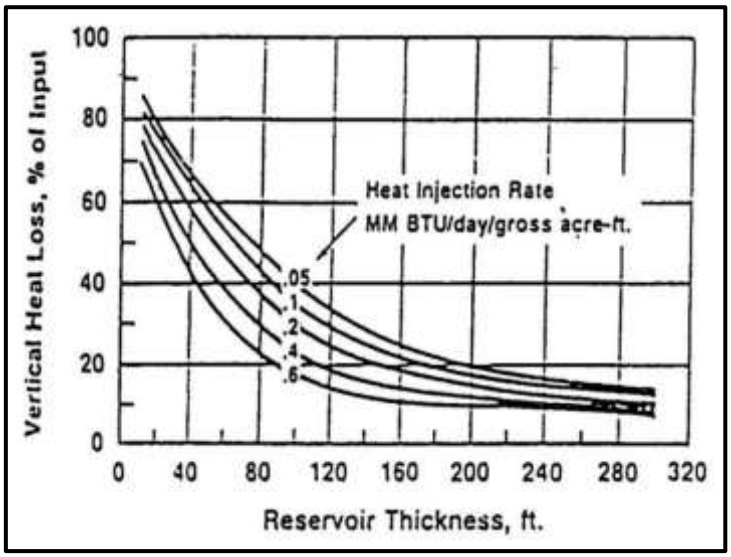
i = Indeks pertambahan waktu

3. Menghitung faktor pemakaian panas, Y dari Gambar 4.11
4. Menghitung laju panas efektif dengan Persamaan 4.44 :

$$Q_e = Q_{inj} \times Y \quad \text{.....} \quad (4.44)$$

5. Menghitung besarnya perolehan minyak dari Gambar 4.12
6. Mengulangi langkah-langkah di atas untuk pertambahan waktu

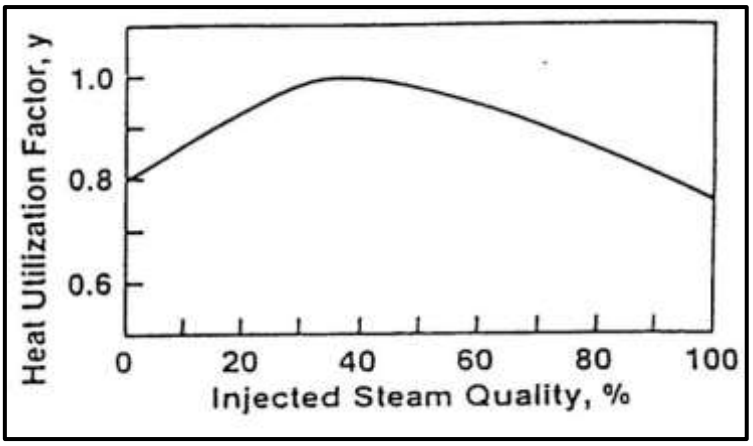
Besarnya perolehan minyak ditentukan dari langkah-langkah di atas dengan menjumlahkan uap yang diinjeksikan secara kumulatif, besarnya rasio minyak/uap juga dapat dihitung.



Gambar 3.6.

Kehilangan Panas Terhadap Lapisan *Overburden*dan *Underburden*

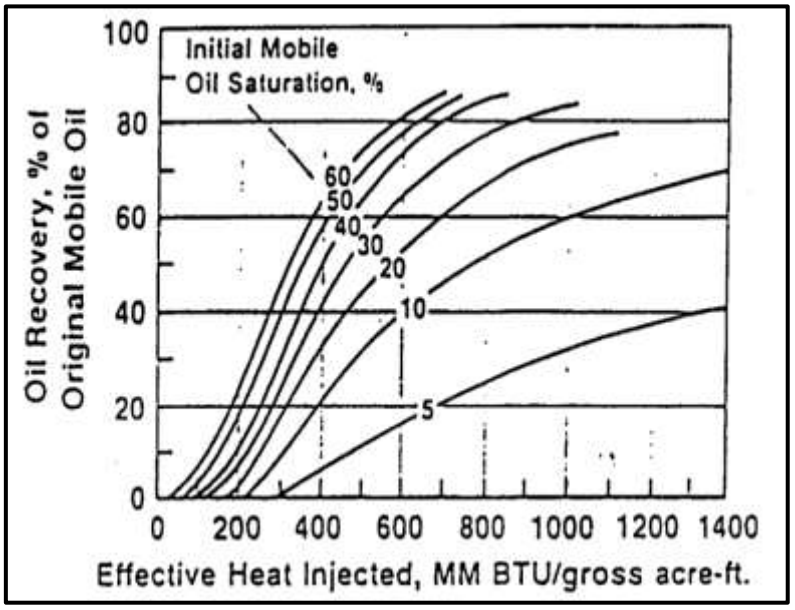
(Hong, K.C., 1994)



Gambar 3.7.

Faktor Penggunaan Panas sebagai Fungsi Kualitas *Steam*

(Hong, K.C., 1994)

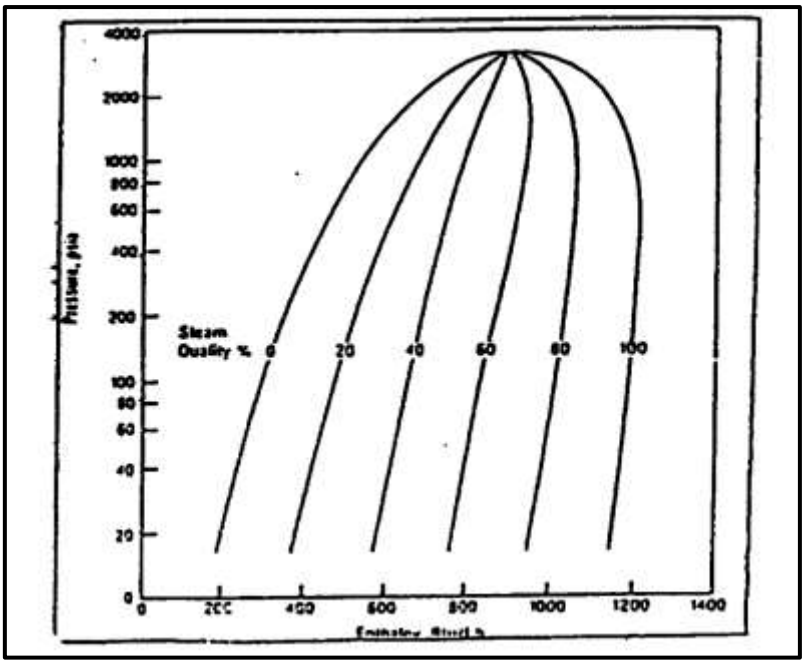


Gambar 3.8.

***Recovery* Minyak sebagai Fungsi Panas Efektif Injeksi**

dan Saturasi Minyak *Mobile*

(Hong, K.C., 1994)



Gambar 3.9.

Entalpi *Wet Steam* sebagai Fungsi Kualitas *Steam* dan Tekanan

(Hong, K.C., 1994)

3.5. Perencanaan Operasi *Steam Flooding*

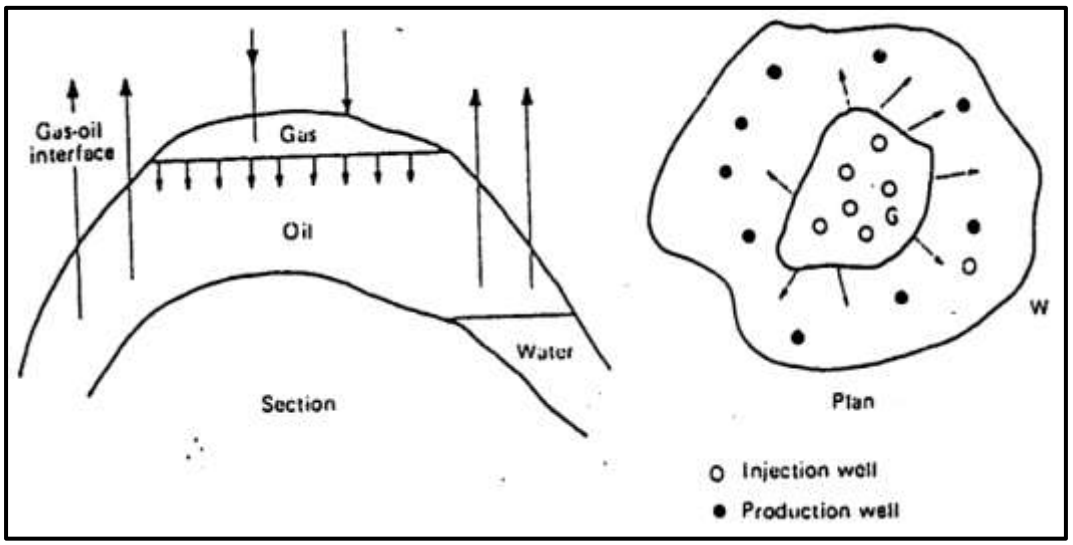
Perencanaan operasi injeksi uap disini meliputi : pola sumur injeksi, laju injeksi, fasilitas injeksi.

A. Pola Sumur Injeksi – Produksi

Pola sumur injeksi-produksi dibedakan sesuai dengan proyeksi di permukaan dari titik sumur menembus *reservoir*. Susunan sumur injeksi-produksi dapat merupakan pola teratur dan pola tidak teratur. Keteraturan pola sumur injeksi-produksi dipengaruhi oleh keteraturan dalam kedudukan sumur yang dibor. Penempatan sumur injeksi relatif terhadap sumur produksi dipengaruhi oleh geometri *reservoir*, jenis natural drive, kemiringan formasi, dan arah permeabilitas utama.

- *Central Flooding*

Central flooding atau *centre-to-edge flooding* adalah pola sumur injeksi-produksi, di mana sumur-sumur injeksi terletak di tengah-tengah *reservoir*, sedangkan sumur-sumur produksi mengelilinginya. Pola *central flooding* digunakan pada kasus dimana permeabilitas pada zona di luar batas *reservoir* adalah rendah, *reservoir* dengan tudung gas atau pada *reservoir* stratigrafi.



Gambar 3.10.

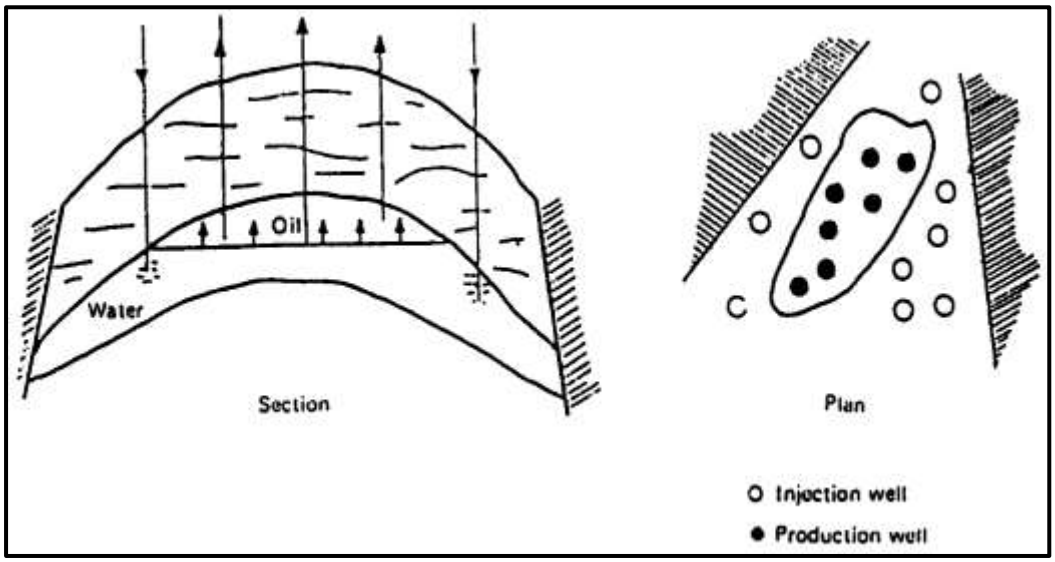
Central Flooding

(Hong, K.C., 1994)

- *Peripheral Flooding*

Peripheral flooding atau *edge flooding* adalah pola sumur injeksi-produksi dimana sumur-sumur injeksi terletak di luar batas pengeringan (*oil bearing contour*), sedangkan sumur-sumur produksi terletak di tengah-tengah *reservoir*. Pola *peripheral flooding* digunakan pada *reservoir* dengan jebakan struktur di mana *natural drive* yang bekerja adalah *water drive*. Keunggulan

peripheral flooding adalah dapat memberikan perolehan minyak maksimum dengan produksi air yang minimum.



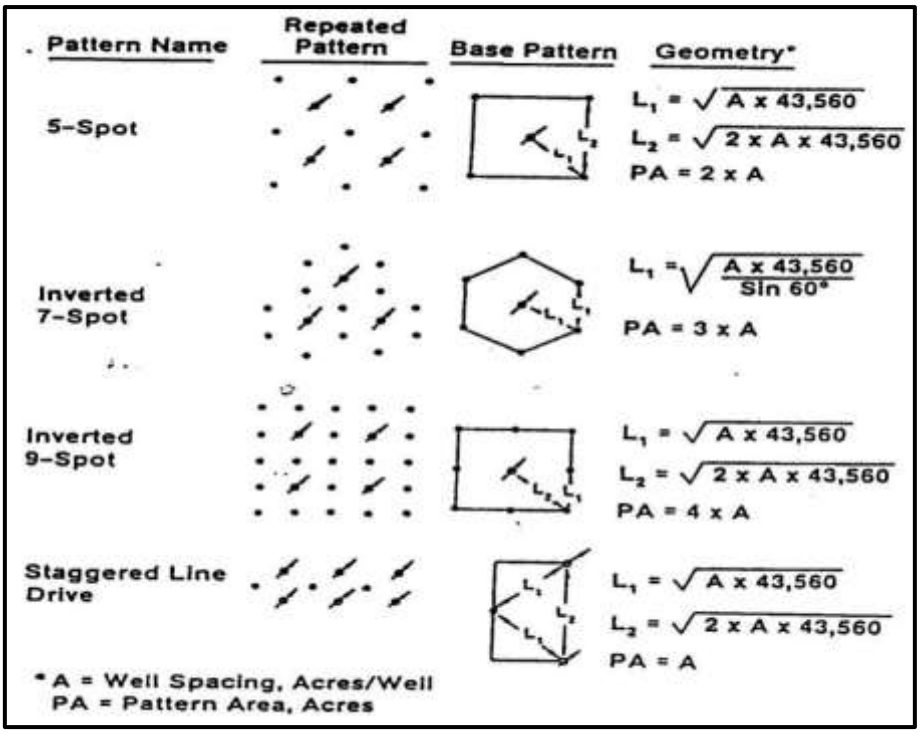
Gambar 3.11.

