

## PENGARUH PENENTUAN PILOT DESIGN TERHADAP EFISIENSI PENYAPUAN PADA KEGIATAN WATERFLOODING DI LAPANGAN AA LAPISAN M-31

Annisa Arisyi M., Syamsul Irham , Suryo Prakoso  
Jurusan Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti

### Abstrak

Injeksi air dilakukan untuk meningkatkan perolehan minyak setelah pada *primary recovery* produksinya menurun. Salah satu yang perlu diperhatikan pada kegiatan injeksi air adalah pemilihan pola sumur injeksi – produksi (*pilot design*), hal ini berdampak pada keekonomisan lapangan tersebut. Lapangan AA terletak pada Cekungan Tarakan, lapangan ini telah berproduksi sejak 1956. Lapangan AA terdiri dari 9 sumur produksi yang ditutup (*shut in*) sejak tahun 2011 dengan jumlah OOIP sebesar 22340 MSTB dengan kumulatif produksi hingga tahun ini sebesar 6015 MSTB. Prediksi akan dilakukan untuk menentukan pola sumur injeksi – produksi yang paling sesuai dan efisien bagi lapangan ini. Prediksi pada Lapangan AA dilakukan dengan menggunakan simulasi reservoir yang difokuskan pada lapisan M-31 dengan empat skenario produksi, yaitu *peripheral*, *irregular*, *five spot*, dan *seven spot*. Pada pola *five spot* dan *seven spot* dilakukan 2 analisa dengan pola normal dan *inverted* sebagai pembandingan. *Sensitivity rate* injeksi yang digunakan pada masing – masing pola yaitu 250 Bwipd, 500 Bwipd, 750 Bwipd, dan 1000 Bwipd. Skenario produksi dilakukan pada tahun 2015 hingga 2035, kemudian diamati kumulatif produksi minyak hingga tahun 2035.

**Kata kunci** :injeksi air, pola sumur, faktor perolehan minyak

### Pendahuluan

Dalam setiap operasi pemboran kerap ditemui berbagai masalah yang menghambat operasi Injeksi air bertujuan untuk memberikan energi tambahan ke dalam reservoir pada lapangan yang perolehan minyaknya telah menurun pada *primary recovery*. Injeksi air dilakukan dengan menginjeksikan air dari sumur injeksi ke dalam reservoir yang berfungsi untuk mendesak minyak menuju sumur produksi sehingga akan meningkatkan produksi minyak dan harga *Recovery Factor* (RF).

Dalam menentukan pola sumur injeksi – produksi yang sesuai dipengaruhi oleh karakteristik reservoir dan pertimbangan keekonomisan. Salah satu metode yang digunakan untuk pola sumur injeksi – produksi adalah dengan metode simulasi reservoir.

Tujuan dari tugas akhir ini adalah menentukan pola sumur injeksi – produksi yang paling efisien serta menentukan pengaruh pola – pola tersebut terhadap perolehan minyak. Dilakukan *sensitivity rate* injeksi pada semua pola alternatif ,yaitu 250 Bwipd, 500 Bwipd, 750 Bwipd, dan 1000 Bwipd. Pola dan *rate* injeksi dengan perolehan ( RF ) terbesar diambil sebagai pola terbaik

Metode yang digunakan dalam studi ini adalah metode simulasi reservoir dengan menggunakan *software* CMG. Dimana reservoir yang digunakan telah mencapai tahap inialisasi dan *history matching*, sehingga pekerjaan simulasi yang dilakukan hanya terbatas membuat skenario produksi. Kemudian dilakukan perhitungan untuk menentukan pengaruh penentuan pola – pola yang direncanakan dengan perolehan minyak.

Hasil yang didapatkan dari tugas akhir ini adalah pola sumur injeksi – produksi, *rate* injeksi, *recovery factor* setelah kegiatan injeksi air, dan analisis pengaruh penentuan pola injeksi – produksi terhadap perolehan minyak.

