



Simulasi Reservoir *Heavy Oil* dengan *Multistaging Development* Modifikasi *Inverted 5-Spot* Kombinasi *Cyclic Steam Stimulation (CSS)* dan *Steamflooding*

Boni Swadesi^{1*}, Suranto¹, Indah Widiyaningsih¹, Ratna Widyaningsih¹,
dan Sri Wahyu Murni²

¹*Program Studi Teknik Perminyakan, FTM, UPN "Veteran" Yogyakarta, Jl. SWK 104 (Lingkar Utara)
Condongcatur, Yogyakarta 55283

²Program Studi Teknik Kimia, FTI, UPN "Veteran" Yogyakarta, Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condongcatur,
Yogyakarta 55283

*E-mail: swadesi.boni@gmail.com

Abstract

Oil Field development with a heavy oil reservoir is needed by obtaining an advanced stage (Enhanced Oil Recovery / EOR). Steam Injection applied to the reservoir to increase heavy oil recovery. Thermal Enhanced Oil Recovery (Thermal EOR) is one of the methods in obtaining advanced heavy oil recovery. Generally, thermal injection is carried out to reduce the viscosity which has an effect on the mobility ratio. There are various mechanisms in thermal injection and one of them is the method of injection of steam into a reservoir. The purpose of this research is to provide a comparison between the performance of steamflooding and the combination of CSS and steamflooding using multistaging pattern development. In this reservoir modeling a comparison of 2 scenarios will be made where the first scenario is steamflooding and the second scenario is a combination of steamflooding with Cyclic Steam Stimulation (CSS). This modeling using CMG STARS 2015 software because it is one of the CMG parts for thermal injection. This modeling is carried out to plan fully, so that there is no history matching process to production data. Both of these methods are compared with basecase inverted 5-spot steamflooding without development. It is intended to see a comparison of the conditions of development and without development with the same complex. The final result of this reservoir simulation is comparing the steamflooding scenario and the combined scenario with the effect of the CSS stimulation method. The best scenario is obtained from a scenario that has high RF results and low CSOR. The steamflooding scenario produces RF 71.86%, Np 265645 bbl, and CSOR 8.268. The CSS and Steamflooding scenario produces RF 72.38%, Np 267555 bbl and CSOR 8.029. This multistaging pattern scenario succeeded in raising RF with a 5-spot basecase scenario for 25 years that only produced RF 16.88%, Np 62391.3 bbl, and CSOR 10.194.

Keywords: *Heavy oil, Steamflooding, CSS, Recovery Factor and CSOR*

Pendahuluan

Thermal Enhanced Oil Recovery (Thermal EOR) menjadi salah satu metode dalam mendapatkan perolehan minyak tahap lanjut. Pada umumnya, injeksi *thermal* dilakukan untuk menurunkan viskositas yang memiliki pengaruh pada *mobility ratio*. Terdapat berbagai mekanisme dalam injeksi *thermal* dan salah satunya adalah metode injeksi *steam* (uap) ke reservoir.

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. Keberhasilan dalam peningkatan perolehan minyak dengan cara injeksi uap sangat ditentukan oleh kondisi reservoir dan fluida reservoir. Perencanaan suatu injeksi uap diperlukan 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. Hal ini juga dapat mengakibatkan kurangnya pasokan uap menuju zona *immature* dan *mixture* yang berakibat pada besarnya saturasi minyak tersisa pada zona tersebut. (Fatimah, 2009).

Maksud dari penyusunan paper ini adalah memberikan perbandingan antara kinerja dan efektifitas *steamflooding* dan kombinasi *CSS+steamflooding* menggunakan *pattern* bertingkat (*multistaging pattern development*). Kinerja dan efektifitas dapat dilihat dari tingginya dan *recovery factor* dengan *cumulative steam oil ratio* (CSOR) serendah-rendahnya.



Tujuan dari penyusunan paper ini adalah meningkatkan perolehan minyak dengan cara melakukan *infill drilling* pada *lapangan heavy oil* berdasarkan pergerakan *steam* di reservoir dan melihat pengaruh stimulasi sumur pada reservoir minyak berat menggunakan CSS.

Metode Penelitian

Metodologi yang dilakukan dalam penulisan dan penyusunan penelitian ini berdasarkan data yang ada pada lapangan "X".

1. Pengumpulan data yang berasal dari OGRINDO ITB.
2. Pembuatan model simulasi/grid dengan model reservoir homogen menggunakan CMG menggunakan *Cartesian grid* (sintetis).
3. Pembuatan perbandingan antara *steamflooding* dan kombinasi *CSS+Steamflooding* dengan skenario *Multistaging Development* dengan melakukan *infill drilling* dengan *software* simulasi reservoir CMG STARS.

Skenario *Steamflooding*:

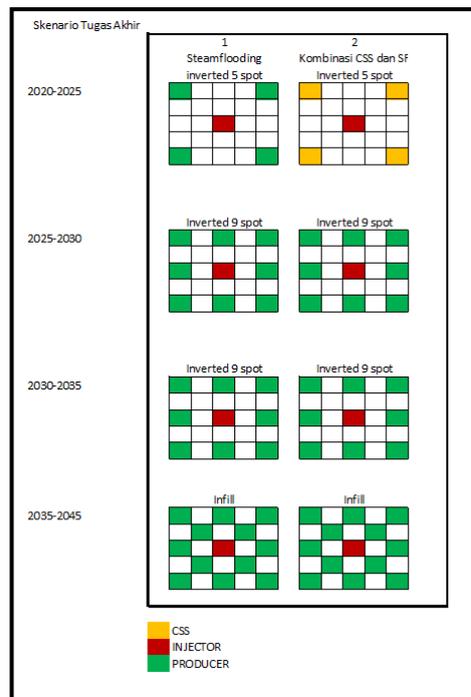
- a. Skenario 1 : *Basecase* (5 Spot)
- b. Skenario II : Modifikasi 5 spot menjadi 9 spot
- c. Skenario III : *Infill drilling* dan memodifikasi 9 spot

Skenario Kombinasi *Steamflooding* dan CSS:

- a. Skenario 1 : *CSS Well Corner + Injeksi sumur di tengah* (5 Spot)
- b. Skenario II : Modifikasi 5 spot menjadi 9 spot
- c. Skenario III : Modifikasi 9 spot menjadi CSS dan *Steamflooding*
- d. *Infill drilling* dan memodifikasi 9 spot

Kedua jenis metode akan dibandingkan terhadap *basecase inverted 5 spot* tanpa pengembangan yang akan dijalankan selama 25 tahun juga.