Peripheral Flooding

(*Hong, K.C., 1994)*

- *Pattern Flooding*

Pattern flooding adalah pola sumur injeksi-produksi di mana penempatan sumur-sumur injeksi dan produksi mengikuti pola-pola tertentu atau teratur. Gambar 4.16 menunjukkan jenis-jenis pola sumur *pattern flooding*, dimana karakteristik tiap pola yang menyatakan perbandingan jumlah sumur produksi terhadap sumur injeksi ditunjukkan pada Tabel 3.6. Proyek injeksi uap pada umumnya menggunakan pola *five spot* dan *inverted five spot* yaitu satu sumur injeksi dan empat sumur produksi. Menurut Teberg, luas tiap pola berkisar 10



Gambar 3.12.

Pattern Flooding

(*Hong, K.C., 1994)*

Tabel III-3

Karakteristik Pola Sumur Injeksi-Produksi

(Gomma, E.E., 1995)

Pattern	Ratio of producing wells To injection wells	Drilling pattern required
Four spot	2	Equilateral triangle
Skewed four spot	2	Square
Five spot	1	Square
Seven spot	½	Equilateral triangle
Inverted seven spot	2	Equilateral triangle

Nine spot	1/3	Square
Inverted nine spot	3	Square
Direct line drive	1	Rectangle
Staggered line drive	1	Offset lines of wells

B. Laju Injeksi

Penentuan laju injeksi optimal dalam operasi injeksi uap bertujuan untuk meningkatkan perolehan minyak dengan maksimum dengan biaya seminimum mungkin. Laju injeksi berhubungan dengan efisiensi panas dalam zona uap pada proses pendesakan minyak. Laju injeksi optimal lebih banyak tergantung dari ukuran pola dari pada ketebalannya. Injeksi uap dalam lapisan yang tipis akan mempunyai efisiensi yang rendah dibandingkan pada lapisan dengan ketebalan yang besar.

Hubungan antara laju injeksi optimal terhadap ketebalan luas pola berdasarkan hasil KOMBINASI dan data operasi ditunjukkan pada Tabel III-7.

Tabel III-4

Korelasi Laju Injeksi Optimal terhadap Ketebalan dan Luas Pola

(*Five hot spot*)

(Gomma, E.E., 1995)

Hasil KOMBINASI Dan Data Operasi	Luas pola (acre)	Ketebalan (ft)	Laju injeksi optimal (BBL/D)
Chu – Trimble	2.5 2.5 5.0 5.0	30 90 30 90	225 225 375 400
Bursell – Pitmann	2.5	55	300

Gomaa et al	53.6	250	500
Van Dijk	15	80	1250

C. Fasilitas Instalasi Injeksi Uap

- **Generator Uap**

Menurut konveksi ASME, generator uap mencakup *instalasi furnace, boiler, superheater, reheater, economizer*, dan pemanas mula-mula udara serta peralatan pembakaran lainnya. Energi kimia dalam bahan bakar dalam generator uap diubah menjadi energi panas yang dipindahkan ke air sehingga air yang masuk ke generator uap diubah menjadi uap pada tekanan dan temperatur fisik. Pilot injeksi umumnya menggunakan generator uap tipe drum. Selain tipe drum, bisa juga digunakan tipe satu saluran. Generator uap tipe drum dapat menghasilkan uap dari 15000 BBL air tiap hari. Efisiensi generator uap ditentukan oleh kandungan panas uap, kadar air, kadar hidrogen dalam bahan bakar dan faktor kelebihan udara. Untuk kondisi yang sama, kualitas uap yang dihasilkan generator tipe drum lebih tinggi daripada tipe satu saluran. Bagian terpenting dari generator uap tipe satu saluran adalah saluran tabung yang membentuk coil. Pada satu bagian saluran, air masuk dan dipanasi hingga mencapai temperatur tertentu, kemudian fluida panas ini masuk ke dalam bagian boiler yang lain di mana pemanasan dilanjutkan hingga mencapai kandungan panas yang diinginkan. Pembakaran pada generator uap dapat digunakan minyak berat, gas alam, atau batubara. Minyak berat jarang digunakan sebagai bahan bakar karena mudah terjadi *plugging* sehingga air tidak konstan dan terjadi gangguan nyala api. Pengukuran kualitas uap umumnya menggunakan *orifice meter*. Kualitas uap dapat dihitung berdasarkan laju aliran massa uap dibagi dengan massa air umpan (*feed water*). Tekanan

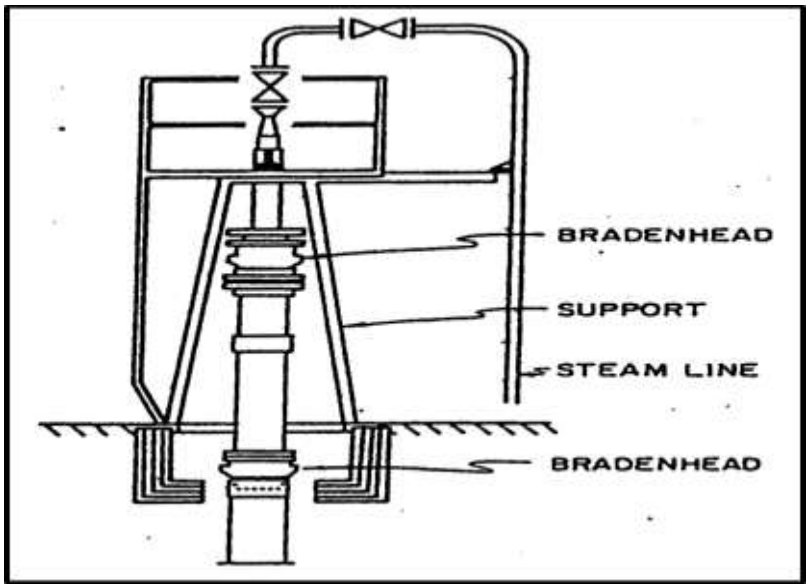
generator uap ditentukan bedasarkan pendekatan terhadap tekanan retak formasi. Uap bercampur air panas yang keluar dari generator kemudian masuk ke dalam *manifold* yang akan membagi ke tiap-tiap sumur injeksi. Distribusi ke tiap sumur injeksi menggunakan pipa yang diisolasi untuk menghindari hilangnya panas.

- **Pipa Uap**

Perencanaan instalasi pipa uap di permukaan didasarkan atas laju kehilangan panas yang terjadi. Kehilangan panas diusahakan sekecil mungkin dengan cara mengambil jarak untuk sistem distribusi yang paling optimal. Generator uap dan *wellhead* sumur injeksi dilengkapi dengan *check valve* adalah untuk memulai, memberhentikan, danmengatur aliran uap.

- **Kelengkapan Sumur Injeksi**

Akibat ekspansi thermal maka komplesi sumur injeksi perlu dilengkapi dengan suatu gantungan yang akan menopang terjadinya pengembangan material sehingga hanya akan terjadi pengembangan yang arahnya ke bawah. Pipa *casing* yang disemen pada bagian atas dari lapisan produktif secara normal akan mengembang ke atas. Adanya dua *bradenhead* akan memberikan kelonggaran tubing, *casing*, maupun konduktor untuk bergerak relatif satu dengan yang lainnya. Gambar 4.17 menunjukkan komplesi sumur injeksi di permukaan. Sumur produksi juga akan mengalami kenaikan temperatur akibat ekspansi thermal. *Wellhead* sumur produksi hanya dilengkapi dengan satu *bradenhead* yaitu diantara *tubing* dan *casing*, hal ini disebabkan oleh kenaikan temperatur pada sumur produksi sudah cukup jauh di bawah temperatur uap yang diinjeksikan.



Gambar 3.13.

Komplesi Sumur Injeksi di Permukaan

(Gatlin. C.,1960)

- **Treatment terhadap Air yang Digunakan**

Beberapa sumber air yang dapat digunakan dalam injeksi uap, yaitu : air perolehan,air tawar, air pemukaan. Bila suatu sumber air tidak mencukupi maka seringkali dilakukan dengan mencampur air dari beberapa sumber. Masing-masing sumber air mempunyai karakteristik yang berbeda, oleh karena itu perlu dilakukan treatment untuk mengkondisikan air untuk dapat disesuaikan dengan karakteristik *reservoir*-nya.

3.6. Keuntungan dan Kerugian *Steam Flooding*

Keuntungan injeksi uap adalah :

1. Uap mempunyai kandungan panas yang lebih besar daripada air, sehingga efisiensi pendesakannya lebih efektif.
2. Recovery lebih besar dibandingkan dengan injeksi air panas untuk jumlah input energi yang sama.

3. Akan terbentuk zona *steam* dan zona air panas dalam formasi, yang mempuyai peranan terhadap proses pendesakan minyak ke sumur produksi.
4. Efisiensi pendesakan mencapai 60 % OOIP.

Kekurangan injeksi uap adalah :

1. Terjadi kehilangan panas di seluruh transmisi, sehingga pipa perlu diisolasi.
2. Spasi sumur harus rapat, karena adanya panas yang hilang dalam formasi.
3. Terjadinya problem korosi, *scale*, maupun emulsi.
4. Efisiensi pendesakan vertikalnya kurang baik, karena adanya perbedaan gravitasi, maka formasi pada bagian atas akan tersaturasi *steam*.

3.7. *Screening Criteria*

Screening criteria injeksi uap panas ditunjukkan pada **IV-7** berikut ini:

Tabel III-5

***Screening Criteria* Injeksi Uap**

Parameter	Kriteria Seleksi
Batuan *Reservoir*	
Transmisibilitas, mD-ft/ cp	> 100
Permeabilitas, mD	> 200
Ketebalan, ft	> 20
Saturasi Minyak, %PV	> 40-50
Kedalaman, ft	300-5000
Temperatur, ^{o}F	Tidak kritis
Jenis Batuan	*Sandstone* dengan porositas dan permeabilitas

	besar
Fluida Reservoar	
Gravity, ^{o}API	< 25 (kisaran normal 10-25)
Viskositas, cp	> 20 (kisaran normal 100-5000)
Komposisi	Tidak kritis tetapi adanya komponen ringan akan membantu

BAB IV

PEMODELAN SIMULASI RESERVOIR THERMAL

4.1. Pengertian Pemodelan Simulasi *Thermal*

Simulasi Reservoir Thermal adalah metode untuk memprediksi kinerja suatu reservoir dengan *treatment injeksi thermal* untuk melihat suatu reservoir dan meramalkan produksi sehingga dapat dilakukan perencanaan, implementasi, interpretasi, dan memanage field secara umum. CMG STARS merupakan salah satu cara yang dapat digunakan untuk memodelkan reservoir dengan thermal treatment. Semua bentuk *thermal recovery* digunakan untuk menurunkan viskositas dalam *crude oil*. Pada umumnya, *thermal recovery* merupakan *treatment* khusus untuk meningkatkan perolehan minyak pada *heavy oil field*. Proses *thermal recovery* dapat dikelompokkan menjadi *thermal drive* atau *stimulation treatment.* Dalam *thermal drive*, fluida diinjeksikan secara kontinyu melalui sumur injeksi yang akan mendorong minyak menuju sumur produksi (*steamflooding*). Tekanan injeksi diperlukan untuk mengatur *rate* injeksi dan juga menaikkan gaya dorong di dalam reservoir agar memudahkan minyak berat untuk bergerak. Gaya dorong di dalam reservoir atau disebut juga *drive* mekanisme terbagi menjadi *gravity*, *solution gas*, dan *natural waterdrive*.

Pada proses *thermal stimulation*, dikenal salah satu metode yang disebut *Cyclic Stimulation* (CSS). Stimulasi uap umumnya dilakukan secara berkala atau bersiklus. Proses tersebut dapat juga disebut *steam soak process, cyclic steam stimulation,* dan *huff and puff process*. Tujuan dari stimulasi uap sama halnya dengan tujuan dari injeksi *thermal* secara umum yaitu untuk meningkatkan produktivitas sumur produksi dengan menurunkan viskositas

minyak, bila viskositas minyak turun maka mobilitas minyak akan bertambah. Meningkatnya mobilitas minyak tentunya akan meningkatkan produktivitas sumur.

Berbeda dengan CSS, *steamflooding* dilakukan dengan cara injeksi secara kontinyu. Ada 2 jenis sumur untuk melihat performa dari *steamflooding* yaitu sumur injeksi dan sumur produksi. *Steam* yang diinjeksikan ke dalam reservoir akan menurunkan *oil saturation* di *steam zone* hingga ke nilai yang sangat rendah dan mendorong minyak untuk bergerak keluar dari *steam* zone tersebut (Hong, 1994). Selain CSS dan *steamflooding*, simulasi thermal juga dapat dilakukan untuk operasi *in-situ combustion* dan SAGD *(Steam Assisted Gravity Drainage)*

4.2. Tahapan Simulasi Reservoir *Thermal*

4.2.1.Persiapan Data

Persiapan data bertujuan untuk mendapatkan data yang valid dan sesuai kebutuhan didasarkan pada tujuan dan prioritas simulasi. Persentase keakuratan hasil simulasi yang dilakukan ditentukan oleh validitas data yang digunakan, sehingga tanpa data yang memadai gambaran yang diharapkan tidak akan tercipta atau bahkan akan memberikan informasi yang menyesatkan.