## Studi Pustaka

Pada lapangan yang sudah melewati batas *primary recovery*, dimana ditandai dengan tekanan reservoir yang terus menurun dan perolehan minyak yang sudah tidak ekonomis lagi dilakukan optimasi produksi tahap lanjut (*secondary recovery*), salah satunya adalah dengan injeksi air (*waterflood*). Penginjeksian air bertujuan untuk memberikan energi tambahan ke dalam reservoir serta meningkatkan perolehan minyak.

Mekanisme kerja injeksi air adalah dengan menginjeksikan air dari sumur injeksi ke dalam reservoir yang berfungsi untuk mendesak minyak menuju sumur produksi sehingga akan meningkatkan produksi minyak. Selain itu, dapat berfungsi untuk mempertahankan tekanan reservoir (*pressure maintenance*).

Pada *pressure maintenance*, injeksi air dilakukan pada reservoir yang masih memiliki tekanan cukup tinggi dengan tujuan agar tekanan reservoir dapat terjaga stabil saat fluida reservoir diproduksi. Air akan diinjeksikan ke dalam zona aquifer dimana air dari dalam aquifer yang merembes ke dalam zona minyak akan dapat mengisi pori-pori batuan yang ditinggalkan oleh minyak yang terproduksi. Adanya air dari aquifer yang menggantikan volume pori batuan dalam jumlah yang seimbang akan dapat menyebabkan tekanan reservoir tetap dalam kondisi stabil.

Sedangkan pada *secondary recovery*, injeksi air dilakukan pada reservoir yang sudah tidak dapat memproduksi fluida reservoir dengan tenaga dorong alaminya. Injeksi air ini bertujuan mendesak minyak yang masih tertinggal pada reservoir, sehingga minyak tersebut dapat terdesak ke sumur produksi. Pada proses pendesakan, air akan mendesak minyak mengikuti jalur-jalur arus (*stream line*) yang dimulai dari sumur injeksi dan berakhir pada sumur produksi.

Penerapan injeksi air lebih umum digunakan pada tahap perolehan lanjut dibandingkan dengan injeksi gas, hal ini dikarenakan :

1. Mobilitas yang cukup rendah
2. Air mudah didapatkan
3. Pengadaan air cukup murah
4. Mudah tersebar ke daerah reservoir, sehingga efisiensi penyapuannya cukup tinggi
5. Memiliki efisiensi pendesakan yang baik

Keekonomian dan teknikal merupakan pertimbangan dasar yang penting dalam merencanakan injeksi air (*waterflooding*). Lima langkah utama dalam perencanaan injeksi air, antara lain :

1. Evaluasi reservoir, yang meliputi hasil produksi dari *primary recovery*
2. Pemilihan pola sumur injeksi – produksi (*waterflood plan*) yang potensial
3. Perkiraan laju injeksi dan produksi
4. Perkiraan oil recovery yang akan dicapai pada perencanaan injeksi air
5. Identifikasi variabel – variabel yang menyebabkan ketidaktepatan analisa secara teknik

### a. Penentuan Lokasi Sumur Injeksi dan Sumur Produksi

Dalam perencanaan injeksi air, usahakan sumur yang telah ada dipergunakan secara maksimal. Jika masih diperlukan sumur – sumur baru maka perlu ditentukan lokasinya. Dimana peta distribusi cadangan minyak tersisa dapat digunakan untuk menentukan lokasi dari sumur baru. Serta peta isopermeabilitas juga dapat membantu dalam menentukan arah aliran supaya penembusan fluida injeksi (*breakthrough*) tidak terjadi terlalu dini.