4. Uji sensitivitas *steam quality, rate* injeksi, dan *temperature* menggunakan skenario *steamflooding*
5. Analisa hasil simulasi reservoir



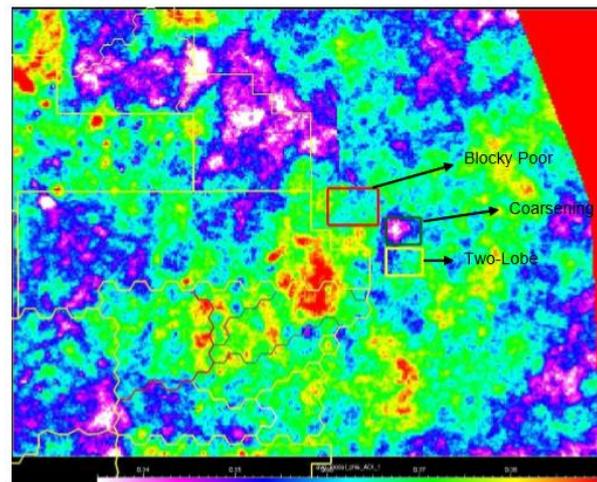
Gambar 1. Perbandingan Skenario *Steamflooding* dan Kombinasi *Steamflooding-CSS*

Simulasi Reservoir

Pada model reservoir skenario berikut, model reservoir yang digunakan adalah model kartesian dengan data reservoir homogen. Pengerjaan model ini adalah dengan membuat model sintetik dimana model reservoir dibuat tanpa adanya patahan maupun lipatan, tidak ada *aquifer*, maupun gas cap. Data dikumpulkan berdasarkan *paper* "Average Areal Properties X-Field Conceptual Model" OGRINDO ITB yang memuat data karakteristik reservoir dan data karakteristik fluida.

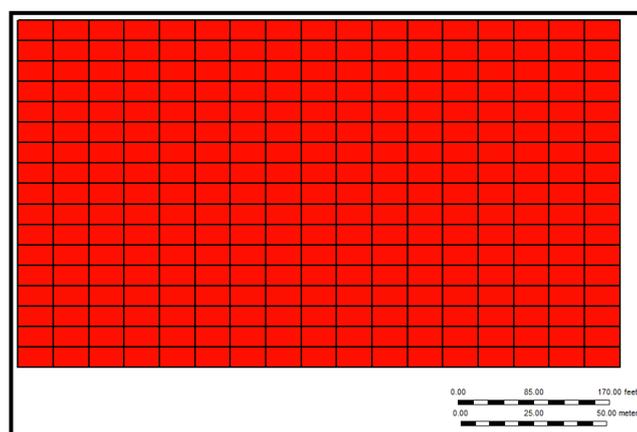
Tabel 1. Data Reservoir *Properties*

Parameters	Satuan	Blocky Poor
<i>Porosity</i>	<i>Fraction</i>	0.4
<i>Permeability</i>	mD	1126
<i>Shale volume</i>	<i>fraction</i>	0.2
<i>Hydrocarbon Pore Thickness (HPT)</i>	<i>Feet</i>	12
<i>Net To Gross Ratio</i>	<i>fraction</i>	0.8
<i>Effective Water Saturation (Swe)</i>	<i>fraction</i>	0.5
<i>Reservoir Depth</i>	<i>Feet</i>	-467
<i>Reservoir Thickness - Gross</i>	<i>Feet</i>	59
<i>Reservoir Thickness - Net</i>	<i>Feet</i>	48
<i>Upper shale thickness</i>	<i>Feet</i>	45
<i>Shale Break Between 2 lobes</i>	<i>Feet</i>	
<i>Reservoir Pressure</i>	Psia	200
<i>Reservoir Temperatur</i>	°F	100



Gambar 2. Representasi Lokasi *Blocky Poor*, *Coarsening*, and *Two-Lobe* pada *X Field*

Data-data di atas diinput pada *software* simulasi reservoir sebagai langkah awal dalam integrasi berbagai data. Ukuran luas area yang dimodelkan memiliki ukuran 390 ft x 675 ft dengan ketebalan lapisan produktif senilai 59 ft. Berikut adalah 1 2D *areal model* simulasi reservoir.



Gambar 3. 2D Area Model Reservoir *Blocky Poor*

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

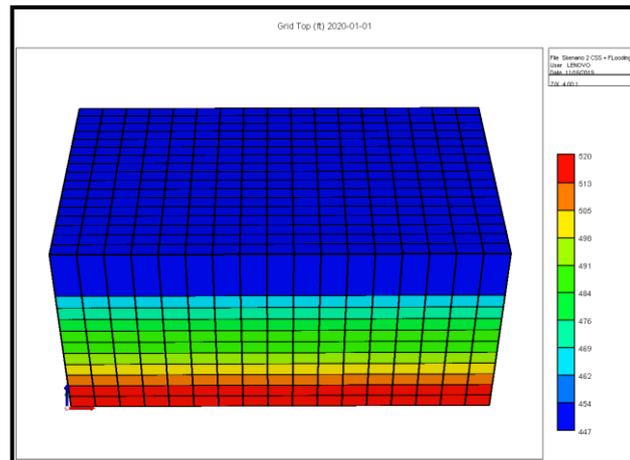
Tabel 2. Kondisi Inisial *Blocky Poor X Field*

<i>Gross formation volume</i>	ft ³	18,422,000.00
<i>Formation pore volume</i>	ft ³	4,403,700.00
<i>Aqueous phase volume</i>	ft ³	2,201,900.00
<i>Oil phase volume</i>	ft ³	2,201,900.00

OOIP pada lapangan ini senilai dengan 392.175,339 bbl.