Data yang dibutuhkan untuk melakukan simulasi dapat diperoleh dari berbagai sumber data yang memungkinkan. Meskipun demikian, sebagian besar dari data tersebut tidak dapat langsung dipakai, tetapi memerlukan proses pengolahan sehingga dihasilkan data yang siap pakai. Pemilihan sumber data serta pengolahan juga sangat berpengaruh terhadap kesiapan data itu sendiri, yang pada akhirnya juga berpengaruh terhadap hasil simulasi secara keseluruhan.

Data yang dibutuhkan untuk pengerjaan simulasi reservoir antara lain:

1. Data Geologi (*Top Structure*, *Bottom Structure*, *isoporosity*, *isopermeability*, *net to gross*).
2. Data PVT fluida (Tekanan, temperatur, kelarutan gas dalam minyak, faktor volume formasi, viskositas, densitas fluida, kompresibilitas fluida).
3. Data Batuan/*Core Analysis* (Porositas, permeabilitas, saturasi, tekanan kapiler, kompresibilitas batuan, dan sebagainya).
4. Data Produksi (Produksi minyak, air, gas vs waktu; tekanan vs waktu).
5. Data Penunjang (*Date* perforasi, ukuram tubing, dan sebagainya).

4.2.2. Pembuatan Grid

Pemilihan model dilakukan secara sistematik yang disertai dengan analisa terhadap parameter-parameter terkait, sehingga didapatkan model yang optimum untuk mensimulasikan reservoir sesuai dengan tujuan dan prioritas simulasi. Parameter-parameter yang berpengaruh dalam pemilihan model adalah sebagai berikut :

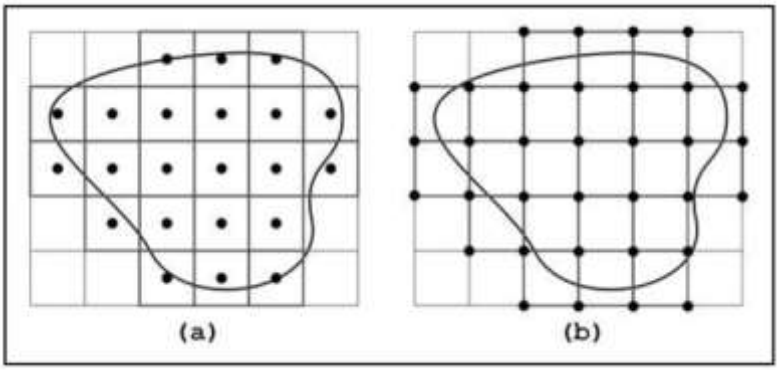
- Jenis reservoir.
- Geometri dan dimensi reservoir.
- Data yang tersedia.
- Jenis proses secondary atau tertiary recovery yang akan dimodelkan.

Selain keempat parameter di atas, pemilihan model juga mempertimbangkan sumber daya manusia, kemampuan teknologi (komputer) serta pertimbangan keekonomian.

Pembuatan model meliputi pembuatan grid dan dimensi dari model. Grid pada model simulasi digunakan untuk menerjemahkan bentuk *discrette* pada persamaan *finite difference*. Jenis grid yang digunakan pada pemodelan

ditentukan berdasarkan tujuan dari simulasi. Sistem grid yang dapat digunakan pada model simulasi adalah sebagai berikut :

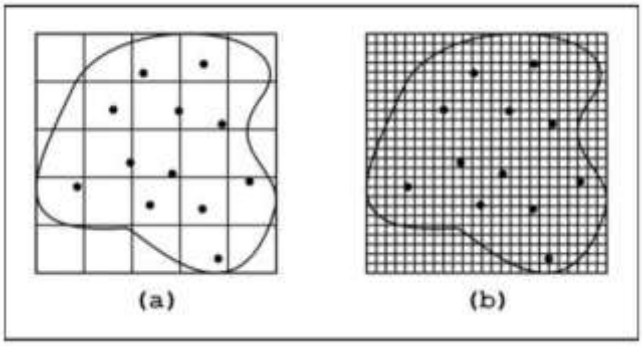
- *Block Centered*, parameter yang saling bergantungan dihitung pada tengah-tengah sel atau blok. Tidak ada titik pada boundary.
- *Lattice* atau *Corner Point*, parameter yang saling bergantung dihitung pada titik perpotongan garis grid.



Gambar 4.1.

Sistem *Grid* pada Model Simulasi *(a) Block Centered Grid, (b) Lattice Grid*

(Pamungkas, J., 2011)



Gambar 4.2.

Jenis Ukuran *Grid* pada Model Simulasi (a) *coarse grid*, (b) *fine grid*

(Pamungkas, J., 2011)

Ukuran grid dapat dibedakan menjadi 2 jenis yaitu *coarse grid* (grid kasar) dan *fine grid* (grid halus). *Coarse grid* biasanya digunakan pada simulasi sederhana ataupun digunakan pada tahap awal untuk menguji model konsep yang akan digunakan. *Fine grid* digunakan setelah konsep model sesuai, serta pada simulasi reservoir berlapis.

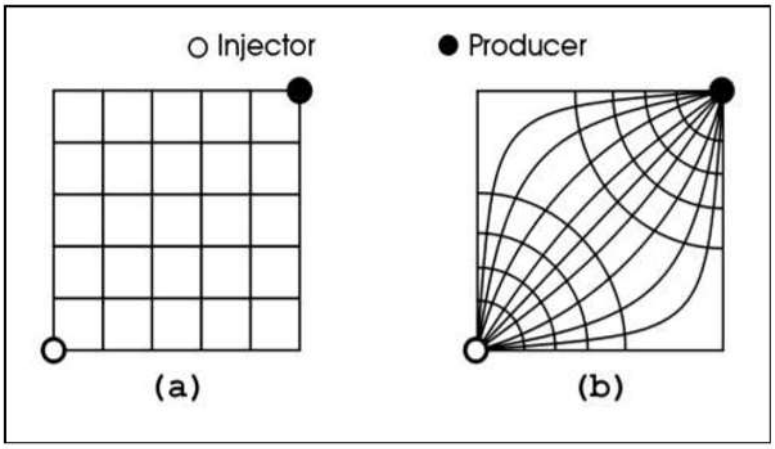
Berdasarkan bentuknya, jenis grid dapat dibedakan menjadi 4 jenis, yaitu *cartesian grid, curvilinear grid, radial grid* dan *locally-refined cartesian grid.*

a. *Cartesian Grid*

Grid jenis ini dibentuk oleh garis-garis horizontal dan vertikal yang membentuk bujur sangkar, dan merupakan jenis *grid* yang paling umum digunakan dalam pemodelan reservoir.

b. *Curvelinear Grid*

Grid ini digunakan untuk menyesuaikan model dengan batas reservoir, adanya patahan serta untuk mengikuti arah pola aliran fluida, terutama pada reservoir miring, atau adanya perbedaan kedalaman antara sumur injeksi dan produksi.



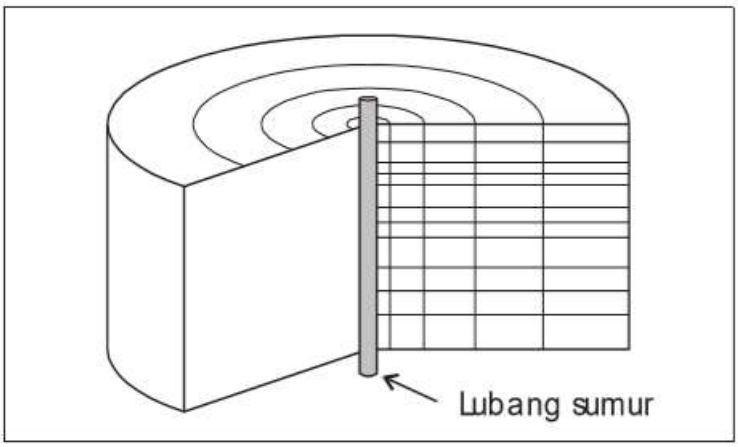
Gambar 4.3.

(a) *Cartesian Grid* dan (b*) Curvlinear Grid*

(Pamungkas, J., 2011)

c. *Radial Grid*

Grid jenis ini biasanya digunakan pada simulasi *single-well*, untuk memperkirakan kinerja sumur, terjadinya *coning*, mengetahui pengaruh komplesi serta memperkirakan karakteristik permeabilitas ditempat dengan *pressure build-up*.



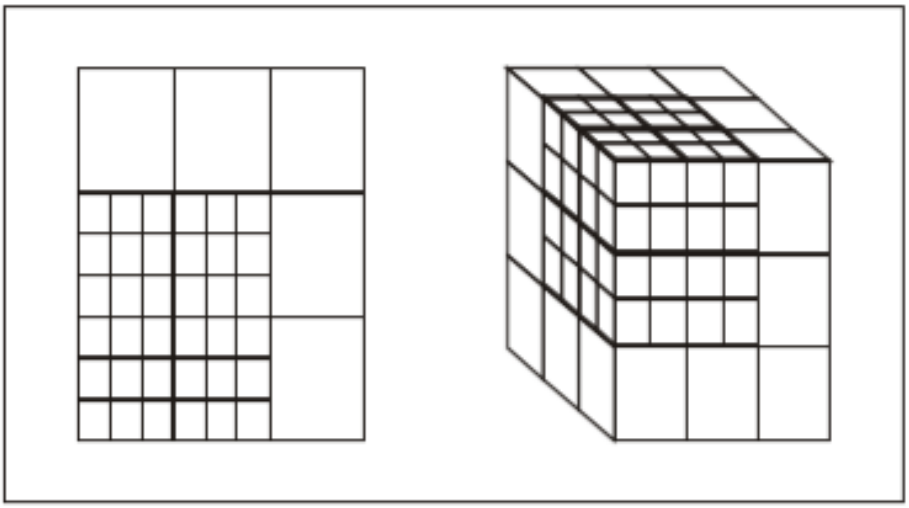
Gambar 4.4.

Radial Grid

(Pamungkas, J., 2011)

d. *Locally-refined Cartesian Grid*

Grid jenis ini di bentuk dengan membuat *fine grid* pada bagian-bagian tertentu dari *coarse grid*. Hal ini dilakukan untuk mempercepat proses simulasi yaitu dengan memperkecil jumlah sel yang disimulasikan.

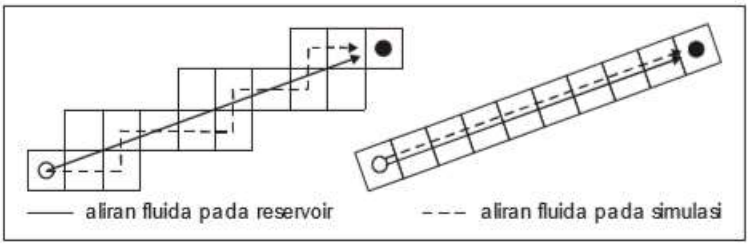


Gambar 4.5.

Locally-refinement Cartesian Grid

(Pamungkas, J., 2011)

Pembuatan grid juga memperhatikan penentuan arah grid. Penentuan arah grid dipengaruhi oleh distribusi permeabilitas vertikal dan horizontal (pada reservoir anisotropi), serta arah aliran fluida yang dominan. Gambar 4.6. menunjukkan pengaruh arah grid terhadap proses aliran fluida pada simulasi.



Gambar 4.6.

Pengaruh Arah *Grid* terhadap Proses Aliran pada Simulasi

(Pamungkas, J., 2011)

4.2.2.1. Pembuatan Model Reservoir

Dalam membuat model reservoir, kondisi inisial merupakan bagian penting karena hal ini yang akan digunakan untuk mendesain rencana seperti apa yang akan dilakukan dalam operasi simulasi reservoir. Parameter yang cukup penting dalam kondisi inisial adalah OOIP.

1. Kondisi inisial berdasarkan karakteristik reservoir

Berikut adalah contoh kondisi inisial dari suatu model simulasi reservoir.

Tabel IV-1

Kondisi Inisial *Zone* D 350

OOIP	MSTB	37,778
Cummulative Production @dec2018	MSTB	6,791
RF	%	18%
Remaining Oil	MSTB	30,986

2. Simulation model grid

Studi ini dilakukan pada lapangan Batang, Cekungan Sumatra Tengah. Cekungan Sumatra Tengah merupakan cekungan belakang busur yang berkembang di sepanjang pantai barat dan selatan paparan Sunda. Cekungan ini adalah salah satu cekungan minyak produktif di Indonesia, dan Lapangan Batanng merupakan reservoir yang dangkal dengan kedalaman 120 – 600 ft, dengan susunan formasi dari yang tua ke muda yaitu Bekasap dan Duri.

Grid Size (m)	12.5 m x 12.5 m x 42 ft
Grid Dimension	282 x 167 x 203
Total Grid	9,560,082
Segment	2
Zone	11

Setelah model sintetik selesai, kemudian diperlukan input data berdasarkan data yang telah tersedia.