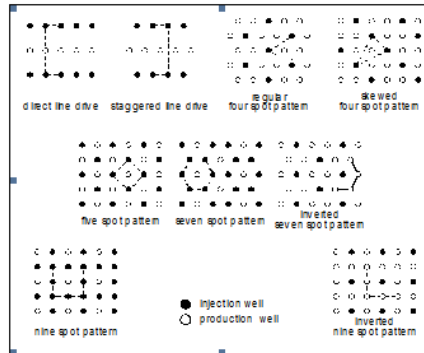
### b. Penentuan Pola Sumur Injeksi dan Sumur Produksi

Pemilihan pola injeksi sangat penting agar fluida yang diinjeksikan tidak hilang, tepat sasaran ke sumur produksi, dan mendapatkan pola penyapuan yang seefisien

mungkin. Berikut adalah pertimbangan dalam penentuan pola sumur injeksi produksi, antara lain:

1. Tingkat keseragaman formasi, yaitu penyebaran permeabilitas ke arah lateral maupun vertikal
2. Struktur batuan reservoir, meliputi patahan, kemiringan, dan ukuran.
3. Sumur – sumur yang telah ada ( lokasi serta penyebarannya )
4. Topografi
5. Ekonomi

Pola injeksi bermacam – macam yaitu Four Spot, Five Spot, Seven Spot, Nine Spot, Line Drive, Irregular Pattern.



Gambar 1. Pola sumur injeksi - produksi

## Metodologi Penelitian

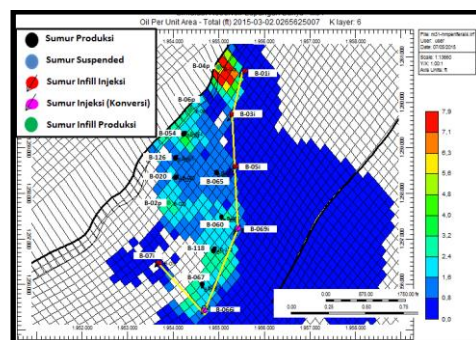
Penentuan *pilot design* ( pola sumur ) dilakukan dengan menggunakan simulasi reservoir, yaitu *software* CMG.

## Hasil dan Pembahasan

Setelah dilakukan tahap inisialisasi dan *history matching* maka dilakukan simulasi injeksi dengan menggunakan 4 skenario produksi dengan *rate* injeksi sebagai *sensitivity*nya.

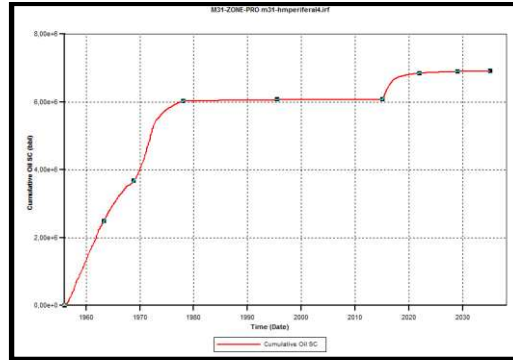
Kondisi 9 sumur produksi telah ditutup pada tahun 2011, kemudian di *re-opening* dan diproduksi pada tahun 2015 hingga 2035 sebagai *basecase*. Hal ini bertujuan untuk membandingkan kumulatif produksi yang diperoleh *basecase* dengan skenario produksi berpola. Kumulatif produksi yang diperoleh *basecase* sebesar 6552354 STB dan *recovery factormya* sebesar 29.330%.

