

PENINGKATAN PEROLEHAN MINYAK DENGAN OPTIMALISASI PROYEK *CYCLIC STEAM STIMULATION* MENGGUNAKAN METODE SIMULASI RESERVOIR DI LAPANGAN-X, SENTRAL SUMATERA

Hamzah Makky, Sugiatmo Kasmungin
Program Studi Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti

Abstrak

Reservoir-reservoir di dunia mengandung berbagai macam tipe minyak, Perbedaan dari tipe-tipe minyak ini dapat dilihat pada nilai viskositas dan juga nilai derajat API-nya. Reservoir pada lapangan-X mengandung minyak berat yang tidak dapat diproduksi secara konvensional sehingga kita membutuhkan metode EOR (*Enhanced Oil Recovery*). *Huff and Puff* merupakan metode yang menggunakan uap panas ber temperatur tinggi yang ditujukan untuk menurunkan viskositas minyak sehingga minyak dapat diproduksi. Pada tugas akhir ini simulasi dilakukan untuk mempelajari faktor-faktor yang mempengaruhi efisiensi metode tersebut dan juga scenario terbaik untuk lapangan-X. Simulasi diawali dengan menentukan *well spacing* terbaik kemudian penentuan variasi *sequential multi-well huff and puff* terbaik yang dilanjutkan dengan membuat scenario perbedaan parameter reservoir dilanjutkan dengan waktu *soaking*. Hasil Skenario terbaik adalah scenario N yang menggunakan metode *sequential multi-well huff and puff* variasi 2 dengan jarak sumur injeksi 744 ft dan lama waktu *soaking* 7 hari dengan jumlah produksi 20.6 MM STB dan *recovery factor* terbaik yaitu sebesar 13 %.

Kata kunci : EOR, Huff and Puff

Pendahuluan

Lapangan-X yang berada di sentral Sumatera, Indonesia, memiliki reservoir yang mengandung minyak berat. Minyak berat adalah minyak yang memiliki nilai viskositas yang tinggi dengan derajat API yang kecil sehingga sulit untuk di produksi kan dengan cara konvensional.

Minyak berat yang berada di reservoir mengandung *asphaltene* yang menyebabkan rendahnya nilai viskositas pada minyak tersebut sehingga perlu dilakukan tertiary proses dengan thermal, yaitu dengan menginjeksikan sejumlah steam yang ditujukan untuk menurunkan viskositas-nya sehingga minyak pada reservoir tersebut dapat diproduksi.

Untuk memproduksi minyak yang berada di reservoir tersebut membutuhkan metode *Enhanced Oil Recovery* dengan tujuan meningkatkan *recovery* perolehan dari reservoir tersebut. Salah satu metode *Enhanced Oil Recovery* yang dapat digunakan untuk meningkatkan *recovery* pada lapangan ini adalah *Cyclic Steam Stimulation* atau disebut juga dengan *Huff & Puff* yang termasuk ke dalam metode thermal. Mekanisme nya adalah dengan menurunkan nilai viskositas pada minyak berat tersebut sehingga minyak pada reservoir tersebut dapat diproduksi ke permukaan.

Evaluasi dilakukan dengan metode simulasi. Simulasi dilakukan pada model simpel yang merepresentasikan lapangan-X, sehingga model tersebut memiliki nilai yang sama atau sesuai dengan lapangan-X. simulasi dilakukan dengan beberapa skenario, penentuan skenario didasarkan pada *Well Spacing* jarak sumur *Huff and Puff*, nilai porositas dan permeabilitas reservoir, laju sumur injeksi dan juga perbedaan waktu *soaking*.

Simulasi akan dilakukan pada sumur di lapangan-X ini dengan menggunakan software reservoir seperti Petrel dan Eclipse yang diharapkan dapat memberikan informasi mengenai peningkatan *recovery* dari minyak berat yang ada di lapangan Batang.