4.2.3. Input Data

Input data pada simulator bisa dilakukan dengan tiga cara:

1. *Typing* yaitu dengan mengetikkan data yang ada ke kolom isian yang sudah tersedia.
2. *Digitizing* yaitu proses perekaman koordinat x dan y dari peta geologi yang sudah ada sebanyak mungkin dengan interval sekecil mungkin agar dapat membentuk garis batas peta yang baik. Langkah yang dilakukan adalah:
    - Menempel peta pada suatu kertas besar
    - Memplot koordinat garis masing-masing peta (top struktur, isoporositas, isopermeabilitas , ketebalan vertikal)
    - Memplot koordinat sumur yang menembus lapisan batuan yang sama
    - Menulis dan menyimpan data tersebut ke file digitasi
3. *Importing* yaitu memasukkan data dalam bentuk file yang sudah diatur dari program lain, sehingga akan mempermudah dalam usaha memasukkan data. Pemasukan data yang sangat banyak dapat diolah dengan program lain sesuai dengan format masukan data pada simulator, dan setelah selesai dapat diambil sekaligus tanpa mengisi satu persatu.

1. Rock Properties

Data *rock properties* dimasukkan menjadi parameter input. Pada injeksi *thermal* terdapat *rock properties* khusus yang perlu diinput. Parameter tersebut sesuai yang ditunjukkan **Tabel IV-2**

Tabel IV-2

Parameter Khusus *Rock Reservoir Properties*

Oil heat capacity	0.526	BTU/cuft-^{0}F
Reservoir Thermal Expansion	4x10^{-4}	Vol/vol/^{0}F
Overburden heat capacity	38.4	BTU/cuft-°F
Underburden heat capacity	38.4	BTU/cuft-°F
Overburden heat conductivity	35	Btu/ft day °F
Underburden heat conductivity	35	Btu/ft day °F

2. *Fluid Properties*

Berikut adalah data *fluid properties* pada *Zone D-350*.

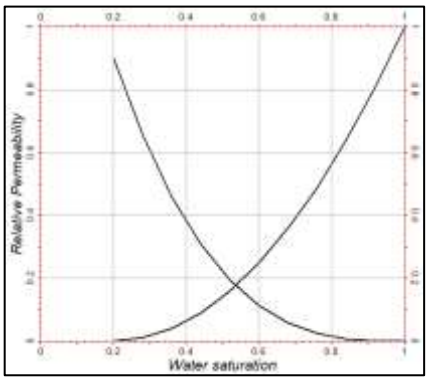
Tabel IV-3

Data *Fluid Properties*

Property	Duri 24	Duri 25
Appearance	Liquid	Solid
Density @114.1°F (Exp)	0.9330	0.9070
Density @75.0 °F (Calc)	0.9480	0.9224
Gravity @ 60°F, °API	16.7	20.7
Vis. @100.5 °F	2298	912
Vis. @135.0 °F	537	146
Vis. @175.0 °F	152.9	52.9
Cloud point, °F	92.4	103.5
Pour point, °F	40	65

3. Permeabilitas *relative*

Grafik IV-2
Sw Vs Kro, Krw

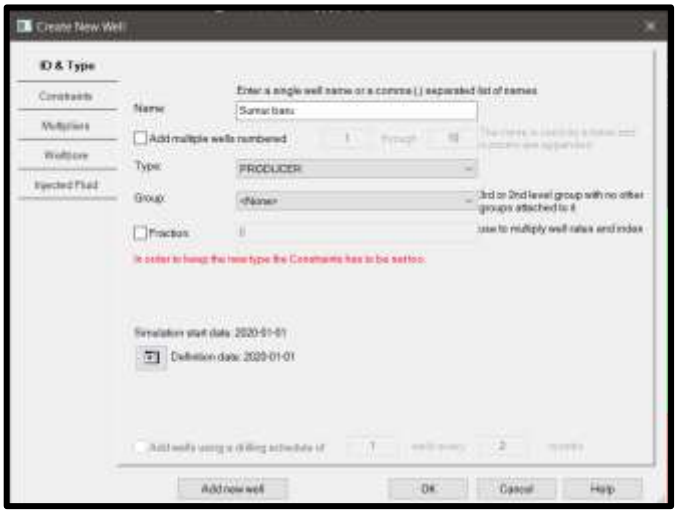


Gambar 4.7 Kurva permeabilitas relatif pada pemodelan dinamik

1. Data sumur

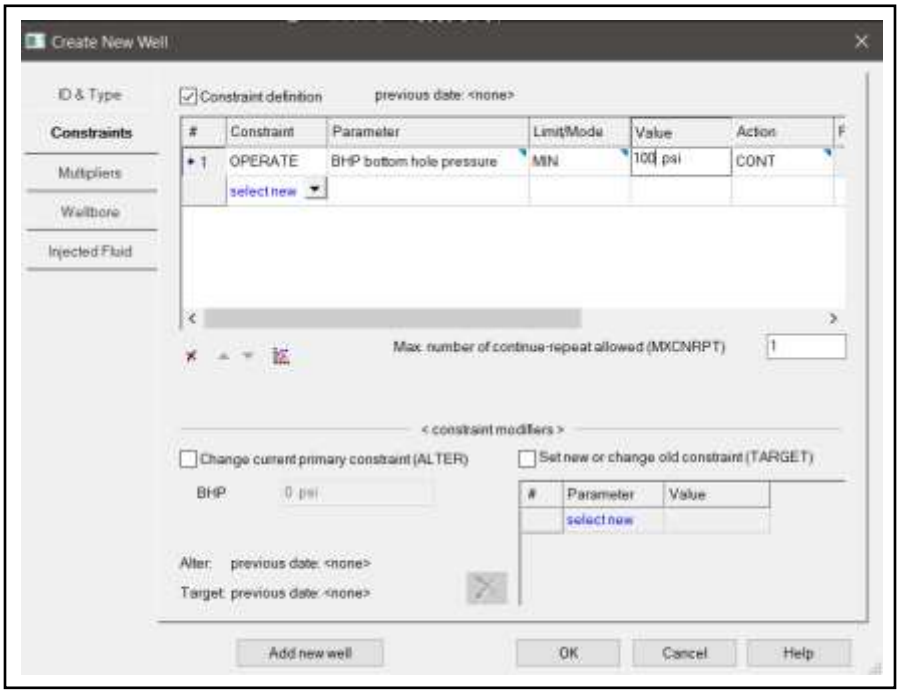
Setelah data *grid* dan *reservoir* sudah merepresentasikan suatu *reservoir*, pembuatan sumur baru bisa dilakukan. Apabila dalam melakukan suatu perencanaan, maka sumur perlu diletakan pada lokasi koordinat yang diinginkan. Apabila *forecast production*, maka peletakan sumur harus memperhatikan *existing well*. Langkah-langkah dalam membuat sumur baru adalah sebagai berikut.

A. Masuk ke tab *Well* kemudian *"Create well"*



Gambar 4.9.
Tampilan langkah pembuatan sumur baru

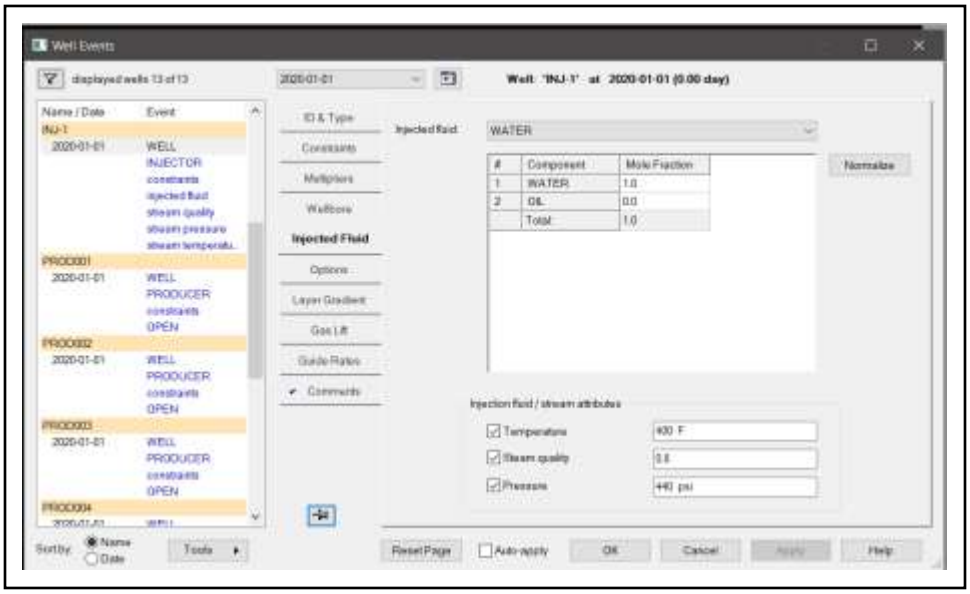
Pada tab ID dan *type*, terdapat nama sumur yang akan dibuat dan *type*. Di mana 2 bagian ini menentukan identitas sumur dan *type* menggambarkan apakah akan dibuat sumur produksi atau sumur injeksi. Setelah itu, masuk pada tab "*constrain*".



Gambar 4.10.
Tampilan tab *constrain*

Pada tab constrain, fungsi tab ini adalah untuk mendefiniskan konstrain yang akan kita gunakan. Konstrain memiliki fungsi untuk membatasi sebuah parameter apakah akan dibatasi nilai maksimal atau nilai minimal. Sebagai contoh konstrain yang digunakan adalah BHP Min 100 psi. Maka, pada nilai 100 psi BHP akan konstan di 100 psi (plateu) tergantung *action* yang digunakan.

Pada tab *multiplier* dan *wellbore* dapat disesuaikan sesuai kebutuhan. Jika yang dibuat pada simulasi reservoir adalah sumur injeksi, maka perlu masuk ke tab *"Injected Fuid"* dan menginput parameter sesuai dengan fluida yang akan diinjeksikan.



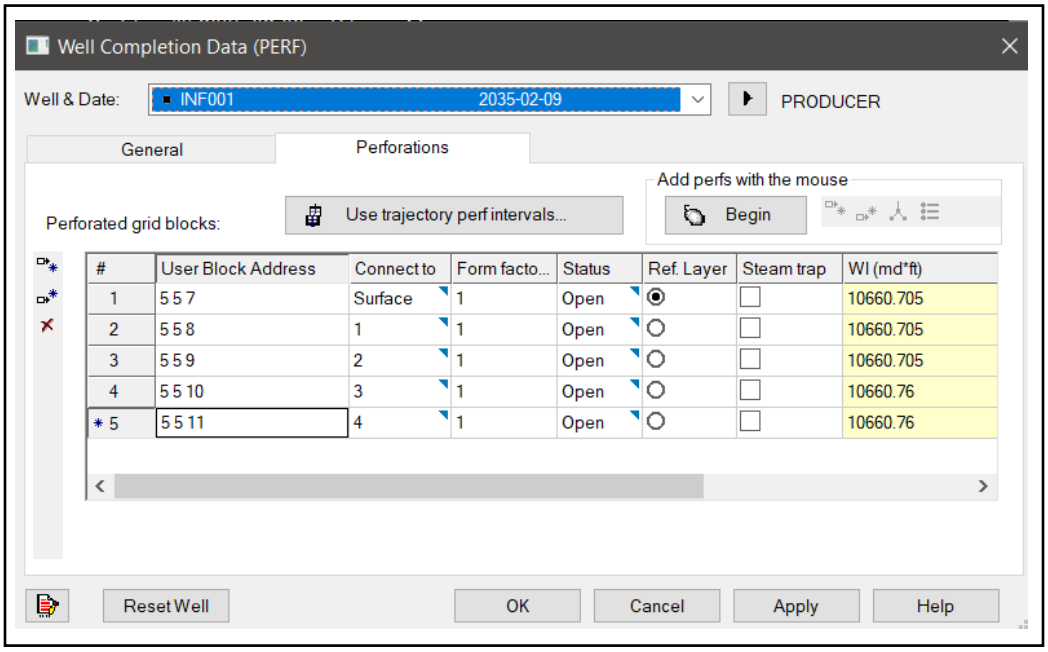
Gambar 4.11.
Tampilan parameter pada fluida injeksi

Pada tab ini, fraksi fluida water diisi 1.0 sebagai fraksi dari fluida lainnya. Kemudian, setelah itu 3 parameter yang perlu diinput yaitu *temperature*, *steam quality*, dan *pressure*.

2. Data Koordinat sumur dan perforasi

Data koordinat sumur merupakan data *surface* di mana sumur itu diletakkan. Apabila data sumur telah dibuat pada *step* sebelumnya, maka peletakan sumur dapat dilakukan sebagai berikut.

A. Masuk ke Tab *well* lalu pilih "*Well Perforation*"

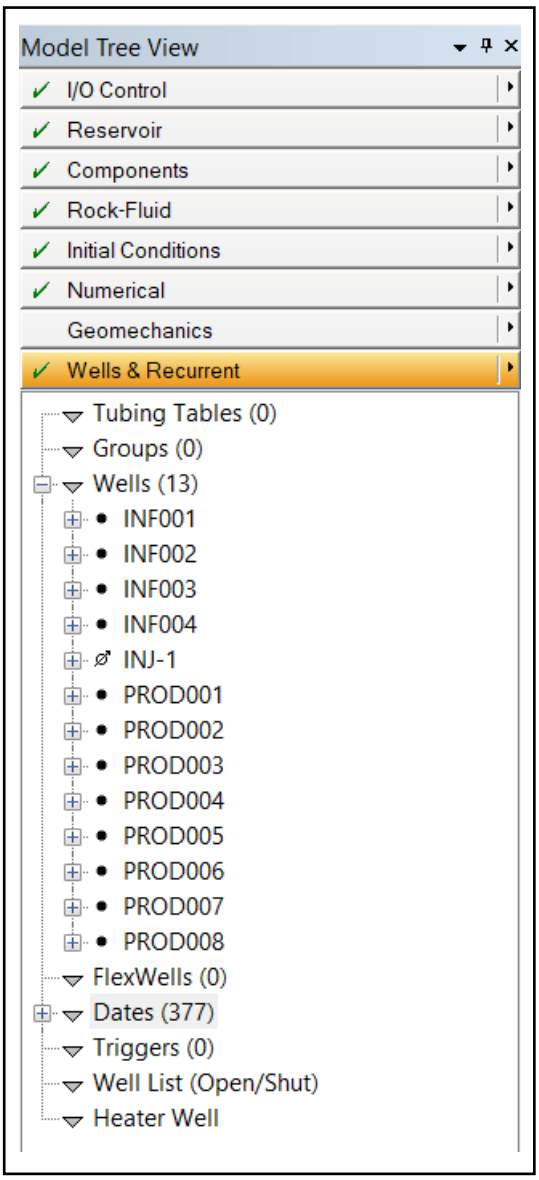


Gambar 4.12.
Konfigurasi koordinat sumur dan perforasi

Pada bagian *Well & Date*, pilih sumur yang akan dipilih untuk dilakukan koordinatnya. Sebelumnya, ubah tampilan *grid* menjadi 2D model untuk memudahkan. Setelah itu klik bagian "*Use Trajectory Perf Interval*". Pada kolom *User Block Address* itu menandakan koordinat arah I J K secara berurutan. Sehingga pada contoh terlihat bahwa koordinat dipilih adalah arah I : 5, arah J : 5, dan perforasi ke arah k adalah layer ke 7, 8, 9, 10, dan 11.