Pola sumur yang pertama yaitu *peripheral*



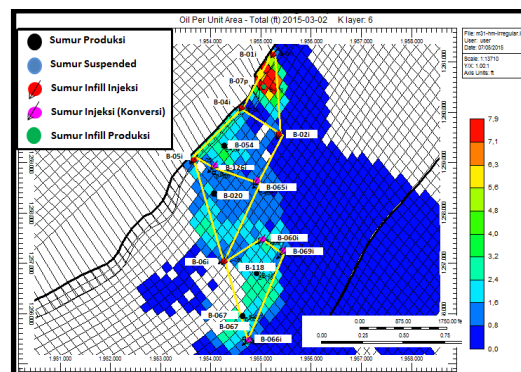
Gambar 2. Pola Sumur *Peripheral*

Pada skenario ini *rate* injeksi 250 Bwipd menghasilkan kumulatif produksi terbesar, yaitu 6904506 STB dengan *recovery factor* sebesar 30.906%. Terjadi kenaikan kumulatif produksi apabila dibandingkan dengan *basecase*, yaitu sebesar 352152 STB dengan kenaikan *recovery factor* sebesar 1.576%. Sedangkan selisih kumulatif produksi terhadap kumulatif produksi *history* sebesar 889506 STB dengan selisih *recovery factor* sebesar 3.906%.



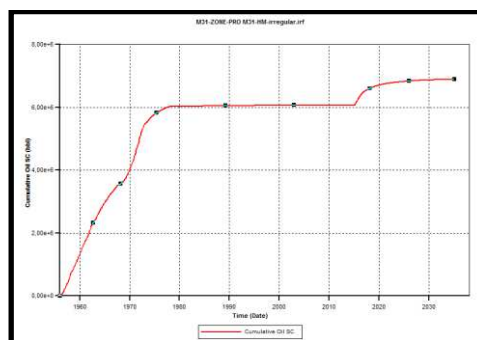
Gambar 3. Kumulatif Produksi Minyak Pola *Peripheral*

Skenario produksi yang kedua adalah *irregular*.



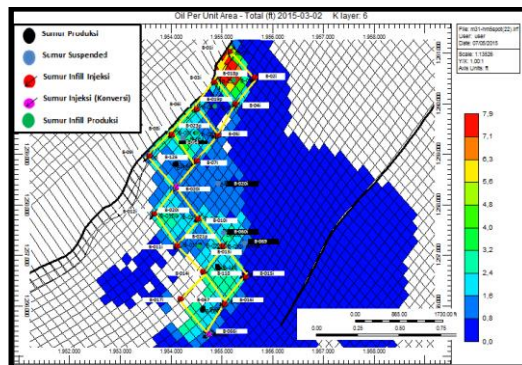
Gambar 4. Pola Sumur *Irregular*

Pengaruh *rate* injeksi, menghasilkan kenaikan dan penurunan pada kumulatif produksinya seiring dengan bertambah *rate* injeksi. Kumulatif produksi tertinggi terdapat pada *rate* injeksi 500 Bwipd sebesar 6890674 STB dengan *recovery factor* sebesar 30.845%. Kenaikan kumulatif produksi apabila dibandingkan dengan *basecase* adalah sebesar 338320 STB dengan kenaikan *recovery factor* sebesar 1.514%. Sedangkan selisih kumulatif produksi terhadap kumulatif produksi *history* sebesar 875674 STB dengan selisih *recovery factor* sebesar 3.845%.



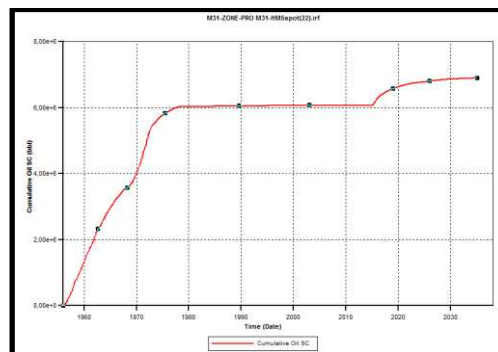
Gambar 5. Kumulatif Produksi Minyak Pola *Irregular*

Skenario produksi yang ketiga adalah *five spot*, dimana pola berbentuk segiempat yang terdiri dari 5 buah sumur. Terdapat 2 pengamatan yang dilakukan pada pola ini, yaitu secara normal dan *inverted*, yang membedakan adalah letak dari sumur injeksi dan produksinya.