Problem Statement

Minyak berat yang ada pada lapangan-X tidak dapat di produksi secara konvensional, oleh karena itu untuk dapat memproduksi minyak berat tersebut dibutuhkan metode EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Metode EOR yang digunakan adalah *huff and puff* yang merupakan metode injeksi thermal. Mekanisme dari metode *Huff and Puff* adalah menginjeksikan sejumlah panas kedalam reservoir yang ditujukan untuk menurunkan nilai viskositas minyak sehingga minyak dapat diproduksi secara konvensional dengan bantuan dari injeksi uap panas tersebut.

Pada lapangan-X, simulasi dilakukan pertama untuk menentukan metode *well spacing* terbaik yang dapat digunakan pada lapangan-X. setelah mendapatkan metode *well spacing* terbaik, dilakukan simulasi untuk menentukan mana dari metode *sequential multi-well huff and puff* yang dapat digunakan pada lapangan-X. kemudian simulasi dilakukan untuk mendapatkan waktu *soaking* terbaik. semua simulasi dibandingkan secara ekonomi untuk menentukan mana metode terbaik yang akan digunakan untuk lapangan-X.

Teori Dasar

Heavy oil merupakan jenis minyak yang *viscous* dan tidak dapat mengalir pada kondisi reservoir normal. *Heavy oil* dikatakan minyak berat karena memiliki nilai densitas dan *specific gravity* yang lebih besar dibandingkan konvensional minyak. Nilai *specific gravity* yang lebih besar menandakan nilai API yang lebih kecil, dan pada umumnya minyak dikatakan *heavy oil* apabila memiliki nilai derajat API dibawah 20% dan viskositas diatas 200 cP.

EOR atau *Enhanced Oil Recovery* merupakan bagian dari IOR (*Improved Oil Recovery*) yaitu merupakan metode yang ditujukan untuk meningkatkan nilai dari perolehan minyak dengan cara apapun.

Metode EOR (*Enhanced Oil Recovery*) terbagi dalam 3 kategori:

- a. Metode Thermal, seperti injeksi uap berkepanjangan, injeksi uap berulang (atau disebut *huff and puff*), dan *in-situ combustion*.
- b. Chemical Flooding, seperti polimer, surfactant-polimer, caustic flooding.
- c. Miscible Gas Flooding, seperti karbondioksida, miscible hydrocarbon, dan injeksi gas inert.

Metode EOR (*Enhanced Oil Recovery*) dilakukan berdasarkan jenis fluida reservoir nya. Untuk reservoir minyak berat atau *heavy oil* metode yang dianggap paling efisien adalah metode yang menggunakan thermal sebagai bahan utama untuk menurunkan nilai viskositas fluida reservoir nya. Geologi reservoir dan property fluida menentukan reservoir yang sesuai untuk proses. Data initial condition seperti temperature, tekanan, kedalaman karakteristik fluida seperti nilai viskositas, kelarutan fluida, temperature, kondisi geologi dan lainnya.

Huff and Puff merupakan proses untuk meningkatkan perolehan minyak dengan cara menginjeksikan sejumlah panas ke reservoir. Tujuannya adalah untuk menurunkan nilai viskositas minyak dan meningkatkan mobilitas minyak agar dapat diproduksi.

Pada fase awal, steam injeksi dilakukan selama kurang lebih 1 bulan yang kemudian dilakukan penutupan sumur selama beberapa hari untuk heat distribution, yaitu penyebaran panas di reservoir yang disebut dengan *Soaking*. Setelah proses tersebut selesai, dilakukan proses produksi dimana minyak dapat lebih mudah diproduksi karena telah berkurangnya nilai viskositas minyak tersebut. Produksi minyak akan meningkat secara drastis yang kemudian setelah beberapa bulan produksi akan ada penurunan produksi karena nilai viskositas minyak kembali naik, temperatur reservoir kembali turun. Produksi minyak menurun hingga sampai pada tahap sudah dianggap tidak ekonomis kemudian dilakukan lagi siklus berikutnya, dimana satu siklus terdiri dari 3