2. Simulation model grid

Dalam pembuatan model, model dibuat dengan menggunakan kartesian model dengan ukuran 17 x 17 x 11 pada arah I x J x K. Dalam setiap grid, arah I memiliki ukuran 39,7058 ft dan ukuran ke arah J yaitu 22,9411 ft. Luas dari model ini adalah 263.250 ft² atau 6.0434 *acre*.



Gambar 4. 3D Model Reservoir Grid Top *Blocky Poor*

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

3. Rock Properties

Data *rock properties* sesuai Tabel 1 dimasukkan menjadi parameter input. Pada injeksi *thermal* terdapat *rock properties* khusus yang perlu diinput. Parameter tersebut sesuai yang ditunjukkan Tabel 3.

Tabel 3. Parameter Khusus *Rock Reservoir Properties*

<i>Oil heat capacity</i>	0.526	BTU/cuft- ⁰ F
<i>Reservoir Thermal Expansion</i>	4x10 ⁻⁴	Vol/vol ⁰ F
<i>Overburden heat capacity</i>	38.4	BTU/cuft- ⁰ F
<i>Underburden heat capacity</i>	38.4	BTU/cuft- ⁰ F
<i>Overburden heat conductivity</i>	35	Btu/ft day ⁰ F
<i>Underburden heat conductivity</i>	35	Btu/ft day ⁰ F

4. *Fluid Properties*

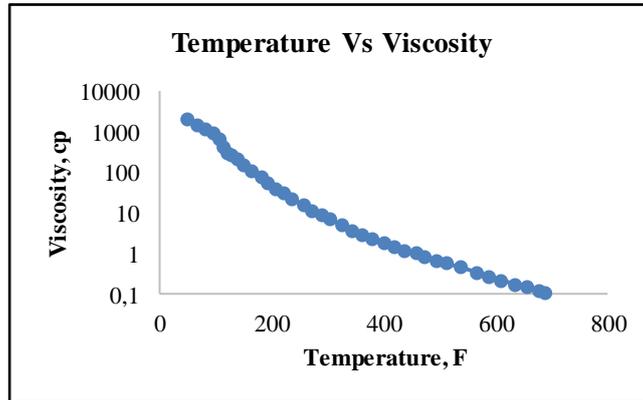
Berikut adalah data *fluid properties* pada *Blocky Poor X Field*.

Tabel 4. Data *Fluid Properties*

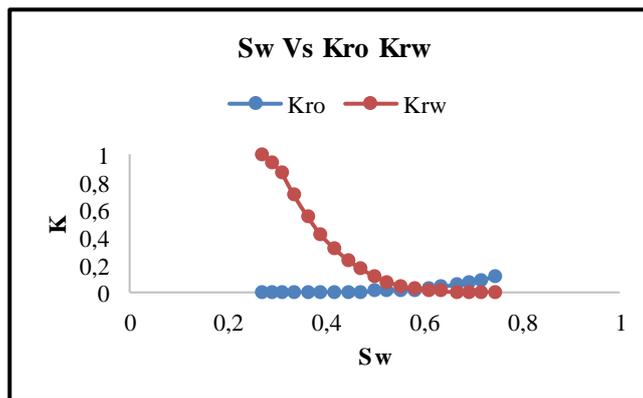
Parameters	Value	Unit
Rock Compressibility	58×10^{-6}	1/psi
Oil density	58.9	lb/cuft
Oil FVF	1.067	RB/STB
GOR	19.2	SCF/STB
Oil molecular weight	283	lb/lbmole
Gas molecular weight	2.38	lb/lbmole
Oil mole fraction	0.95	-
Gas mole fraction	0.05	-
Oil critical pressure	774.4	Psia
Oil critical temperature	248.6	$^{\circ}\text{F}$
Gas critical pressure	1014.09	Psia
Gas critical temperatur	-60.31	$^{\circ}\text{F}$
Oil heat capacity	0.526	BTU/cuft- $^{\circ}\text{F}$
Reservoir Thermal Expansion	4×10^{-4}	Vol/vol/ $^{\circ}\text{F}$
Overburden heat capacity	38.4	BTU/cuft- $^{\circ}\text{F}$
Underburden heat capacity	38.4	BTU/cuft- $^{\circ}\text{F}$
Overburden heat conductivity	35	Btu/ft day $^{\circ}\text{F}$
Underburden heat conductivity	35	Btu/ft day $^{\circ}\text{F}$

5. Permeabilitas *relative*

Berikut adalah data *fluid properties* pada *Blocky Poor X Field*.