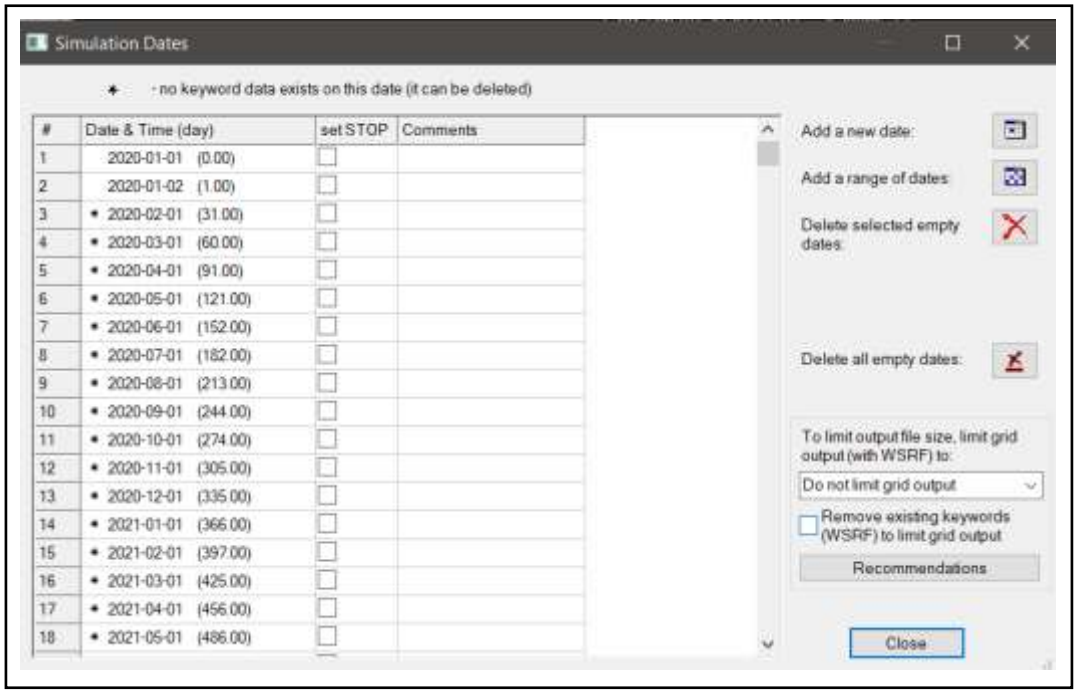
3. Data *schedule*

Untuk membuat analisa per hari atau per bulan, maka perlu menambahkan *schedule time* pada suatu sumur. Selain itu, *schedule* ini merupakan cara untuk membuat operasi buka tutup sumur pada metode CSS.

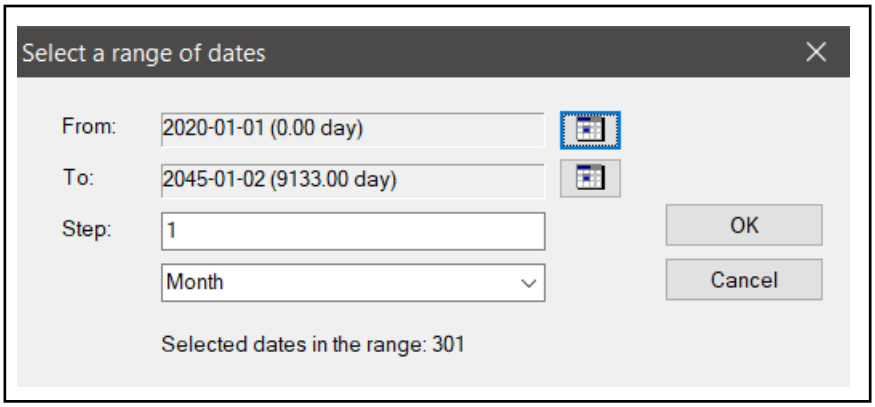


Gambar 4.13.
Data sumur -sumur yang telah dibuat

Klik Date – *Add new date*, tambahkan tanggal 1 di setiap bulan. Maka, *schedule* ini akan muncul saat *running* simulasi dilakukan sebagai *chartlog report*.



Gambar 4.14.
Well schedule



Gambar 4.15.
Penambahan *schedule* setiap tanggal 1 setiap bulan

4.2.4. *Inisialisasi*

Tujuan yang hendak dicapai pada tahap ini adalah untuk menyelaraskan kondisi mula-mula antara model yang dibangun dengan kondisi aktual reservoir. Proses inisialisasi dikatakan telah tercapai jika tekanan inisial dan OOIP hasil simulasi dengan tekanan insial dan OOIP aktualnya sudah selaras (perbedaan hasil simulasi dengan aktualnya < 1 %). Parameter yang dimodifikasi untuk inisialisasi tekanan inisial adalah datum *depth* sedangkan untuk inisialisasi OOIP, parameter yang dimodifikasi adalah data tekanan kapiler versus saturasi air (Pc vs Sw).

4.2.5. *History Matching*

Setelah proses inisialisasi tercapai, maka langkah selanjutnya adalah *history matching.* Pada tahap ini dilakukan penyelarasan antara laju produksi dan tekanan antara hasil perhitungan simulator berdasarkan data yang telah diinput dengan data produksi dan tekanan aktual. Tahap ini sangat menentukan dalam melakukan simulasi *reservoir*. Proses ini dilakukan untuk membuat kondisi dan kinerja model *reservoir* hasil simulasi menyerupai kondisi dan kinerja *reservoir* sesungguhnya. Data lapangan menunjukkan kondisi dan kinerja sesungguhnya. Keselarasan ditunjukkan dengan grafik tekanan terhadap waktu dan produksi terhadap waktu. Penyelarasan dilakukan apabila keselarasan antara model dengan *reservoir* sesungguhnya belum terjadi

4.2.6.Peramalan / Prediksi Skenario Produksi

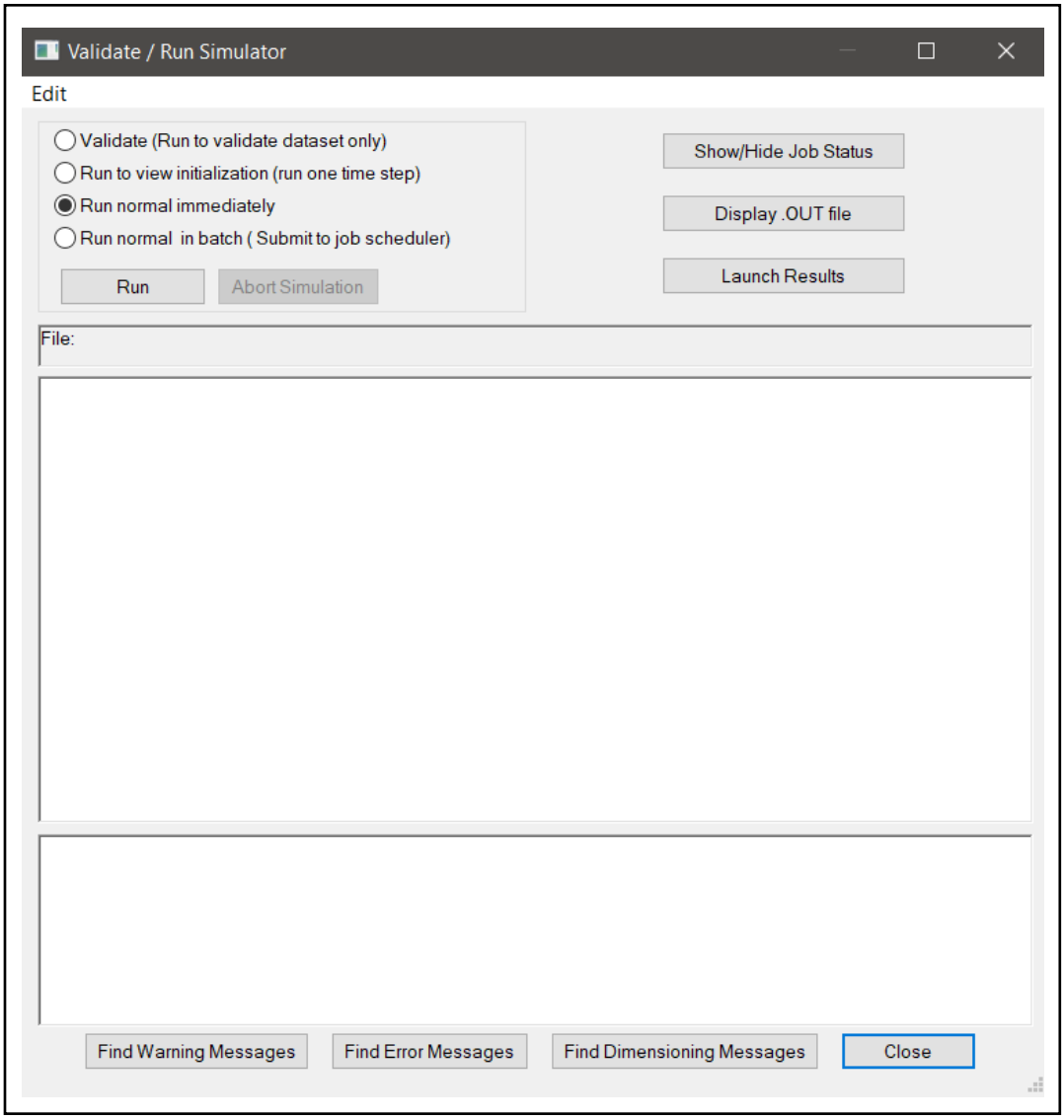
Prediksi atau peramalan merupakan tahap akhir dalam melakukan simulasi *reservoir* setelah proses *history macthing* selesai. Tahap ini bertujuan untuk mengetahui atau melihat perilaku *reservoir* yang disimulasi pada masa yang akan datang berdasarkan kondisi yang diharapkan. Model *reservoir* yang telah selaras dengan keadaan *reservoir* sebenarnya dapat digunakan untuk

peramalan perilaku *reservoir* untuk skenario produksi seperti yang dapat diterapkan pada *reservoir* yang sebenarnya di lapangan. Ketetapan hasil peramalan melaui model sangat dipengaruhi oleh kualitas keselarasan yang dihasilkan, sedang kualitas keselarasan dipengaruhi oleh banyaknya besaran produksi yang dijadikan dasar penyelarasan dan cara modifikasi parameter fisik batuan dan fluida *reservoir*. Peramalan yang dapat dilakukan melalui model simulasi *reservoir* antara lain:

- Hubungan tekanan reservoir dengan waktu.
- Hubungan laju produksi dengan waktu
- Peningkatan *recovery factor* untuk berbagai skenario

4. Forecast.Production

Setelah selesai dengan berbagai input dan pembuatan *well schedule*, maka *running* bisa dilakukan dengan cara masuk ke *Run / Validate with STARS – Run normal Immediately – Run.* Sedangkan, apabila hanya ingin melakukan inisialiasasi melihat OOIP cukup memilih "*Run to view Innitialization*".



Gambar 4.16.
Running Simulasi Reservoir CMG STARS

BAB V
HASIL DAN PEMBAHASAN

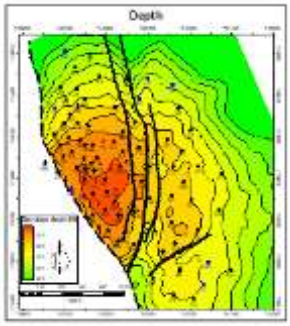
5.1. Pemodelan Reservoir

Studi ini dilakukan pada lapangan Batang, Cekungan Sumatra Tengah. Cekungan Sumatra Tengah merupakan cekungan belakang busur yang berkembang di sepanjang pantai barat dan selatan paparan Sunda. Cekungan ini adalah salah satu cekungan minyak produktif di Indonesia, dan Lapangan Batanng merupakan reservoir yang dangkal dengan kedalaman 120 – 600 ft, dengan susunan formasi dari yang tua ke muda yaitu Bekasap dan Duri. Pemodelan reservoir lapangan tersedia paada Tabel 4.1.

Tabel V.1. Ukuran Grid Lapangan yang diteliti

Grid Size (m)	12.5 m x 12.5 m x 42 ft
Grid Dimension	282 x 167 x 203
Total Grid	9,560,082
Segment	2
Zone	11

Patahan besar memisahkan lapangan Batang menjadi 2 bagian besar Barat dan Timur yang kemudian disebut dengan Segment 1 dan 2. Segment 1 berada di bagian Barat dan sebaliknya. Pada Gambar 1 dihadirkan peta kedalaman lapangan Batang di zona teratas dari total 11 zona yang tersedia, Zona tersebut disebut dengan D-350.