fase tersebut, berikut seterusnya hingga produksi minyak sudah dianggap tidak menguntungkan secara komersial. Geologi lapangan dari reservoir dibutuhkan untuk mengetahui kemungkinan adanya *heat loss* dan mengetahui *heat distribution* dimana *heat loss* adalah saat steam yang diinjeksi kan menghilang karena adanya patahan di sekitar reservoir. Secara keekonomisan, *Huff and Puff* dianggap menarik karena *Pay Out Time* yang didapatkan lebih cepat meskipun nilai perolehan minyaknya tidak cukup besar atau hanya sekitar 10% hingga 40% dari nilai *Original Oil in Place* – nya.

Well Spacing dapat dikatakan sebagai ruang atau area yang ditujukan untuk sebuah sumur. Luas area yang cukup baik, yang dapat menguras volume dari reservoir. *Well spacing* merupakan ukuran konservasi yang mengidentifikasi lokasi dan jumlah sumur yang dapat dibor untuk mengruas reservoir.

Well Spacing tergantung pada struktur geologi, ukuran reservoir, dan fluida reservoirnya. *Spacing* terkecil dapat berukuran 5 acre dan terbesar hingga 640 acre. *Sequential multi-well steam huff and puff* merupakan sebuah metode dimana sumur-sumur *huff and puff* dilakukan, atau pelaksanaan *injecting, soaking, dan producing* pada sumur *huff and puff* dilakukan secara bersamaan atau bergantian secara terus menerus.

Metode *sequential multi-well steam huff and puff* dilakukan untuk menghindari adanya *inter-well channeling* dimana steam yang diinjeksi masuk ke dalam sumur lain. Metode ini juga dilakukan untuk meningkatkan performa produksi dari metode *huff and puff* yang dilakukan.

Sequential multi-well steam huff and puff memiliki beberapa variasi yang dapat digunakan, sumur-sumur diinjeksikan secara bersamaan, dimana kelompok sumur atau sumur 1 melakukan injeksi bersamaan dengan kelompok sumur atau sumur 2. Kemudian sumur-sumur diinjeksikan secara bergantian, dimana kelompok sumur atau sumur 1 melakukan injeksi, *soaking*, dan produksi yang kemudian diikuti oleh kelompok sumur atau sumur 2 melakukan injeksi bersamaan dengan kelompok sumur atau sumur 1 melakukan injeksi.

Kelebihan – kelebihan dari dilakukannya *sequential multi-well steam huff and puff* adalah sebagai berikut :

- Injeksi secara bersamaan dapat dengan cepat meningkatkan tekanan reservoir.
- Injeksi secara bersamaan dapat juga menghindari *steam channeling* antar sumur dan mengurangi adanya *heat loss*. Sebagai hasilnya peningkatan frekuensi produksi.
- Injeksi secara bersamaan dapat memperluas radius pemanasan sehingga berkurangnya *heat loss* dan meningkatnya energi panas. Sebagai hasilnya peningkatan siklus produksi.
- Sequential injection* dapat mengarahkan atau memindahkan minyak ke berbagai arah.
- Sequential injection* juga dapat meningkatkan produktivitas dan menjadi base dalam metode *Steam Flooding*, sehingga dapat dikatakan metode ini merupakan transisi ke *Steam Flooding*.

Reservoir Lapangan-X

Model Reservoir yang digunakan pada penelitian kali ini merupakan model simple yang dibentuk pada software Petrel yang disesuaikan dengan keadaan pada lapangan-X. model tersebut dibentuk dengan menggunakan data sebagai berikut ini :

Tabel 1. Data Model Reservoir

Data	Nilai
Grid X	5600 ft
Grid Y	6700 ft
Grid Z	700 ft
Ketebalan	200 ft
OWC	-614 ft

Berdasarkan model yang dibuat dengan data yang terdapat diatas dilakukan perhitungan nilai OOIP (*Original Oil In Place*) pada model simple tersebut sebesar 168 MM STB.