Grafik 1. Data Temperatur Vs Viscosity

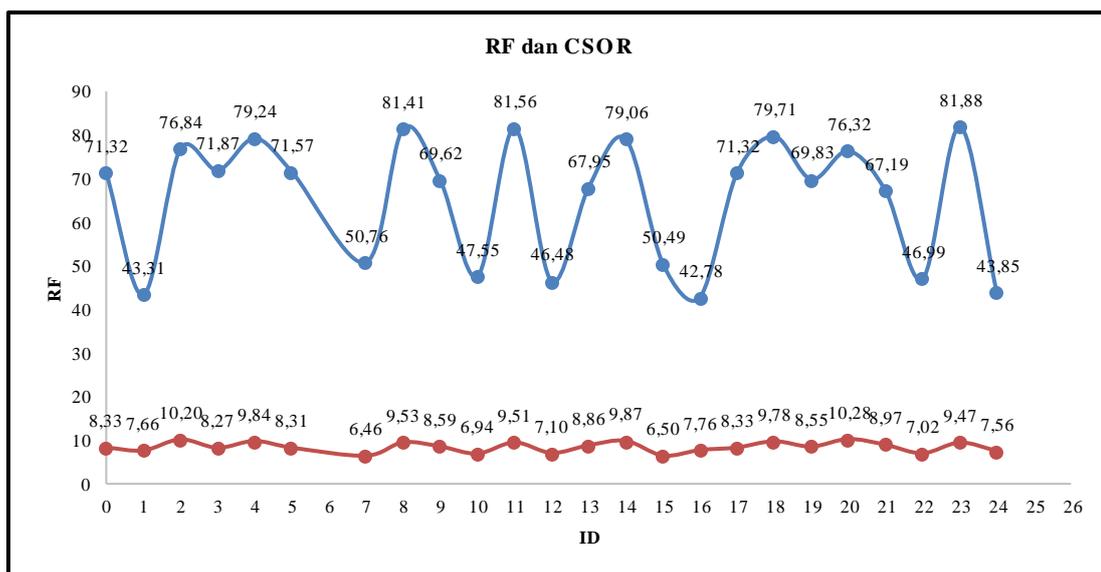


Grafik 2. Sw Vs Kro, Krw

Uji Sensitivitas

Tabel 5. Uji sensitivitas *Rate Injeksi*, *Steam Quality*, dan Temperatur terhadap RF, CSOR, dan NP

ID	Rate_Inj	SQ	Temp_Inj	RF	CSOR	NP
0	300	0.8	350	71.31967	8.334592	263624.9
1	150	0.6	375	43.30752	7.660345	160081.2
2	450	0.6	400	76.84135	10.20449	284035.2
3	300	0.8	400	71.8663	8.268172	265645.4
4	450	0.7	375	79.24094	9.836921	292904.9
5	300	0.8	375	71.56596	8.305873	264535.3
7	150	0.8	400	50.76452	6.459801	187645.2
8	450	0.8	350	81.41283	9.529886	300933.1
9	300	0.7	375	69.61682	8.586186	257330.5
10	150	0.7	400	47.54565	6.939115	175747
11	450	0.8	375	81.56412	9.512736	301492.3
12	150	0.7	350	46.47949	7.099431	171806
13	300	0.6	400	67.94682	8.855474	251157.6
14	450	0.7	350	79.05553	9.868748	292219.6
15	150	0.8	375	50.49232	6.495205	186639
16	150	0.6	350	42.7835	7.758054	158144.3
17	300	0.8	350	71.31967	8.334592	263624.9
18	450	0.7	400	79.71413	9.779331	294654.1
19	300	0.7	400	69.82653	8.554189	258105.7
20	450	0.6	375	76.32158	10.27956	282113.9
21	300	0.6	350	67.18774	8.970053	248351.7
22	150	0.7	375	46.99098	7.020099	173696.7
23	450	0.8	400	81.87848	9.473996	302654.3
24	150	0.6	400	43.84521	7.563325	162068.7



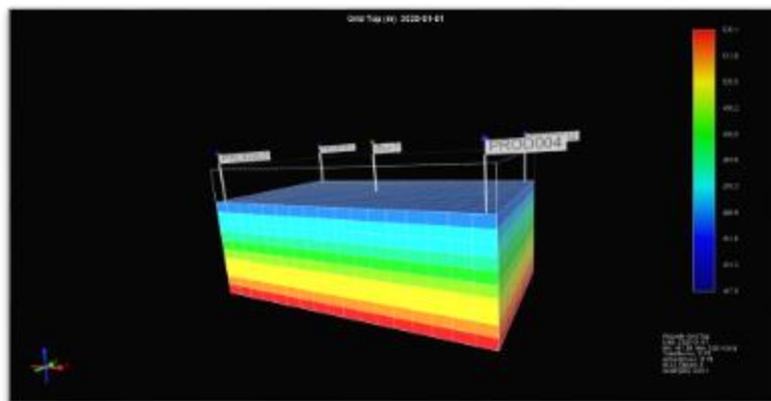
Grafik 3. Hasil RF dan CSOR Uji Sensitivitas

Tabel 6. Hasil Uji Sensitivitas Optimal

Rate Inj	SQ	Temperatur
300	0.8	400

Skenario *Steamflooding*

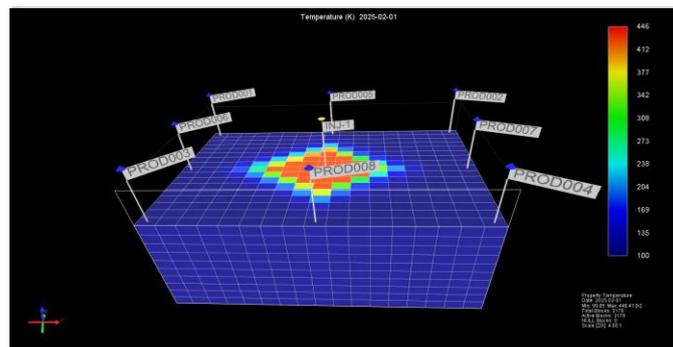
Pada skenario *steamflooding* dilakukan injeksi uap dengan pola awal *inverted 5 spot*. Dimana sumur injeksi diletakkan dibagian koordinat titik tengah dan dikelilingi oleh sumur produksi. *Constrain* yang digunakan pada sumur injeksi (Sumur INJ-1) yaitu *Bottom Hole Pressure* (BHP) sebesar 400 psi dan *Surface Water Rate* 300 bbl/day. *Constrain* berupa *pressure* dimaksudkan agar tekanan di sumur tidak lebih dari tekanan rekah sehingga fluida injeksi tidak hilang ke dalam reservoir (*loss*). Sedangkan *constrain* volume berkaitan dengan kapasitas volume injeksi di permukaan. Pada simulasi ini *constrain* STW didapatkan berdasarkan uji sensitivitas. Untuk sumur produksi terdapat 4 sumur yang mengelilingi sumur injeksi yaitu sumur PROD001, PROD002, PROD003, dan PROD004. *Constrain* sumur produksi berupa BHP sebesar 40 psi dan *Surface Liquid Rate* (STL) sebesar 100 bbl/day. Berikut adalah ilustrasi *inverted 5 spot* skenario *steamflooding*.