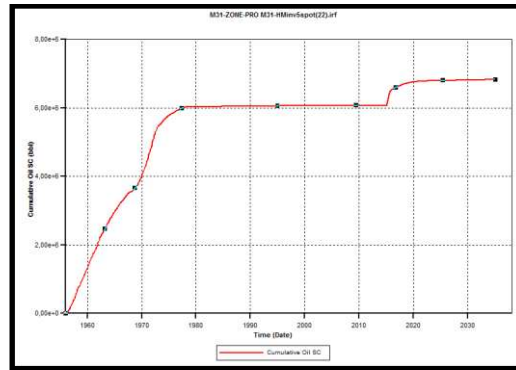
Gambar 6. Pola Sumur *Five Spot*

Pada *normal five spot*, pengaruh *rate* injeksi menghasilkan kumulatif produksi yang tertinggi pada *rate* injeksi 250 Bwipd, yaitu 6894496 STB dengan *recovery factor* sebesar 30.862%. Sedangkan untuk *rate* injeksi 500 hingga 1000 Bwipd kumulatif produksi yang dihasilkan konstan. Kenaikan yang dihasilkan kumulatif produksi tertinggi pada pola ini apabila dibandingkan dengan *basecase* adalah sebesar 342142 STB dengan *recovery factor* 1.532%. Sedangkan selisih kumulatif produksi terhadap kumulatif produksi *history* sebesar 879496 STB dengan selisih *recovery factor* sebesar 3.862%.



Gambar 7. Kumulatif Produksi Minyak Pola *Normal Five Spot*

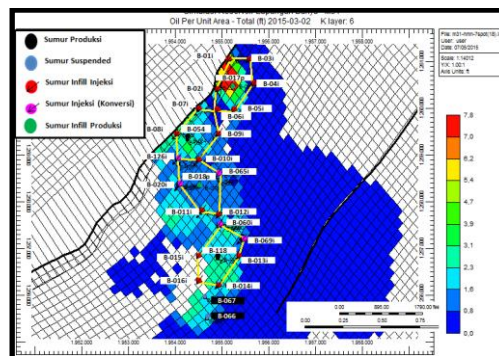
Kemudian dilakukan pengamatan terhadap *inverted five spot* dengan mengkonversi sumur injeksi menjadi sumur produksi begitu juga sebaliknya pada pola normal *five spot*. Pengaruh *rate* injeksi menghasilkan kenaikan dan penurunan terhadap kumulatif produksi, dimana kumulatif produksi tertinggi diperoleh pada *rate* injeksi 500 Bwipd sebesar 6902459 STB dan *recovery factor* sebesar 30.897% dengan kenaikan kumulatif produksi apabila dibandingkan dengan *basecase* sebesar 350104.5 STB dan kenaikan *recovery factormya* sebesar 1.567%. Sedangkan selisih kumulatif produksi terhadap kumulatif produksi *history* sebesar 887458.5 STB dengan selisih *recovery factor* sebesar 3.897%.



Gambar 8. Kumulatif Produksi Minyak Pola *Inverted Five Spot*

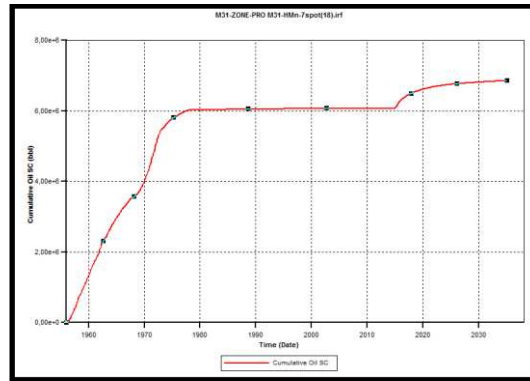
Pola *inverted five spot* dilakukan dengan alasan keekonomisan, karena jumlah sumur produksi pada *inverted five spot* lebih banyak dibandingkan dengan normal *five spot*. Hal ini terbukti dengan kumulatif produksi tertinggi yang dihasilkan pada pola *inverted five spot* lebih besar dibandingkan kumulatif produksi tertinggi normal *five spot*.