Untuk initial condition dari model reservoir ini didapatkan dari nilai initial condition Lapangan-X sesungguhnya yaitu sebagai berikut :

- Tekanan Reservoir : 250 psi
- Temperatur Reservoir : 145⁰ F

Batuan yang terdapat pada model simulasi ini merupakan sandstone yang disesuaikan dengan batuan yang terdapat pada lapangan-X yang sebenarnya. Nilai Porositas pada model reservoir yang dibuat diambil sebesar 26.3%. Dari nilai permeabilitas tersebut kita dapat mengetahui nilai permeabilitas horizontal dan juga nilai permeabilitas vertikalnya.

Tabel 2. Nilai Porositas dan Permeabilitas

Porositas	26.3%
Permeabilitas Horizontal	477.86 mD
Permeabilitas Vertical	412.97 mD

Untuk data Rock Physics Function didapatkan dari Lapangan-X yaitu sebagai berikut ini :

Tabel 3. Rock Physics Function

Swirr	0.18
Sor	0.27
Kro@Swirr	0.78
Krw@Sor	0.397
Corey exp. Oil	2.5
Corey exp. Water	2.5

Fluida yang terdapat pada lapangan-X merupakan fluida heavy oil dengan nilai derajat API sebesar 20⁰.

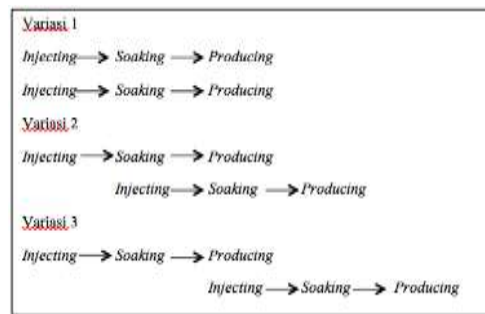
Nilai property fluida pada reservoir ini didapatkan pada lapangan-X yang digunakan untuk model reservoir yang dibuat. Nilai viskositas fluida yang ada pada lapangan-X bergantung pada temperatur dari reservoir tersebut. Untuk nilai viskositas dari minyak berubah berdasarkan nilai temperaturnya, semakin tinggi temperatur maka nilai viskositas nya akan semakin menurun.

Hasil Simulasi

Simulasi dilakukan pertama untuk menentukan metode *well spacing* terbaik, ada 4 jenis *pattern* yang digunakan, pertama 5 acre, 10 acre, 15 acre kemudian 20 acre. Sumur *huff and puff* yang akan digunakan adalah sebanyak dua buah untuk tiap jenis *pattern* yang terletak di tengah lapangan.

Setelah *well spacing* ditentukan menentukan metode *sequential multi-well huff and puff* terbaik. Terdapat 3 variasi jarak antara sumur *huff and puff* yang akan digunakan yaitu

372 ft, 744 ft, dan 1116 ft. selain dari jaraknya, juga terdapat 3 jenis variasi *sequential* yang akan digunakan yang dapat dilihat pada gambar berikut ini :



Gambar 1. Bagan Variasi *Sequential Multi-Well Huff and Puff*

Perubahan parameter reservoir seperti porositas dan permeabilitas dilakukan untuk mengetahui pengaruhnya. Untuk nilai porositas dan permeabilitas yang digunakan pada tiap-tiap scenario adalah sebagai berikut :

Tabel 4. Nilai Porositas dan Permeabilitas

Skenario	Por	K Horizontal	K Vertikal
J	15%	248.922985	208.4599883
K	20%	332.3350184	282.2171811
L	25%	443.6977341	382.0711012
M	30%	592.3771748	517.2552778

Skenario berikutnya adalah perubahan waktu *soaking*, waktu *soaking* yang digunakan pada simulasi-simulasi sebelumnya adalah selama 4 hari, perubahan dilakukan pada waktu *soaking* menjadi 7 hari dan 10 hari.