Gambar 5. Model *inverted 5 Spot Steamflooding*

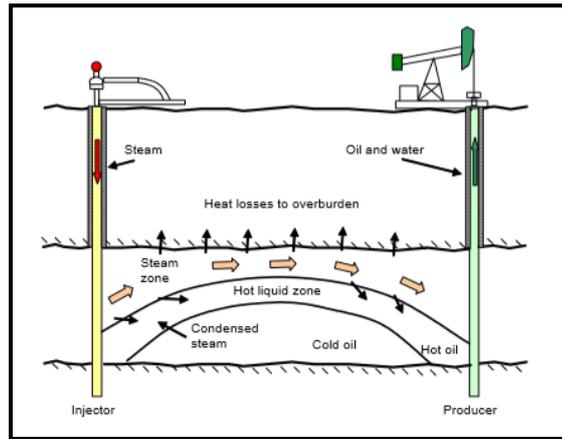
Pada 5 tahun pertama, simulasi dijalankan dengan menginjeksikan *steam* dari sumur INJ-1. Fluida yang diinjeksikan berupa *steam* dengan *quality* 0.8 dan temperatur 400 °F. Semua sumur memiliki konfigurasi kompleks yang sama yaitu pada kedalaman 502.4 ft – 526 ft. *Steam* yang diinjeksikan ke dalam reservoir akan mendistribusikan temperatur ke dalam reservoir. Pada 5 tahun pertama, temperatur *steam* belum memanaskan bagian *well corner*.

Sehingga, pada tahun ke-5 dilakukan penambahan sumur produksi pada arah radial. Penambahan sumur ini juga menjadikan pola sumur berubah dari *inverted 5 spot* menjadi *inverted 9 spot* dengan pertimbangan distribusi temperatur yang belum merata. Hal ini menunjukkan bahwa *well spacing* antara sumur produksi dan injeksi memberikan pengaruh pada waktu distribusi *thermal*.



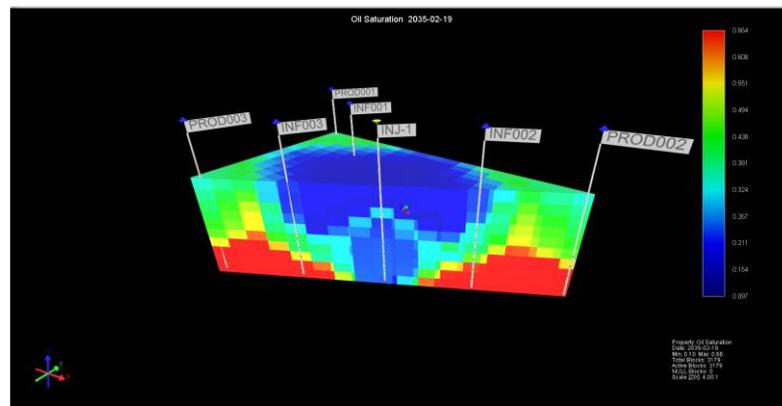
Gambar 6. Distribusi Temperatur *Steamflooding* Tahun Ke-6

Penambahan sumur dari pola *inverted 5 spot* menjadi *inverted 9 spot* dengan menambahkan 9 spot dilakukan dengan menambahkan 4 sumur yaitu PROD005, PROD006, PROD007, dan PROD008 pada arah radial baik *horizontal* maupun *vertical* dari sumur injeksi.

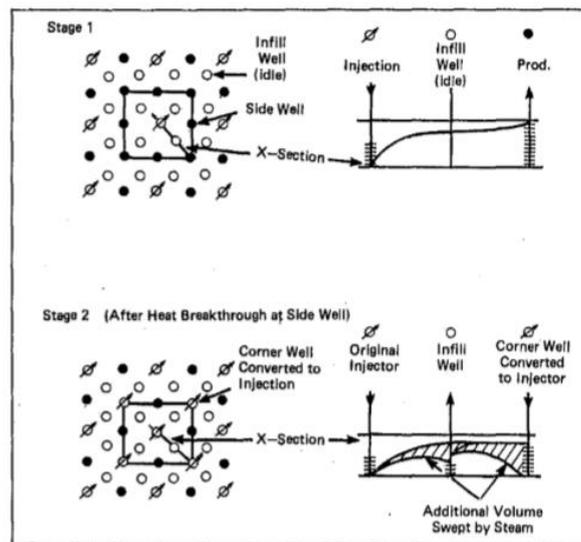


Gambar 7. Steamflood Gravity Override (Hong K.C., 1994)

Steam yang diinjeksikan di reservoir bergerak berdasarkan prinsip *gravity segregation* sehingga uap akan mendorong minyak bagian atas. Pada reservoir homogen, maka panas akan terdistribusi merata secara seragam/simetris. Perencanaan tahap selanjutnya untuk mengakselerasikan *recovery* dan *rate* adalah melakukan penambahan sumur pada area yang tidak terdorong oleh uap disamping uap memiliki kemampuan menurunkan viskositas. Perencanaan tahap selanjutnya yaitu menambahkan sumur *infil* berdasarkan Gambar 7



Gambar 8. Distribusi Saturasi Oil untuk perencanaan *Infill drilling*

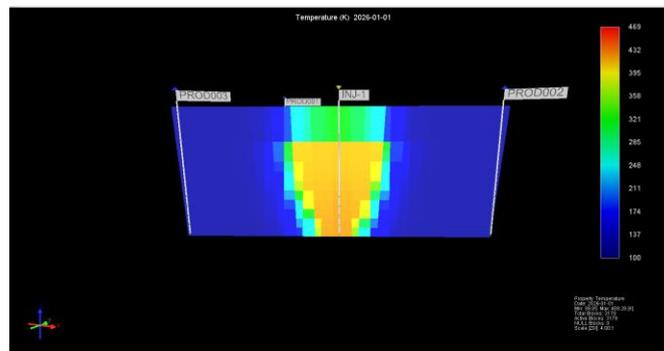


Gambar 9. Modifikasi 9 spot (Victor M. Ziegler)