Skenario produksi yang keempat adalah *seven spot*.



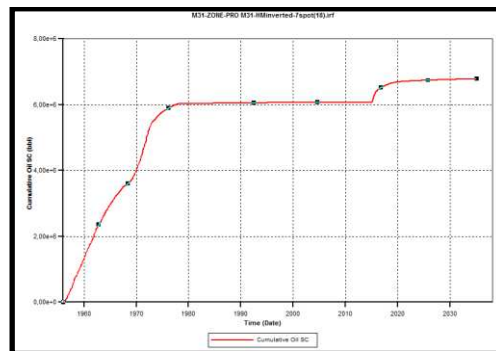
Gambar 9. Pola Sumur *Seven Spot*

Pada pola *normal seven spot*, pengaruh *rate* injeksi menghasilkan penurunan kumulatif produksi seiring dengan penambahan *rate* injeksi. Kumulatif produksi tertinggi dicapai oleh *rate* injeksi 250 Bwipd sebesar 6855767 STB dengan *recovery factor* sebesar 30.688%. Kenaikan kumulatif produksi dibandingkan dengan *basecase* sebesar 303413 STB dengan kenaikan *recovery factor* sebesar 1.358%. Sedangkan selisih kumulatif produksi terhadap kumulatif produksi *history* sebesar 840767STB dengan selisih *recovery factor* sebesar 3.688%.



Gambar 10. Kumulatif Produksi Minyak Pola *Normal Seven Spot*

Diakukan pengamatan terhadap pola *inverted seven spot* dengan mengkonversi sumur produksi menjadi sumur injeksi begitu juga sebaliknya pada pola normal *seven spot*. Pengaruh *rate* injeksi menghasilkan kenaikan kumulatif produksi seiring dengan penambahan *rate* injeksi, dengan kumulatif produksi tertinggi terjadi pada *rate* injeksi 1000 Bwipd sebesar 6842574 STB dengan *recovery factor* sebesar 30.629. Kenaikan kumulatif produksi apabila dibandingkan dengan *basecase* sebesar 290220 STB dengan kenaikan *recovery factor* sebesar 1.299%. Sedangkan selisih kumulatif produksi terhadap kumulatif produksi *history* sebesar 827574 STB dengan selisih *recovery factor* sebesar 3.629%. Apabila dibandingkan dengan pola normal *seven spot*, kumulatif produksi tertinggi yang dihasilkan pada pola ini cenderung lebih rendah dibandingkan kumulatif produksi pada pola normal *seven spot*.



Gambar 11. Kumulatif Produksi Minyak Pola *Inverted Seven Spot*

Perhitungan *mobility ratio* dilakukan dengan menggunakan delapan data *rocktype* pada sistem *water – oil*. Dari hasil perhitungan didapat bahwa  $M < 1$  untuk *rocktype* 1 hingga 5. Dimana untuk  $M < 1$  bahwa air bergerak pada laju yang lebih lambat dibandingkan minyak, maka efek pendesakannya minyak oleh air akan lebih tinggi. Sedangkan harga *mobility ratio* untuk *rocktype* 6 hingga 8 adalah  $M > 1$ , dimana air bergerak lebih cepat dibandingkan minyak yang akan mengakibatkan efek pendesakan minyak oleh air rendah. *Mobility ratio* mempengaruhi kenaikan perolehan minyak yang dilakukan pada studi ini, apabila dibandingkan dengan *basecase* kumulatif produksi yang didapat tidak terlalu tinggi.

Selanjutnya perhitungan efisiensi pendesakan dengan menggunakan *rate* injeksi 250 Bwipd sebagai pembanding dari skenario produksi yang dipilih, yaitu pola *peripheral* dengan skenario produksi lainnya pada *rate* injeksi yang sama. Hasil perhitungan efisiensi pendesakan yang didapat adalah pola *peripheral* sebesar 14.894%, *irregular* 14.343%, normal *five spot* 13.961%, *inverted five spot* 13.673%, normal *seven spot* 12.999%, dan *inverted seven spot* 12.934%. Efisiensi pendesakan tertinggi diperoleh skenario produksi pola *peripheral* yang juga memiliki kumulatif produksi tertinggi.