Setelah simulasi akan dilakukan perhitungan keekonomian untuk menentukan skenario mana yang paling menguntungkan untuk digunakan selanjutnya. Perhitungan keekonomian dilakukan dengan parameter-parameter berikut ini:

Tabel 5. Parameter Keekonomian

Parameter	Harga
Sumur	US\$1 MM / sumur
Steamer	US\$30 MM / unit
Harga Minyak	US\$48 / bbl
Operating Cost	US\$28 / bbl

Setelah didapatkan nilai NPV nya untuk tiap-tiap scenario dan telah didapatkan nilai keuntungannya. *Pay Out Time* dari masing-masing scenario juga akan dihitung dengan menggunakan *cash flow*.

Berikut ini merupakan daftar simulasi yang dilakukan pada tugas akhir ini :

1. Well Spacing 5 Acre (168 Sumur)
2. Well Spacing 10 Acre (80 Sumur)
3. Well Spacing 15 Acre (48 Sumur)

4. Well Spacing 20 Acre (42 Sumur)
5. Skenario A : *Sequential Multi-Well Huff and Puff* variasi 1, 372 ft.
6. Skenario B : *Sequential Multi-Well Huff and Puff* variasi 1, 744 ft.
7. Skenario C : *Sequential Multi-Well Huff and Puff* variasi 1, 1116 ft.
8. Skenario D : *Sequential Multi-Well Huff and Puff* variasi 2, 372 ft.
9. Skenario E : *Sequential Multi-Well Huff and Puff* variasi 2, 744 ft.
10. Skenario F : *Sequential Multi-Well Huff and Puff* variasi 2, 1116 ft.
11. Skenario G : *Sequential Multi-Well Huff and Puff* variasi 3, 372 ft.
12. Skenario H : *Sequential Multi-Well Huff and Puff* variasi 3, 744 ft.
13. Skenario I : *Sequential Multi-Well Huff and Puff* variasi 3, 1116 ft.
14. Skenario J : Porositas 15%
15. Skenario K : Porositas 20%
16. Skenario L : Porositas 25%
17. Skenario M : Porositas 30%
18. Skenario N : Waktu *Soaking* 7 Hari
19. Skenario O : Waktu *Soaking* 10 Hari

Hasil produksi yang didapatkan untuk tiap –tiap simulasi beserta perhitungan keekonomiannya dapat dilihat pada tabel 1 yang terletak di lampiran.

Pada simulasi *well spacing* dapat dilihat pada *pattern* 5 acre mendapatkan nilai produksi terbanyak, hal ini dikarenakan pada *pattern* 5 acre, sumur yang digunakan lebih banyak sehingga hasil produksi yang dihasilkan lebih optimal. Akan tetapi nilai NPV yang didapatkan lebih sedikit dibandingkan *pattern* 10 acre. Hal tersebut dikarenakan investasi yang dilakukan pada *pattern* 5 acre lebih besar sehingga NPV tidak dapat lebih optimal.

Scenario A hingga scenario I merupakan simulasi scenario metode *sequential multi-well huff and puff*. perbedaan nilai produksinya tidak terlalu signifikan tetapi didapat pada scenario B memiliki nilai produksi dan NPV terbesar. Sehingga variasi 1 dengan jarak sumur 744 ft dapat dikatakan merupakan yang terbaik dibandingkan variasi dan jarak lainnya.

Pengaruh perubahan parameter reservoir merupakan simulasi yang dilakukan pada scenario J, K, L, dan M. scenario M merupakan scenario terbaik karena pada scenario M memiliki nilai porositas dan permeabilitas terbesar yang menyebabkan produksi yang didapatkan lebih besar.

Pada Skenario N dan O, perubahan waktu *soaking* dilakukan. Waktu *soaking* yang dilakukan sebelumnya adalah selama 4 hari. Pada scenario N waktu *soaking* dilakukan selama 7 hari dan 10 hari untuk scenario O. hasil simulasi menandakan scenario N yang terbaik karena produksi yang didapatkan lebih besar dibandingkan scenario O maupun M.

Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi yang didapatkan dan analisa yang telah dilakukan, terdapat beberapa kesimpulan yang dapat disampaikan, yaitu sebagai berikut :

1. *Well spacing* yang digunakan pada suatu lapangan mempengaruhi hasil produksi yang didapatkan karena *spacing* mempengaruhi radius pengurasan yang dapat dicapai oleh tiap sumur, *well spacing* 5 acre mendapatkan hasil produksi lebih kecil untuk tiap sumurnya karena radius pengurasannya hanya sejauh 263 ft, sedangkan untuk 10 acre mencapai 372 ft.
2. Injeksi *huff and puff* secara bersamaan lebih efisien dikarenakan *power* dari *steam* yang diinjeksikan untuk meningkatkan temperature reservoir akan jauh lebih besar seperti pada scenario A dan D, dimana scenario A menggunakan variasi 1 memiliki temperature steam yang lebih besar dibandingkan scenario D yang menggunakan variasi 2.

3. Sumur-sumur injeksi yang diletakan dengan jarak yang tepat akan menghasilkan produksi yang lebih optimal. Terlalu dekatnya jarak sumur injeksi mengakibatkan tarik menarik produksi minyak yang ada. Terlalu jauh jarak sumur injeksi, optimalisasi injeksi *steam* tidak akan tercapai. Pada scenario A, B, dan C yang memiliki jarak berbeda, scenario B memiliki hasil yang lebih tinggi dibandingkan scenario A yang berjarak lebih dekat dan scenario C yang lebih jauh.
4. Porositas dan permeabilitas yang bagus sangat mempengaruhi tinggi nya nilai produksi yang dihasilkan dengan menggunakan metode *huff and puff* terlihat pada scenario M yang memiliki porositas dan permeabilitas terbesar mendapatkan nilai produksi terbesar.
5. Waktu *soaking* yang terlalu cepat dapat mengakibatkan tidak tercapainya optimalisasi pendistribusian *steam* di reservoir. Waktu *soaking* yang terlalu lama mengakibatkan turunnya temperature reservoir sebelum produksi dimulai seperti pada scenario M, N, O dengan waktu soaking 4, 7, dan 10 hari. Scenario N mendapatkan hasil terbaik.

Skenario terbaik yang dapat diterapkan pada lapangan-X untuk mendapatkan produksi yang optimal dengan keuntungan lebih adalah scenario N yang menggunakan metode *huff and puff* variasi 1 dengan jarak sumur 744 ft dan waktu soaking selama 7 hari dengan menggunakan *Well Spacing* 10 Acre pada lapangan-X.