Gambar 5.1. Peta kedalaman dan keberadaan Patahan di zona D-350

5.2. Parameter dan Properti Reservoir

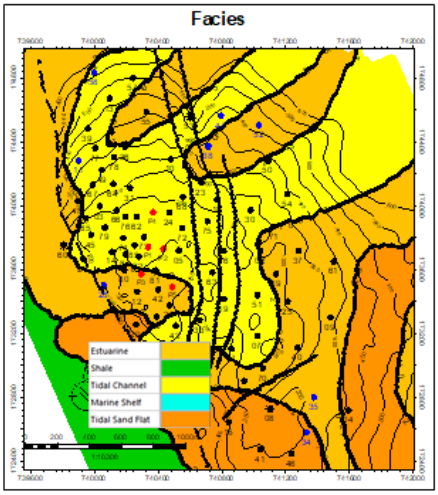
Karakter minyak di lapangan Batang diketahui sebagai minyak berat 20^{o} API, dan viskositas yang sangat tinggi dan dapat mencapai >500 cp pada salah satu sampel. Variasi parameter fluida ditemukan dari dua sampel tersedia, sebagaimana disampaikan dalam Tabel 1. Dengan spesifikasi tersebut, jenis minyak berat pada umumnya menyimpan potensi kendala produksi seperti cepatnya kenaikan produksi air, yang mengakibatkan rendahnya Faktor Perolehan.

Tabel V.2. Data sampel fluida dari lapisan Duri

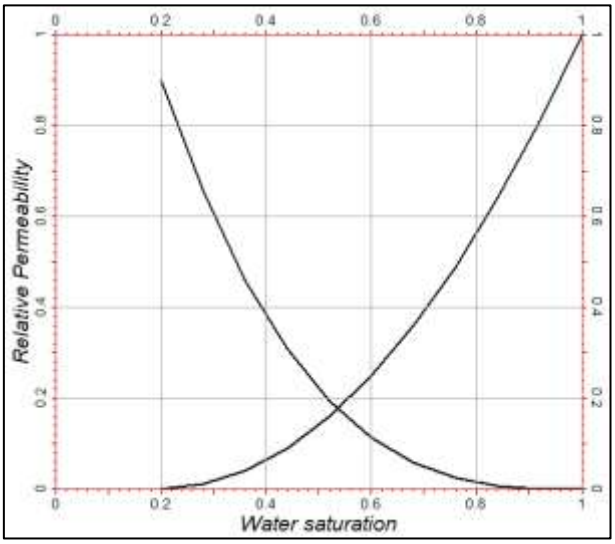
Property	Duri 24	Duri 25
Appearance	Liquid	Solid
Density @114.1°F (Exp)	0.9330	0.9070
Density @75.0 °F (Calc)	0.9480	0.9224
Gravity @ 60°F, °API	16.7	20.7
Vis. @100.5 °F	2298	912
Vis. @135.0 °F	537	146
Vis. @175.0 °F	152.9	52.9
Cloud point, °F	92.4	103.5
Pour point, °F	40	65

Meskipun pada pemetaan Facies lapangan ini dapat dibedakan menjadi 3 tipe, yaitu; Tidal Channel, Estuarine, dan Tidal Sand Flat, namun hanya 1 kurva tekanan kapiler dan 1 kurva permeabilitas relative yang digunakan dalam

pemodelan dinamik. Sehingga, pada penyertaan data yang lebih lengkap, dimungkinkan untuk melakukan karakterisasi lebih lanjut terhadap parameter *rock dynamic*.



Gambar 5.2. Peta persebaran Facies di zona D-350



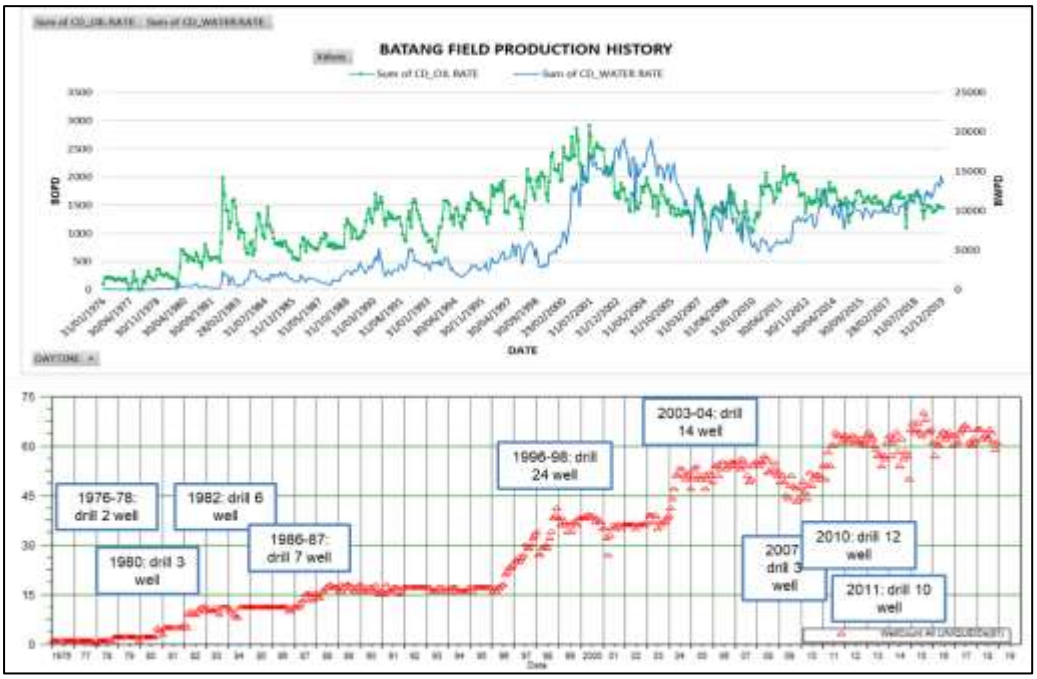
Gambar 5.3. Kurva permeabilitas relatif pada pemodelan dinamik

5.3. Pressure & Temperature

Tekanan yang teridentifikasi dari data DST di awal-awal waktu diketahui sebesar 58 – 79 psi dari zona teratas hingga terdalam di zona D-710. Dan rata-rata temperatur reservoir adalah 135 psi.

Lapangan Batang mulai diprodusikan sejak awal Januari 1976 dan menghasilkan 21 MMSTB hingga data terakhir. Status produksi hingga akhir tahun 2017 masih berproduksi dengan rata-rata rasio air-minyak 86%, dan laju alir minyak 1677 BOPD. Total sumur yang telah di bor hingga waktu tersebut adalah sebanyak 81 sumur.

Akibat dari produksi tersebut, penambahan data monitoring tekanan sangat dibutuhkan untuk evaluasi performa reservoir baik secara area maupun lapangan.



Gambar 5.4. Laju alir minyak dan air dan jadwal bor sumur di Lapangan Batang

5.4. Volume di Tempat

Hidrokarbon diperoleh dari kedua Segment dan 11 interval zona produksi, yang masing-masingnya telah dihitung volume minyak di tempatnya, sebagaimana disampaikan dalam Tabel 4.3.

Tabel V.3. Volume Minyak di setiap Zona

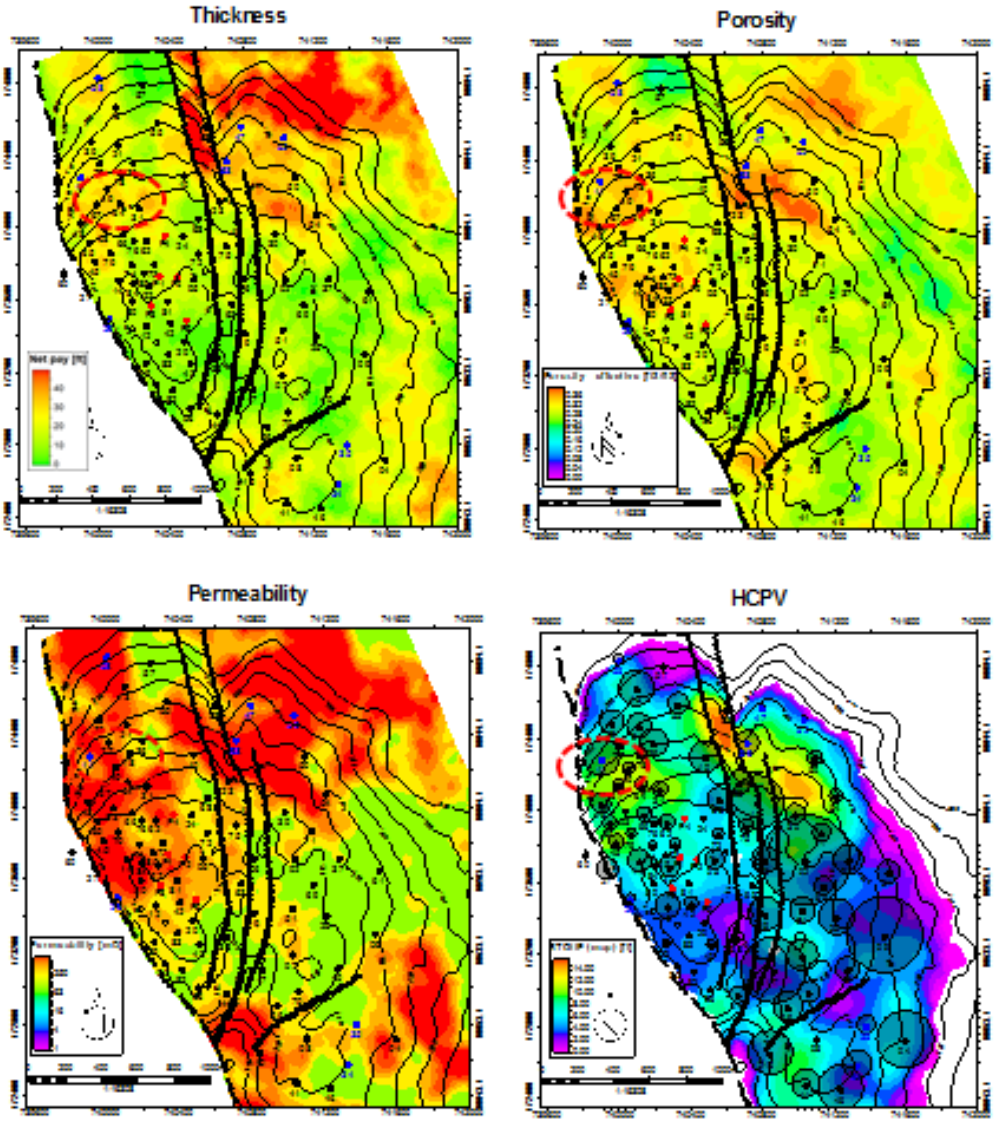
Zone	OOIP (MSTB)	Cumprod @Dec 2018 (MSTB)	RF (%)	Remaining Oil (MSTB)
D 350	37,778	6,791	18%	30,986
D 400	13,889	1,647	12%	12,242
BKS 440	25,421	4,208	17%	21,213
BKS 500	15,721	1,759	11%	13,963
BKS 510	6,567	467	7%	6,100
BKS 520	17,812	2,487	14%	15,324
BKS 560	3,202	532	17%	2,671
BKS 590	9,972	1,377	14%	8,595
BKS 620	2,311	55	2%	2,256
BKS 650	8,483	614	7%	7,869
BKS 710	3,174	20	1%	3,154
TOTAL	**144,329**	**19,957**	**14%**	**124,373**

Sebagaimana disampaikan dalam tabel diatas, maka potensi terbesar dimiliki oleh zona D-350. Oleh karena itu, untuk memaksimalkan perolehan maka fokus penelitian diarahkan pada zona tersebut.

5.5. Area Potensial

Dengan terpilihnya zona potensial tersebut, maka tahap selanjutnya adalah mencari area yang dapat memenuhi kriteria penelitian; yaitu antara lain;

1. Ketebalan, Porositas dan Permeabilitas good to moderate
2. Cadangan tersisa (dan saturasi minyak) teramati relatif tinggi dibandingkan area lainnya
3. Lack of Interference antar radius pengurasan sumur yang di-observasi melalui Bubble Map
4. Jarak sumur lebih jauh dari kontak air

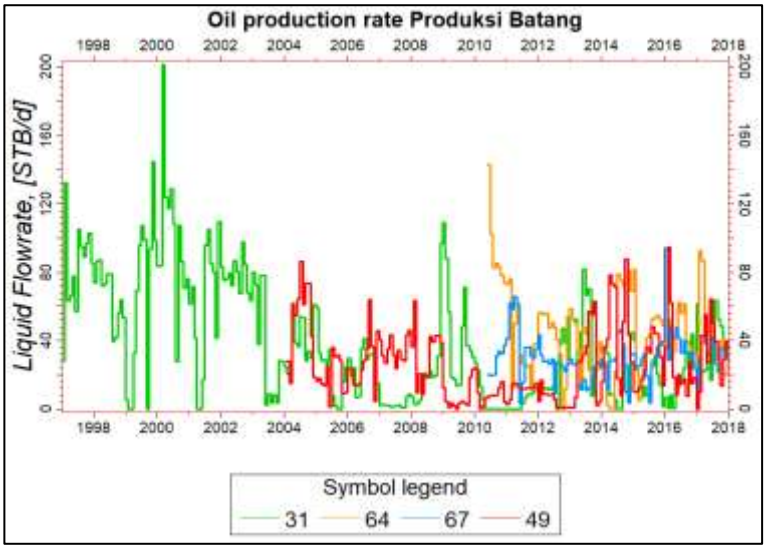


Gambar 5.5. Distribusi parameter dan properti reservoir zona D-350

Melalui Gambar 5 dapat diketahui bahwa area potensial berada di Segment 1 yang ditunjukkan melalui lingkaran merah putus-putus. Di dalam area tersebut terdapat 4 sumur produksi, yaitu secara berutut-turut dari yang terdangkal adalah; 31, 64, 67, dan 49.