Skenario *inverted 9 spot* dengan *infill drilling* ini dijalankan selama 10 tahun. Dengan penambahan sumur *infill* ini, saturasi minyak yang terkena efek injeksi *steam* pada jarak antara PROD003 dan sumur INJ-1 akan diproduksi melalui sumur INF003. Tujuan utama dari *infill drilling* ini adalah meningkatkan *recovery* minyak pada ketebalan yang terkena efek *bypass oil* akibat *override steam injection*. Sumur *infill* diletakkan diantara sumur produksi dan injeksi dengan maksud memperpendek jarak antar sumur produksi dan injeksi. Selanjutnya skenario ini dijalankan hingga tahun ke-25.

Skenario Kombinasi CSS dan Steamflooding

Secara umum, analisa antara skenario *steamflooding* dengan skenario kombinasi sama. Yang membedakan hanyalah analisa 5 tahun pertama. Dimana pada 5 tahun pertama dilakukan operasi *Cyclic Steam Stimulation (CSS)* karena produksi pada 5 tahun pertama dari *well corner* tidak menunjukkan performa yang cukup bagus. CSS ini digunakan untuk menstimulasi sumur PROD001, PROD002, PROD003, dan PROD004 agar mampu meningkatkan produksi. Sumur *well corner* tersebut dilakukan operasi *1 cycle* yang terdiri dari injeksi, *soaking*, dan produksi. Pada skenario ini sumur diinjeksikan uap dengan konstrain 200 bpd selama 16 hari, ditutup dan didiamkan (*soaking*) selama 14 hari, kemudian diproduksi selama 45 hari. Proses ini dilakukan selama 5 tahun pertama. Disaat bersamaan, sumur di tengah koordinat yaitu INJ-1 juga tetap melakukan injeksi steam tanpa diproduksi untuk mendistribusikan *thermal* ke reservoir secara area.



Gambar 10. Distribusi Temperatur Penampang Sumur PROD003, INJ-1, dan PROD002

Hasil dan Pembahasan

Pada pemodelan reservoir lapangan X, dilakukan simulasi menggunakan STARS. Data yang diambil berupa data *X-Field reservoir Blocky Poor. Study* ini membahas 2 metode yaitu *steamflooding* dan CSS. Terdapat 2 skenario yang dilakukan untuk membandingkan 2 skenario tersebut. Skenario pertama ada adalah *steamflooding* dan skenario kedua adalah kombinasi CSS dan *steamflooding*. Skenario ini dibandingkan dengan *steamflooding inverted 5 spot* sebagai basecase. Waktu simulasi berlangsung selama 25 tahun. Masing-masing skenario dilakukan *multistaging pattern development* dengan menambahkan sumur *infill* secara berkala.

Skenario pertama adalah dengan melakukan operasi pengembangan selama 5 tahun dengan *pattern inverted 5 spot*. Setelah 5 tahun, dilakukan penambahan 4 sumur pada arah radial sehingga pattern di *convert* menjadi *inverted 9 spot*. Setelah 10 tahun *inverted 9 spot*, dilakukan operasi *infill drilling* sumur produksi diantara sumur injeksi dan *well corner* dan dijalankan selama 10 tahun. Area ini disebut *blind spot*. Tujuannya adalah mengakselerasikan *recovery factor* dan memproduksi minyak pada zona yang tidak terdorong oleh *steam* karena *breakthrough* yang disebabkan *steam override*.

Skenario kedua adalah metode kombinasi antara CSS dengan *steamflooding*. Yang membedakan skenario *steamflooding* dan skenario gabungan hanyalah metode 5 tahun pertama. Dimana pada skenario ini, dilakukan CSS selama 5 tahun pertama. CSS dilakukan pada ke-4 *well corner*, sedangkan sumur injeksi di tengah terus melakukan injeksi untuk mendistribusikan panas. Dalam metode CSS, dilakukan injeksi selama 16 hari, kemudian *soaking time* selama 14 hari, dan diproduksi selama 45 hari.

Skenario *steamflooding* dilakukan dengan menginjeksikan *steam* sejumlah 300 bpd cwe, *steam quality* 0.8, dan *temperature* 400 °F. Hasil ini merupakan uji sensitivitas seperti yang ditunjukkan pada Tabel III-4 sebagai hasil optimal dari ketiga parameter. *Constrain* pada *bottomhole* pada sumur injeksi di *setting* dengan tekanan 400 psi dengan tujuan menjaga agar reservoir tidak mengalami perekahyan yang mampu membuat *steam loss*. Untuk sumur produksi, konstrain di *setting* dengan tekanan 40 psi. Interval perforasi pada sumur produksi dan injeksi semua sumur di konfigurasi secara sama yaitu pada kedalaman 502.4 – 526 ft.

Skenario kombinasi antara CSS dan *Steamflooding* dilakukan dengan menginjeksikan *steam* secara kontinyu pada sumur INJ-1, sedangkan pada sumur PROD001, PROD002, PROD003, dan PROD004 dilakukan CSS selama 5 tahun pertama. Sedangkan schedule pada 20 tahun pertama sama dengan skenario *steamflooding*. Skenario ini dimaksudkan

untuk melihat perbandingan efek dari CSS sebagai fungsi stimulasi sumur dalam membuat konektivitas antara sumur produksi dan injeksi.