Tabel 1. *Summary* Hasil Skenario Produksi

Pola	Qi	NP History	RF History %	NP Sim STB	RF %	$\Delta$ NP	$\Delta$ RF
Perififeral	250	6015000	27	6904506	30.906	889506	3.906
	500			6901314	30.892	886314	3.892
	750			6901295	30.892	886295	3.892
	1000			6901164.5	30.892	886164.5	3.892
Irregular	250			6890362.5	30.843	875362.5	3.843
	500			6890674	30.845	875674	3.845
	750			6890451.5	30.844	875451.5	3.844
	1000			6890451.5	30.844	875451.5	3.844
N- 5 SPOT	250			6894496	30.862	879496	3.862
	500			6894160	30.860	879160	3.860
	750			6894160	30.860	879160	3.860
	1000			6894160	30.860	879160	3.860
INVERTED 5 SPOT	250			6827298	30.561	812298	3.561
	500			6902458.5	30.897	887458.5	3.897
	750			6895536	30.866	880536	3.866
	1000			6889840	30.841	874840	3.841
N-7 Spot	250			6855767	30.688	840767	3.688
	500			6855657	30.688	840657	3.688
	750			6855657	30.688	840657	3.688
	1000			6855657	30.688	840657	3.688
INVERTED -7 SPOT	250	6783316.5	30.364	768316.5	3.364		
	500	6817786	30.518	802786	3.518		
	750	6830834	30.577	815834	3.577		
	1000	6842574	30.629	827574	3.629		

## Kesimpulan

Berdasarkan hasil pembahasan yang telah disebutkan sebelumnya, didapat beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Kumulatif produksi minyak dan *recovery factor* terbesar dari empat skenario produksi yang dilakukan adalah skenario produksi dengan pola *peripheral* pada *rate* injeksi 250 Bwipd, dengan kumulatif produksi minyak sebesar 6,904,506 STB dan *recovery factor* sebesar 30.906%.
2. Kenaikan kumulatif produksi minyak dan *recovery factor* yang dialami skenario produksi pola *peripheral* apabila dibandingkan dengan *basecase* berturut – turut sebesar 352,152 STB dan 1.576%.
3. Sedangkan selisih kumulatif produksi minyak dengan kumulatif produksi minyak *history* adalah sebesar 889506 STB dan *recovery factor* sebesar 3.906%
4. Luas daerah pengurusan pada skenario produksi pola *peripheral* lebih besar dibandingkan skenario produksi berpola lainnya, hal tersebut mempengaruhi perolehan minyak yang didapat.
5. *Mobility ratio* pada *rocktype* 6, 7, dan 8 berharga lebih dari 1 sehingga efek pendesakan minyak oleh air rendah dan mempengaruhi perolehan minyak yang akan didapat.
6. Efisiensi pendesakan yang diperoleh dari masing – masing pola dari yang terbesar hingga terkecil adalah pola *peripheral* sebesar 14.894%, *irregular* 14.343%, normal *five spot* 13.961%, *inverted five spot* 13.673%, normal *seven spot* 12.999%, dan *inverted seven spot* 12.934%.