Sesuai penomorannya, Sumur 31 lebih dahulu dibor dan dilanjutkan ke nomor yang lebih besar secara berurutan.

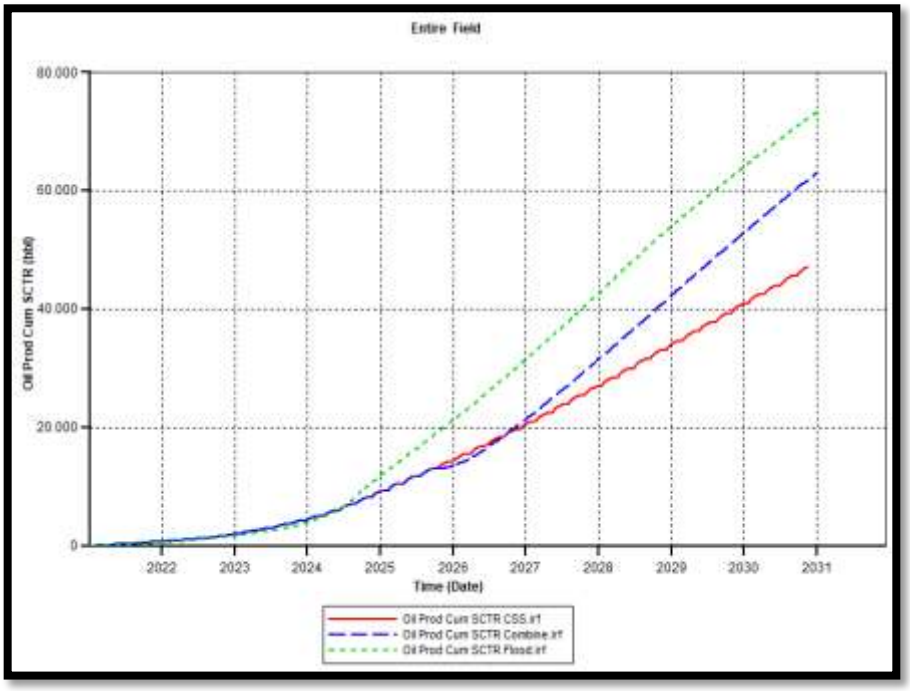
Diantara keempat sumur tersebut, Sumur-31 merupakan sumur yang pernah memproduksikan laju alir terbesar. Dan hingga akhir waktu data, sumur tersebut masih memiliki performa yang sama baiknya dengan sumur-sumur lainnya dalam area yang sama. Dengan demikian, fokus studi akan diarahkan lebih terinci lagi untuk meneliti Sumur-31 dan area disekitarnya.



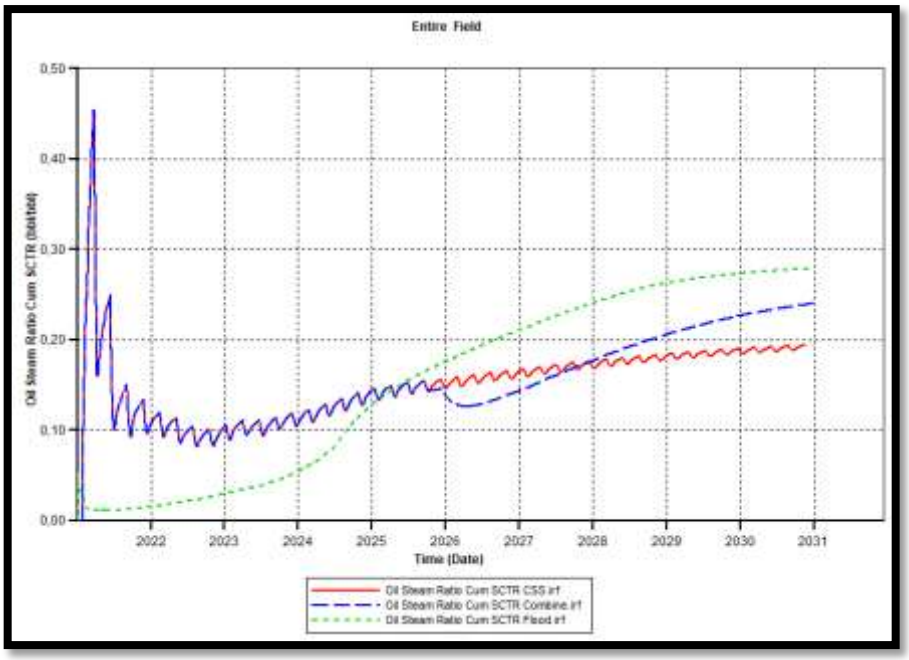
Gambar 5.6. Laju alir produksi minyak dari keempat sumur pada area potensial terpilih.

5.6.Run Skenario

Pada awal running scenario simulasi dilakukan 3 skenario untuk mencari skema yang paling optimal antara steam cyclic, kombinasi dan steam flooding. Dari hasil running scenario tersebut dapat dibandingkan dari kumulative produksi dan steam ratio yang dihasilkan antara 3 skenario tersebut. Perbandingan kumulative produksi dapat dilihat pada gambar 7. Dari grafik tersebut dapat dilihat bahwa metode steam flooding menghasilkan nilai kumulative produksi tertinggi dibandingkan dengan 2 metode lain. Namun hal ini berbanding terbalik dengan perbandingan steam ratio yang dibutuhkan (gambar 8), dari grafik tersebut dapat dilihat bahwa metode steam cyclic method mempunyai harga steam ratio yang paling rendah. Hal tersebut kemungkinan terjadi karena dalam running 3 skenario ini hanya dilakukan pada 1 sektor. Dimungkinkan bahwa pemilihan sector yang kurang tepat.



Gambar 5.6.1. Perbandingan kumulative produksi 3 skenario (steam cyclic, kombinasi, dan steam flooding)

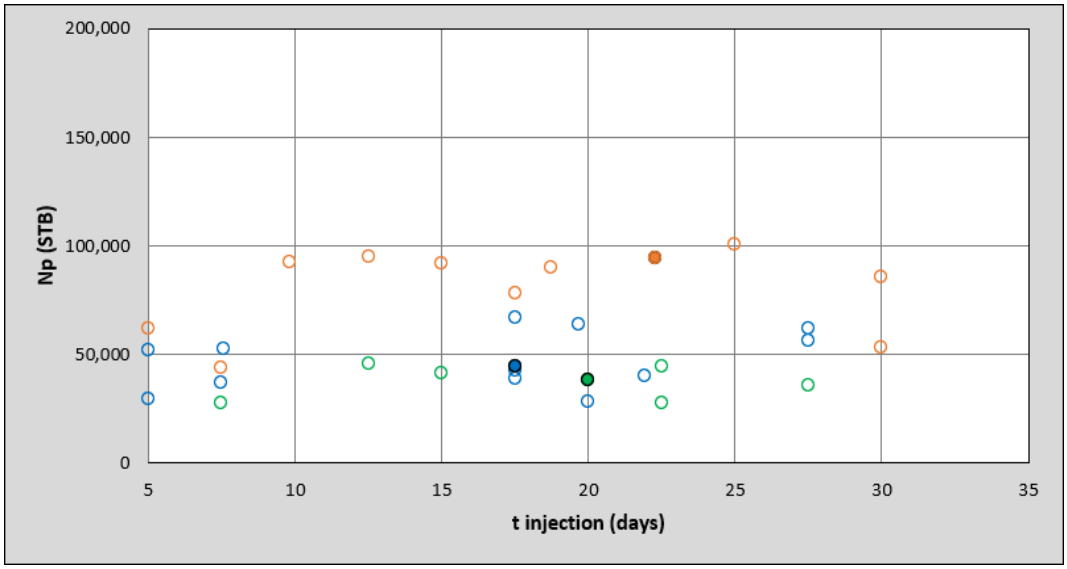


Gambar 5.6.2.. Perbandingan Oil Steam Ratio Cumulative dari 3 skenario (Cyclic, kombinasi, dan steam flooding)

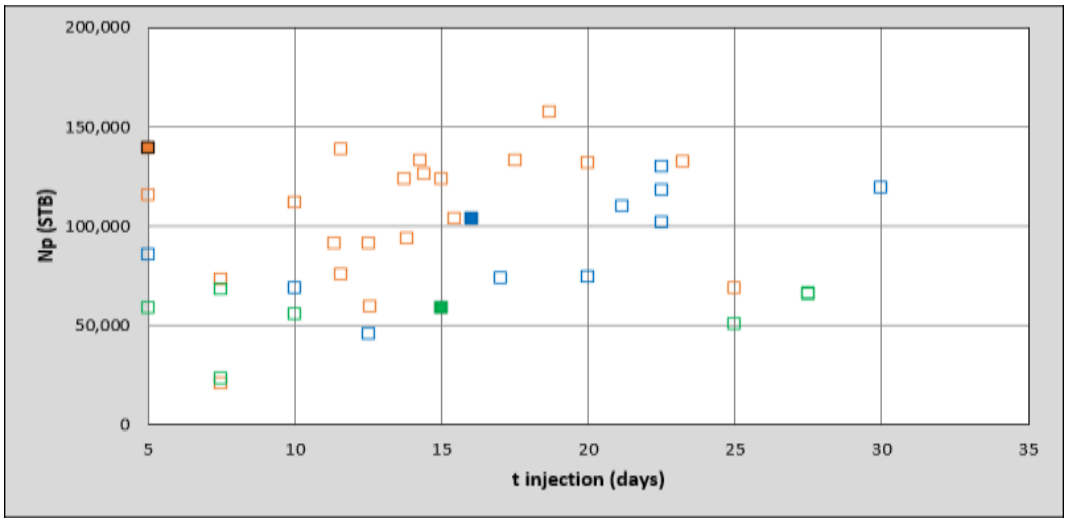
Berdasarkan hasil running sector dengan tiga scenario tersebut, maka dilakukan running secara full field, dengan metode kombinasi antara steam cyclic dan steam flooding. Metode ini dipilih karena dari hasil running secara sector sebelumnya hasil cumulative produksi yang dihasilkan berada diantara metode steam flood dan steam cyclic dengan nilai steam ratio yang cukup rendah jika dibandingan dengan metode steam flood.

Berdasarkan running simulasi dengan metode kombinasi, dilakukan sensitivitas dengan membandingkan harga permeabilitas (200 mD, 700mD, dan 1500 mD) dan perkiraan harga viscositas yang dihasilkan setelah kombinasi flooding dilakukan. Perkiraan perubahan viscositas terdiri dari 3 harga, yang pertama diperkirakan viscositas turun 0.5x nya, kedua viscositas tidak berubah, dan ketiga turun 1.5x nya. Hasil kumulative produksi dari simulasi scenario tersebut dapat dilihat pada gambar 10 sampai dengan gambar 12. Pada simulasi

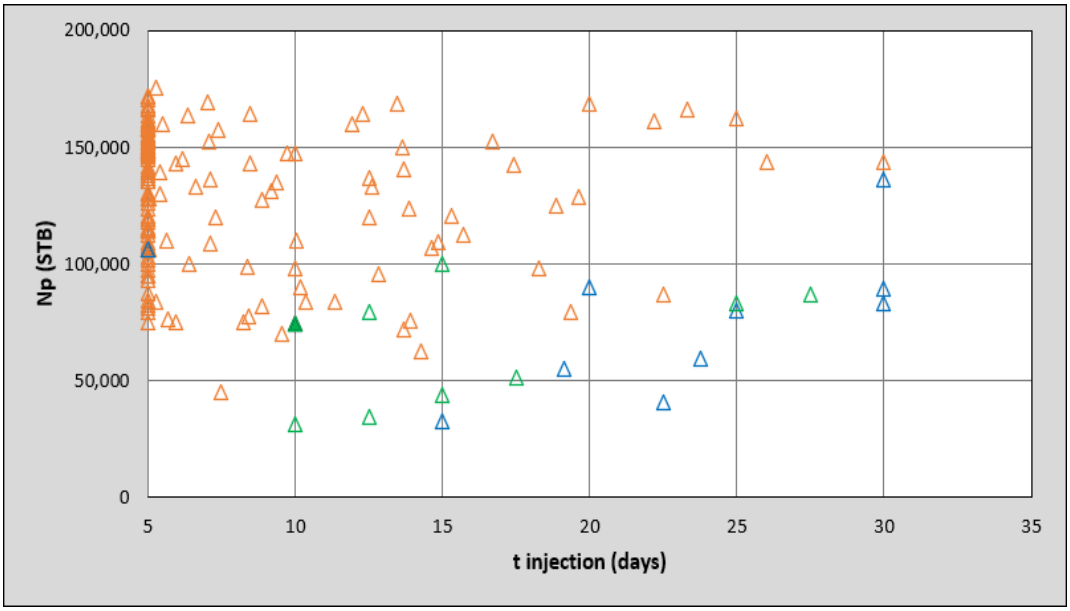
tersebut juga ditambahkan sensitivitas dari waktu injeksi, dari 5 hari sampai dengan 30 hari.