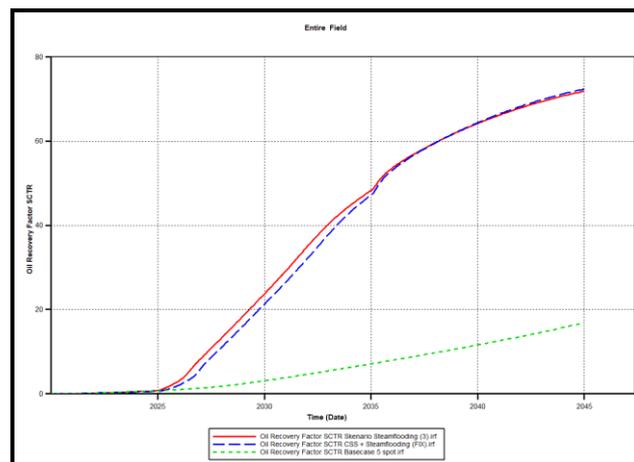
Pada 5 tahun pertama, skenario *steamflooding* memproduksi minyak sejumlah 2655.14 bbl, sedangkan pada skenario CSS 2073.15. Perolehan minyak pada 5 tahun pertama memang menghasilkan minyak yang lebih banyak pada *steamflooding*. Namun, pada skenario CSS disana terdapat injeksi *steam* yang akan membuka konektivitas antara sumur produksi dan injeksi pada waktu selanjutnya.

Pada 5 tahun pertama, temperatur *steam* belum memanaskan bagian *well corner*. Sehingga, pada tahun ke-5 dilakukan penambahan sumur produksi pada arah radial.

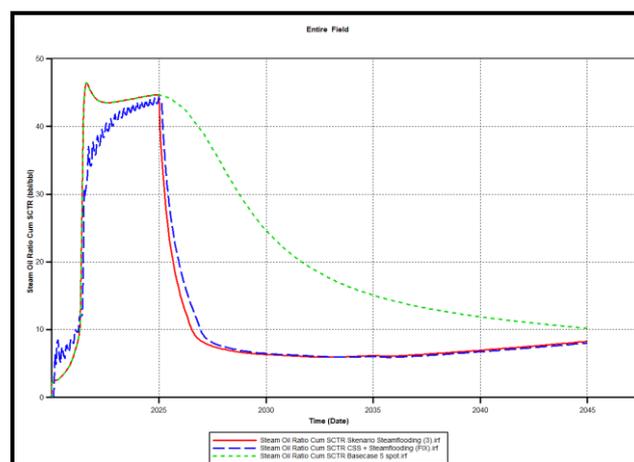
Penambahan sumur ini juga menjadikan pola sumur berubah dari *inverted 5 spot* menjadi *inverted 9 spot* dengan pertimbangan distribusi temperatur yang belum merata. Hal ini menunjukkan bahwa *well spacing* antara sumur produksi dan injeksi memberikan pengaruh pada waktu distribusi *thermal*.

Steam yang diinjeksikan di reservoir bergerak berdasarkan prinsip *gravity segregation* sehingga uap akan mendorong minyak bagian atas. Pada reservoir homogen, maka panas akan terdistribusi merata secara seragam/simetris. Perencanaan tahap selanjutnya untuk mengakselerasikan *recovery* dan *rate* adalah melakukan penambahan sumur pada area yang tidak terdorong oleh uap disamping uap memiliki kemampuan menurunkan viskositas. Perencanaan tahap selanjutnya yaitu menambahkan sumur *infil* berdasarkan Gambar 8.

Hasil akhir dari simulasi reservoir ini adalah membandingkan skenario *steamflooding* dan skenario gabungan dengan mengetahui efek dari metode stimulasi CSS. Skenario terbaik didapatkan dari skenario yang memiliki hasil RF tinggi dan CSOR rendah. Skenario *steamflooding* menghasilkan RF 71,86%, Np 265645 bbl, dan CSOR 8,268. Sedangkan skenario CSS+*Steamflooding* menghasilkan RF 72,38%, Np 267555 bbl, dan CSOR 8,029. Skenario multistaging pattern ini berhasil menaikkan RF dengan skenario *basecase 5 spot* selama 25 tahun yaitu hanya menghasilkan RF 16,88%, Np 62391,3 bbl, dan CSOR 10,194.



Grafik 4. Time Vs. RF Steamflooding, Kombinasi, dan Basecase



Grafik 5. Time Vs. CSOR Steamflooding, Kombinasi, dan Basecase

Tabel 6. CSOR, Np,dan RF dari berbagai skenario

No	Skenario	CSOR	Np (bbl)	RF (%)
1	Basecase 5 spot	10,194	62391,3	16,88
2	Steamflooding	8,268	265645	71,86
3	CSS + Steamflooding	8,029	267555	72,38

Kesimpulan

1. Model simulasi reservoir dilakukan dengan membandingkan skenario *steamflooding* dan skenario gabungan CSS dan *steamflooding*.
2. Skenario *steamflooding* dilakukan dengan *multistaging development* dilakukan dengan *mengconvert* dari *inverted 5 spot* menjadi *inverted 9 spot*, kemudian melakukan *infill drilling* diantara *injector* dan *well corner* atau disebut sebagai *blind spot*.
3. Uji sensitivitas pada skenario *steamflooding* didapatkan hasil optimal dengan konfigurasi *rate* injeksi 300 bpd, *steam quality* 0,8, dan temperatur injeksi sebesar 400 °F. Hasil uji sensitivitas digunakan sebagai parameter dan diterapkan pada simulasi kombinasi.
4. Pada skenario *steamflooding* didapatkan *recovery factor* sebesar 71,86%, *cumulative oil* 265645 bbl, dan CSOR 8,268.
5. Pada skenario kombinasi CSS+*Steamflooding* menghasilkan *recovery factor* 72,38%, *cumulative oil* 267555 bbl, dan CSOR 8,029.
6. Skenario *multistaging pattern* ini dinilai berhasil menaikan RF dengan skenario basecase 5 spot selama 25 tahun yaitu hanya menghasilkan RF 16,88%, Np 62391,3 bbl, dan CSOR 10,194.