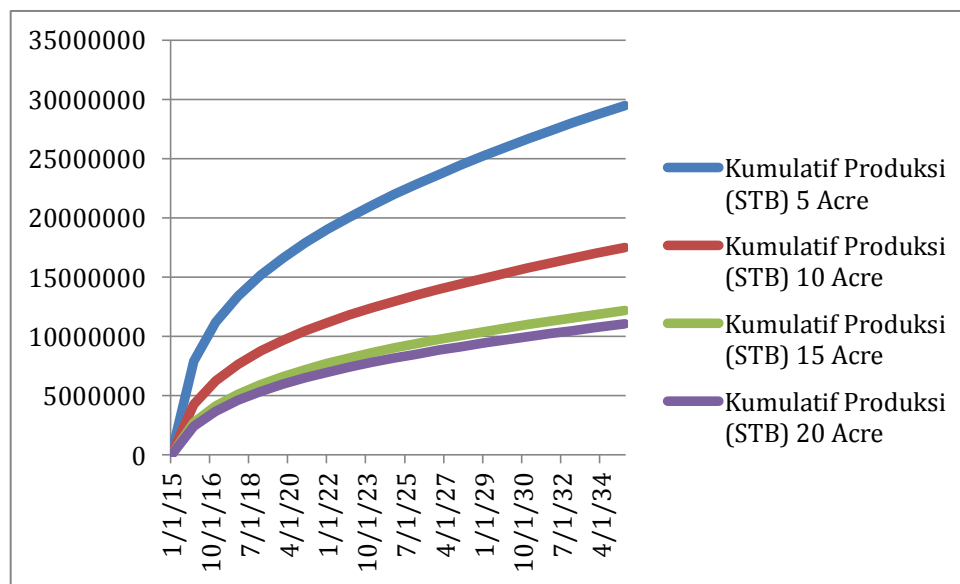
Daftar Pustaka

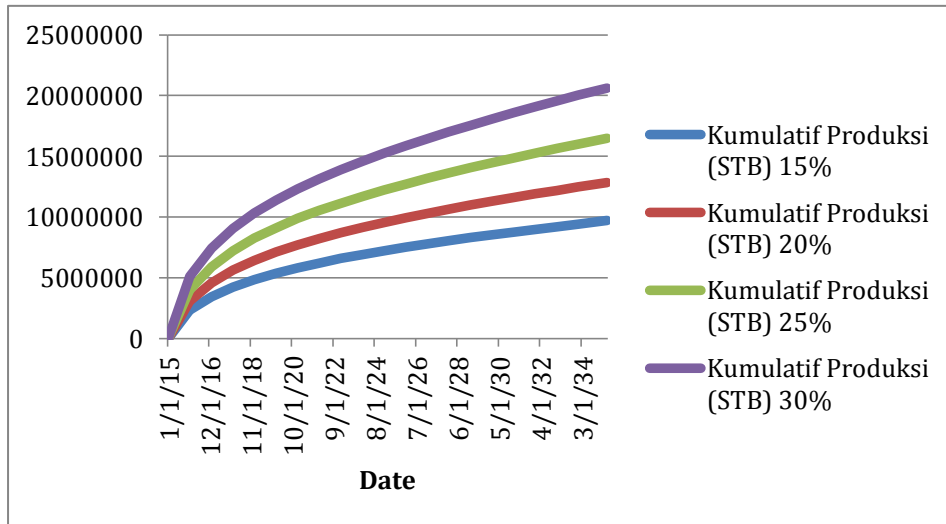
- BLM (Bureau Land of Management), 2010, "Reservoir Management", Arizona, US.
- De Coster, G. L., 1974, "The Geology of Central Sumatra and South Sumatra Basins, Proceedings 3rd Annual Convention IPA", Jakarta.
- Eubank, R.T., Makki, A.C., 1981, "Structural Geology of The Central Sumatra Back Arc Basin, Proceeding Indonesian Petroleum Association, 10 Annual Convention", Jakarta.
- Heidrick, T. L. dan Aulia, K., 1993, "A Structural And Tectonic Model of The Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin, Indonesia. *Indonesian Petroleum Association, Proceedings 22th Annual Convention*, Jakarta.
- Heidrick, T.L., dan Turlington, B. F., 1995, "Structural and Tectonic Synthesis : Eastern CARE Area "A" Central Sumatra Basin, Indonesia, Chevron.
- Mertoso S. dan Nayoan G.A.S., 1974, "The Tertiari Basinal Area of Central Sumatra. *Indonesian Petroleum Association, Proceedings 3th Annual Convention*, Jakarta.
- Thesly, Debby, 2009, "Perhitungan Radius Panas Untuk Evaluasi Kinerja Huff and Puff di Area-X", Universitas Trisakti : Jakarta.
- Thomas, S., "Enhanced Oil Recovery – An Overview", Canada: PERL Canada Ltd.
- Shuhong, W and co., 2005, "Sequential Multi-Well Steam Huff 'n' Puff in Heavy Oil Development", PetroChina Co. Ltd.
- Quintero, E and A. Quezada, 2014, "Technical-Economic Evaluation of Downhole Electric Heater Cable Application in Orinoco Oil Belt : Successful Case", Venezuela : Universidad Central de Venezuela.
- Rodroquez, Raul, Jose Luis Bashbush, and Adafel Rincon, 2008, "Feasibility of using Electrical Downhole Heaters in Faja Heavy Oil Reservoirs".
- Yarmanto dan Aulia, K., 1988, "The Seismic Expression of Wrench Tectonics in The Central Sumatera Basin : *IAIG Seventeenth Annual Convention*", Jakarta.