Gambar 5.6.3. Hasil kumulative produksi pada berbagai harga viscositas pada harga permeabilitas 200 mD



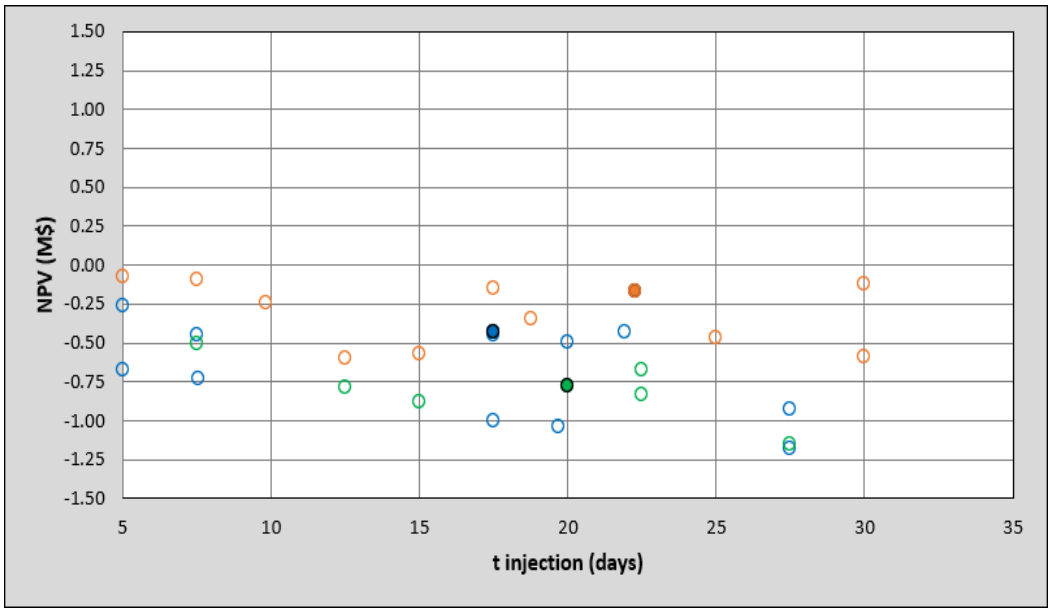
Gambar 5.6.4.. Hasil kumulative produksi pada berbagai harga viscositas pada harga permeabilitas 700 mD



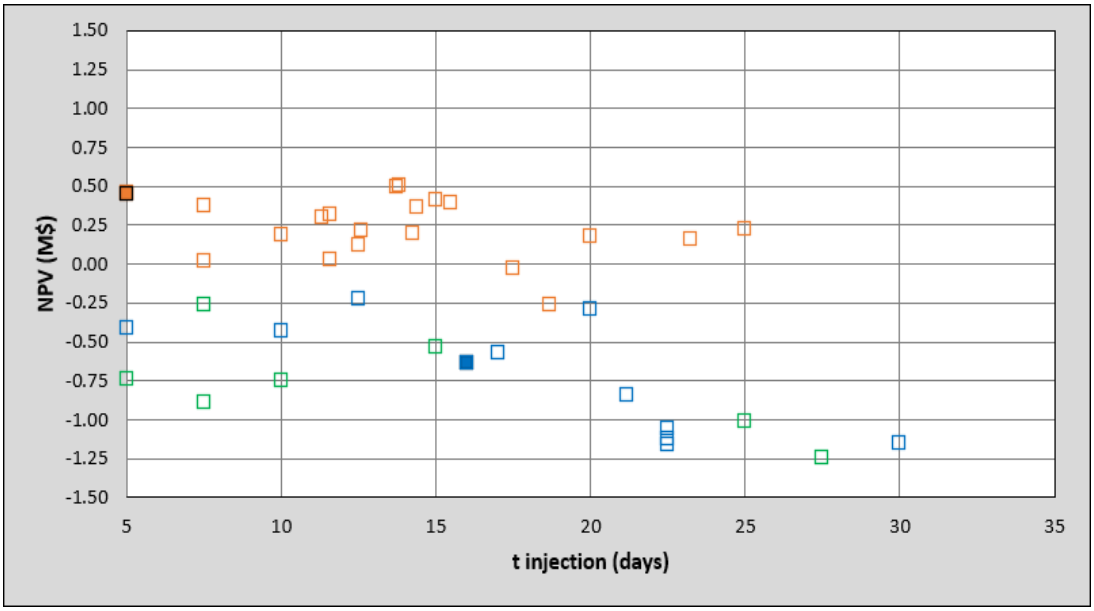
Gambar 5.6.5. Hasil kumulative produksi pada berbagai harga viscositas pada harga permeabilitas 1500 mD

Warna pada gambar 10 sampai dengan 12 menunjukkan variasi viscositas hasil kombinasi flooding. Warna orange menunjukkan penurunan 0.5x nya, warna biru menunjukkan viscositas yang tetap, dan warna hijau menunjukkan penurunan viscositas 1.5x nya. Dari hasil simulasi diatas dapat dilihat bahwa permeabilitas mempunyai pengaruh terhadap hasil perolehan kumulative produksi. Permeabilitas 1500 mD menghasilkan kumulative yang paling tinggi. Kemudian jika dilihat dari sudut pandang viscositas, perubahan 0.5x menghasilkan kumukative produksi paling tinggi pada semua harga permeabilitas. Sedangkan jika dilihat dari sudaut pandang waktu injeksi dapat dilihat mempunyai tren yang sama, sehingga dapat dikatakan bahwa waktu injeksi bukan merupakan salah satu factor yang berpengaruh dalam metode ini.

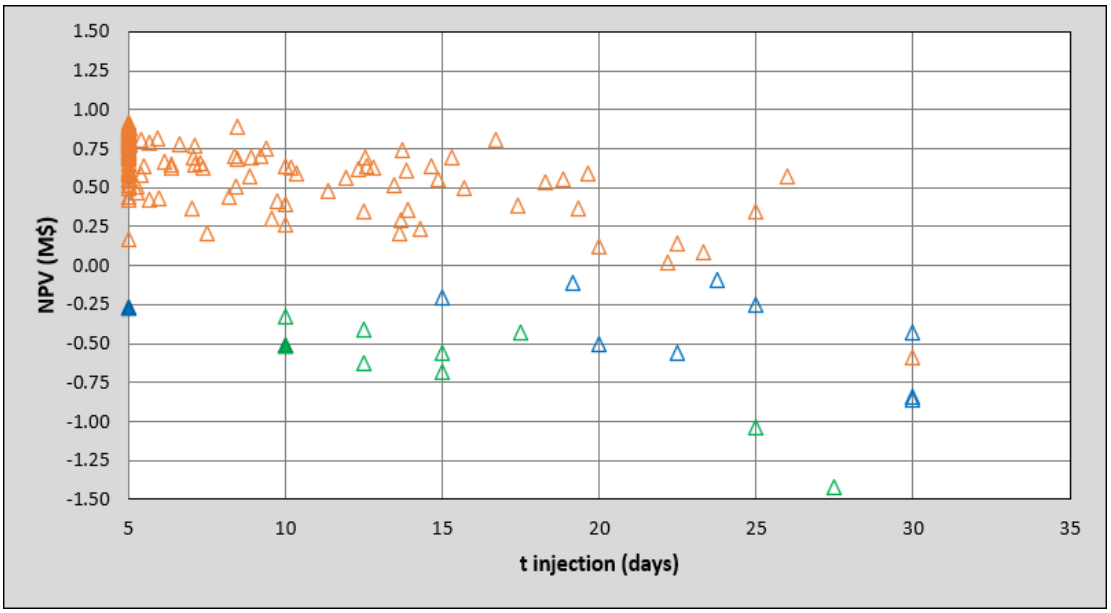
Perbandingan juga dilakukan dari segi keekonomian, yaitu membandingkan nilai NPV untuk masing-masing harga permeabilitas dan viscositas. Gambar 13 sampai 15 merupakan hasil perhitungan NPV pada berbagai scenario.



Gambar 5.6.6. Hasil NPV pada berbagai harga viscositas pada harga permeabilitas 200 mD



Gambar 5.6.7. Hasil NPV pada berbagai harga viscositas pada harga permeabilitas 700 mD



Gambar 5.6.8. Hasil NPV pada berbagai harga viscositas pada harga permeabilitas 1500 mD

Sejalan dengan hasil simulasi perhitungan kumulative produksi, dapat dilihat bahwa pada permeabilitas 1500 mD menghasilkan nilai NPV yang

tertinggi. Dan penurunan viscositas 0.5x juga menghasilkan nilai NPV tertinggi jika dibandingkan dari 2 skenario lain.

Simulasi full field dilakukan dengan menggunakan Proxy Model. Kelebihan dari Proxy Model ini, sensitivitas yang dimasukkan dapat lebih kompleks dan bervariasi. Berikut adalah parameter yang dipakai dalam Proxy Model yang dipakai:

1. **Given Parameters** : Reservoir & Fluid property (k, m_o, PV, So, T, Rock & Fluid Heat Capacity)
2. **Controlled Parameters** : Injection strategy (Q_{inj}, Steam Quality, Well Schedule & Well Spacing)
3. **Economic Parameters :** Oil Price, Steam Generation cost, Well cost.

PENUTUP

Cadangan sisa dari lapangan yang diteliti masih cukup besar sehingga lapangan ini masih layak dikembangkan dengan skenario tahap lanjut untuk kombinasi CSS dan Steam flooding.Hasil simulasi sector dihasilkan metode kombinasi antara cyclic dan steam flooding merupakan metode yang paling optimum, yang menghasilkan nilai kumulative produksi yang cukup tinggi dan nilai oil steam ratio yang paling rendah.

Hasil simulasi full field menunjukkan permeabilitas 1500 mD menghasilkan nilai kumulative produksi dan NPV tertinggi jika dibandingkan 2 skenario lainnya. Penurunan harga viscositas sebesar 0.5x nya menghasilkan nilai kumulative produksi dan NPV tang tertinggi jika dibandingkan 2 skenario lainnya.

DAFTAR PUSTAKA

Hong, K.C., 1994, "*Steamflood Reservoir Management - Thermal Enhanced Oil Recovery*", PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.

Lumbantobing, S., Natalia, S., and Silalahi, H., 2011*, "Improving Oil Recovery and Injection Strategy in Shallow Reservoir (Rindu Reservoir) of Area 3 and 4 Duri Steam Flood"*, SPE, Jakarta.

Pasaribu, R., et al, 2017, "*Maximising Production of Low Injectivity Steam Flood Reservoir through Pressure Balance Approach*", SPE, Jakarta.

Sheng, J., 2013, "*Enhanced Oil Recovery Field Case*", Gulf Professional Publishing Company, Lubbock, TX.

Suranto, et al., 2016, "*Smart completion design in cyclic steam stimulation process: an alternative for accelerating heavy oil recovery",* International Journal of Oil, Gas and Coal Technology, Vol. 11No.2 pp. 127 – 140.

Tewari, R. D., et al., 2011, "*Successful Cyclic Steam Stimulation Pilot in Heavy Oilfield of Sudan*", SPE, Kuala Lumpur.

Zhu, Z., et al., 2011, "*Thermal Streamline Simulation - Steam Floods*", SPE, Woodlands, Texas.

BIOGRAFI PENULIS

Dr. Boni Swadesi, S.T.,M.T, (swadesi.boni@gmail.com)

Lahir pada tanggal 7 Desember 1971 di Ampenan, Lombok Barat. Lulus dari SMA Muhammadiyah I Yogyakarta pada tahun 1990, dan memperoleh gelar Sarjana pada 1997 di Jurusan Teknik Perminyakan Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta dan Magister Teknik pada tahun 2005 di Jurusan Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung. Kemudian melanjutkan S3 Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung dan meraih gelar doktor pada 2018. Sejak tahun 1998 menjadi pengajar di Jurusan Teknik Perminyakan Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta.

Dr. Suranto, S.T.,M.T(suranto@upnyk.ac.id)

Lahir di Wargamulya, 17 April 1972, menempuh pendidikan dasar hingga SMA di Lampung. Pada tahun 1997, menyelesaikan pendidikan program sarjana di Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta. Menyelesaikan kombinasi program magister di Jurusan Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung pada tahun 2001. Kemudian melanjutkan S3 Jurusan "Petroleum & Natural Gas Engineering di Sejong University, Korea Selatan pada 2011-2015. Bekerja sebagai dosen Teknik Perminyakan di Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta sejak 1997 hingga saat ini.

Ratna Widyaningsih, ST., M.Eng (nayu.ratna@gmail.com)

Lahir di Cirebon, Jawa Barat, pada tanggal 6 April 1986. Menempuh pendidikan sarjana di Teknik Perminyakan UPN "Veteran" Yogyakarta dan memperoleh gelar sarjana teknik pada tahun 2010. Kemudian melanjutkan pendidikan magister teknik di Sejong University sebagai tugas belajar yang diberikan oleh UPN "Veteran" Yogyakarta dan menyelesaikan pendidikan magister tahun 2014. Kemudian setelah menyelesaikan tugas belajar, kembali melanjutkan pekerjaan sebagia dosen di Teknik Perminyakan UPN "Veteran" Yogayakarta sampai sekarang.

Indah Widiyaningsih, ST., MT (indahwidiyaningsih@upnyk.ac.id)

Lahir di Klaten pada tanggal 4 Mei 1985 . Lulus dari SMA N 1 Klaten, kemudian melanjutkan pendidikan sarjana di Teknik Perminyakan, UPN "Veteran" yogyakarta dan lulus pada tahun 2007. Lalu bekerja di Reservoir Engineer, JOB Pertamina-Medco Tomori Sulawesi selama 4tahun. Kemudian melanjutkan pendidikan magister teknik di ITB pada tahun 2011 – 2013 dengan konsertasi Teknik Perminyakan. Sambil bekerja di Ogrindo, ITB selama 6bulan. Setelah lulus dari pendidikan magister di ITB, memilih menjadi dosen di Jurusan Teknik Perminyakan UPN "Veteran" Yogyakarta mulai tahun 2013 hingga sekarang.

Aditya Kurniawan, ST., MT. (**aditya.kurniawan@upnyk.ac.id**)

Penulis adalah dosen Jurusan Teknik Kimia UPN "Veteran" Yogyakarta. Bidang minat yang diambil untuk penelitian adalah pemodelan dan simulasi proses. Riwayat pendidikan: S1 Teknik Perminyakan ITB dan S2 Teknik Kimia UI Saat ini penulis tinggal di Yogyakarta.

ISBN 978-623-6797-25-9