Daftar Pustaka

- A.S. Murerm Mobil E&P US. K.L. McCiennen, SPE. Steam injection project in heavy oil diatomite. California: Society of Petroleum Engineers Inc. 1997.
- Ali SF, Meldau RF. Current steamflood technology. Journal Of Petroleum Technology 1978.
- Butler RM. Thermal Recovery Of Oil and Bitumen. New Jersey: Prentice Hall. 1991.
- Carcoana A. Applied Enhanced Oil Recovery. New Jersey: Prentice-Hall Inc. 1992.
- Chandra S. Improved steamflood alalytical. Texas: Petroleum Engineering Texas A&M University. 1995.
- Gomma EE. Correlations for predicting oil recovery by steamflood. Journal of Petroleum Technology 1980.
- Hama MQ. Updated screening criteria for steam flooding based on oil field projects data. Curtis Laws Wilson Library. 2014.
- Hong KC. Steamflood reservoir management thermal enhanced oil recovery. Oklahoma: Pennwell Books. 1994.
- Hutchinson D, Fattahi B. Forecasting steam chest growth in a line-drive steamflood project using classical analytical models . Bakersfield: Society of Petroleum Engineering. 1993.
- Michael Prats. Thermal Recovery. New York: Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum ENgineers Inc. 1986.
- Pamungkas J. Pemodelan dan aplikasi simulasi reservoir. Yogyakarta: Program Study teknik Perminyakan UPN Veteran Yogyakarta. 2011.
- Srochviksit S, Maneentr K. Simulation on heavy oil from steam-flooding. Mtec Web of Conference. Bangkok: ICIEA. 2016. DOI:10.1051/MATECCONF/20166807002
- Suranto AM. A novel technique combining the cyclic steam stimulation and top gas injection for increasing heat efficiency. Geosystem Engineering 2017; 21 (2): 113 – 120.
- Temizel C, Ranjith R, Nabizadeh M, Kadhoda N, Suhag A, Balaji K, Dhannon D. Data-driven optimization of injection production in waterflood operations. SPE Intelligent Oil and Gas Symposium. Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers. 2017. DOI: 10.2118/187468-MS.
- Thakur CG. Heavy oil reservoir management. Rio de Janeiro: Society of Petroleum Engineers. 1997.
- Zhu Z. Thermal streamline simulation - steamfloods. Texas: SPE. 2011.
- Ziegler VM. (n.d.). A comparison of steamflood strategies: five-spot pattern vs. Inverted nine-spot pattern. SPE, Chevron Oil Field Research Co.



Lembar Tanya Jawab

Moderator : Putri Restu Dewati (UPN "Veteran" Yogyakarta)

Notulen : Indriana Lestari (UPN "Veteran" Yogyakarta)

- Penanya** : Putri Restu Dewati (UPN "Veteran" Yogyakarta)

Pertanyaan : Apakah untuk mengetahui efektifitas metode EOR ini diperlukan waktu selama 25 tahun? Bagaimanakah cara untuk menjaga agar temperatur tidak turun? Apakah penerapan EOR pada sumur-sumur tua dengan metode ini efektif secara ekonomi? Pada skenario I diberikan penambahan 9 buah spot sumur produksi, apakah artinya ada penambahan investasi?

Jawaban : Tidak. Penelitian ini memprediksikan di awal, bukan di ujung 25 tahun ke belakang, oleh karena itu analisis dilakukan per lima tahun dan diperoleh hasil bahwa distribusi uap belum sampai ke sumur produksi (*well corner*) artinya bahwa temperatur yang dinaikkan belum mengenai efeknya, yaitu viskositas minyak belum berubah. Peneliti berharap bahwa dengan temperatur uap yang lebih tinggi mampu memberikan efek pada temperatur reservoir.

Equality, dimana di awal proses dilakukan uji sensitivitas dengan menggunakan *steam quality* sebesar 0,6, 0,7 dan 0,8. Jika *steam quality* semakin besar atau mendekati 1, maka hasilnya semakin baik. Namun hal ini dipengaruhi oleh fasilitas atau generator pembangkit uap, sehingga digunakan *rule of come* yang diterapkan di lapangan yaitu antara 0,6 sampai 0,8.

Belum dilakukan analisis secara ekonomi. Metode injeksi uap sudah diaplikasikan di lapangan sebagai contohnya di Duri, kedepannya penelitian ini akan dilakukan studi keekonomian meliputi fasilitas dipermukaan dan uji kompatibilitas.

Penelitian ini masih meninjau dari sisi teknis, kedepannya perlu meninjau dari sisi ekonomis. Jika dari sisi teknis mampu meningkatkan *oil recovery*, maka akan ditinjau besarnya biaya yang diperlukan, sehingga perhitungannya menjadi *cost per barrel*, yaitu menghitung jumlah biaya yang dibutuhkan untuk meningkatkan 1 barrel minyak.
- Penanya** : Wibowo M. S. (UPN "Veteran" Yogyakarta)

Pertanyaan : Bagaimanakah bentuk pola distribusi panas dari sumur injeksi? Apakah di dalam perancangan ini sudah memodelkan kondensasi yang terjadi?

Jawaban : Pada makalah ini belum membahas mengenai distribusi uap, namun distribusi temperatur pasti akan terjadi karena temperatur yang diinjeksikan tidak konstan. Temperatur bergerak dari temperatur tinggi ke temperatur rendah, jika temperatur uap bertemu dengan temperatur reservoir yang lebih rendah, maka temperatur yang telah *disetting* awal akan turun karena ada fungsi jarak dan terjadi distribusi temperatur. Penurunan temperatur mengakibatkan perubahan fasa, diharapkan meskipun terjadi penurunan temperatur, tetapi masih di atas temperatur reservoir.

Belum, tetapi tidak menutup kemungkinan akan dikembangkan ke arah optimalisasi secara mikro.