## Daftar Simbol

- $\emptyset$  : Porositas ( % )  
 $\Delta\rho$  : Perbedaan densitas antara dua fluida, lb/ft<sup>3</sup>  
 $\Delta P$  : beda tekanan ( atm )  
 $\Delta L$  : panjang media berpori ( cm )  
 $\sigma_{so}$  : tegangan permukaan benda padat – minyak, dyne/cm  
 $\sigma_{sw}$  : tegangan permukaan benda padat– air, dyne/cm  
 $\sigma_{wo}$  : tegangan permukaan air – minyak, dyne/cm  
 $\theta_{wo}$  : sudut kotak air – minyak  
 $\mu$  : viskositas fluida ( cp )



A : luas zona minyak ( acres )  
 $E_D$  :Efisiensi Pendesakan  
 $E_A$  : Efisiensi Penyapuan Areal  
 $E_V$  : Efisiensi Penyapuan Vertikal  
 H : Tinggi daerah transisi, ft  
 K : Permeabilitas absolut  
 Kro, Krw, Krg : Permeabilitas relatif minyak, air, gas  
 Ko, Kw, Kg : Permeabilitas efektif minyak, air, gas  
 M : Rasio Mobilitas  
 $N_p$  : Kumulatif Produksi Minyak ( STB )  
 $N_S$  : Initial Oil in Place pada saat dimulainya flood ( STB )  
 $P_c$  : Tekanan Kapiler, psi  
 $q$  : laju alir fluida (  $cm^3/sec$  )  
 RF : Recovery Factor  
 $S_g, S_o, S_w$  : Saturasi gas, minyak, air ( % )  
 $S_{oi}$  : Saturasi minyak awal  
 $S_{or}$  : Saturasi minyak residual  
 $V_p$  : Pore Volume ( cc )  
 $V_b$  : Bulk Volume ( cc )  
 $V_m$  : Matrix Volume ( cc )  
 $V_g, V_o, V_w$  : Volume pori yang diisi gas, minyak, air (  $cm^3$  )  
 $V_p$  : Volume pori –pori total (  $cm^3$  )

#### Daftar Pustaka

- Ahmed, Tarek. “*Reservoir Engineering Handbook*”. Gulf Publishing Company. Houston. Texas. 1946.
- ARCO. “*Waterflood Vol 1* “. ARCO. Plano. Texas. 1997.
- Chirclo, H.B, “*Modern Reservoir Engineering a Simulation Approach*”, Prentice-Hall, Inc, New Jersey, 1977.
- Green, D.W and Willhite, GP. “*Waterflooding*”. SPE Textbook. 1986.
- Kristanto, Deddy dan Santoso, Anas Puji. “*Evaluasi Penggunaan Injeksi Air Untuk Pressure Maintenance Pada Reservoir Lapangan Minyak*”. Universitas Pembangunan Nasional Veteran. Yogyakarta.
- Malinda, Marmora Titi. “*Pemilihan Pola Sumur Injeksi Dan Analisis Pengaruh Heterogenitas Sifat Fisik Batuan Terhadap Efisiensi Pendesakan Minyak Pada Lapangan M*”. Skripsi. Jurusan Teknik Perminyakan. FTKE. Universitas Trisakti. Jakarta. 2015.
- Pulido, Hector. dkk. “*Analysis Of Complex Reservoir Geometries And Completion Using Dynamical Characterization*”. Universidad Nacional Autonoma. Mexico.
- Rukmana, Dadang. dkk. “*Teknik Reservoir Teori Dan Aplikasi*”. Pohon Cahaya. Yogyakarta. 2011.
- Sarwono, Rinaldo. “*Analisa Injeksi Air Untuk Pengembangan Lapangan X Dengan Simulasi Reservoir*”. Skripsi. Jurusan Teknik Perminyakan. FTKE. Universitas Trisakti. Jakarta. 2014.
- Studi Geologi Geofisika Reservoir Lapangan Bunyu Nibung*”. Badan Afiliasi Teknologi Mineral. Universitas Trisakti. Jakarta. 2011.

Thomas, C.E. dkk. *“Water-Injection Pressure Maintenance and Waterflood Processes”*. Society of Petroleum Engineering. Texas. 1987.

Tobing, Edward ML. *“Peningkatan Produksi Minyak Dengan Injeksi Air Pada Lapangan Minyak Q”*. LEMIGAS. 2012.