Lampiran

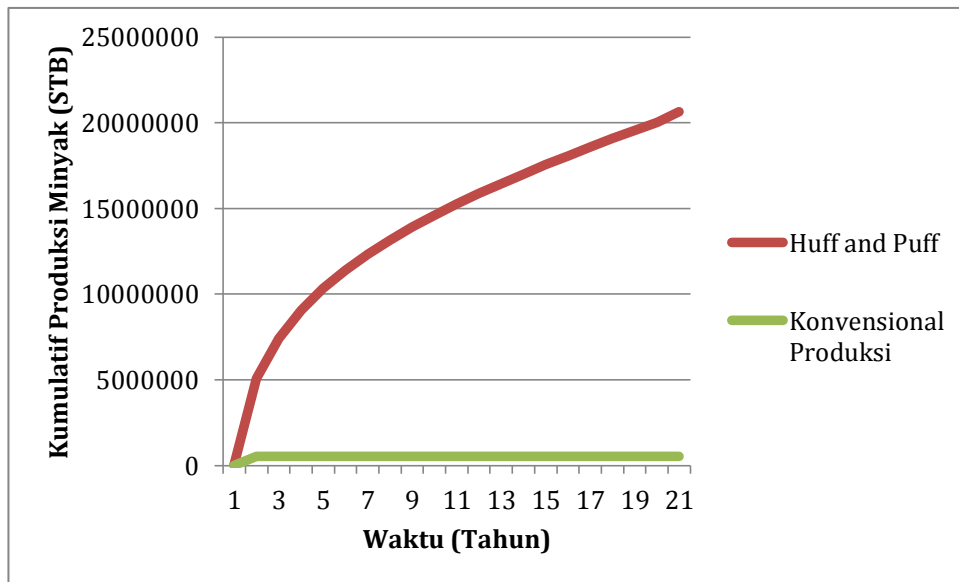
Tabel 1. Hasil Simulasi

No.	Simulasi	Hasil Produksi (STB)	NPV
1	Well Spacing 5 Acre	29.4 MM	\$ 184.2 MM
2	Well Spacing 10 Acre	17.5 MM	\$ 209.8 MM
3	Well Spacing 15 Acre	12.2 MM	\$ 135.7 MM
4	Well Spacing 20 Acre	11.1 MM	\$ 119.2 MM
5	Skenario A	17.5 MM	\$ 208.3 MM
6	Skenario B	17.5 MM	\$ 209 MM
7	Skenario C	17.5 MM	\$ 208.7 MM
8	Skenario D	17.5 MM	\$ 208.4 MM
9	Skenario E	17.4 MM	\$ 208.2 MM
10	Skenario F	17.5 MM	\$ 208.5 MM
11	Skenario G	17.4 MM	\$ 207.4 MM
12	Skenario H	17.4 MM	\$ 207.9 MM
13	Skenario I	17.4 MM	\$ 207.6 MM
14	Skenario J	17.4 MM	\$ 53.2 MM
15	Skenario K	12.8 MM	\$ 116.1 MM
16	Skenario L	16.5 MM	\$ 188.6 MM
17	Skenario M	20.6 MM	\$ 271.7 MM
18	Skenario N	20.6 MM	\$ 271.8 MM
19	Skenario O	20.6 MM	\$ 271.7 MM
20	Skenario P	28.8 MM	\$ 248.5 MM

Gambar 1. Perbandingan Hasil Produksi *Spacing Pattern*



Gambar 2. Grafik Kumulatif Produksi Pengaruh Parameter Reservoir



Gambar 3. Grafik Perbandingan Konvensional Produksi dan Huff and Puff.