
SENSITIVITAS SAGD: PENGARUH PRE-HEATING DAN JARAK VERTIKAL SUMUR TERHADAP PRODUKTIVITAS LAPANGAN A

Yoshua Imanuel Chandra^{1*}, Ajeng Purna Putri Oktaviani¹, dan Iwan Setya Budi¹

¹ Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Pertamina

*EMAIL

yimanuelc@gmail.com

KEYWORDS

Thermal EOR, Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD), preheating, recovery factor, sandstone reservoir.

ARTICLE HISTORY

Received: 8 December 2023

Accepted: 31 August 2024

HOW TO CITE

Chandra, Y. I., Oktaviani, A. P. P., & Budi, I. S. (2024). Sensitivitas SAGD: Pengaruh Pre-Heating dan Jarak Vertikal Sumur Terhadap Produktivitas Lapangan A. *Subsurface*, 02(02) 44-53.

© 2024 SUBSURFACE. This article is an open-access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY NC)

ABSTRAK

Penelitian ini berfokus pada penerapan metode *Thermal Enhanced Oil Recovery (Thermal EOR)*, yaitu *Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)*, untuk menganalisis pengaruh *preheating* terhadap produktivitas reservoir selama periode 6 tahun. Studi dilakukan pada Lapangan A, sebuah reservoir *sandstone* homogen dengan kandungan bitumen sebesar 85%, viskositas tinggi hingga 20.000 cP, dan nilai API rendah sebesar 12° API. Simulasi menggunakan perangkat lunak *Computer Modelling Group (CMG)* dilakukan pada kondisi *clean sandstone*, meliputi permodelan awal (*base case*) hingga analisis sensitivitas terhadap parameter *preheating period* dan *vertical well spacing*. Hasil menunjukkan bahwa *preheating period* optimal adalah 45 hari, yang menghasilkan *recovery factor (RF)* sebesar 71%, setara dengan 4,15 MMBBL, sedangkan reservoir tanpa sumur injeksi hanya mencapai *RF* sebesar 8%. Analisis sensitivitas terhadap jarak vertikal antara sumur injeksi dan produksi menunjukkan bahwa parameter ini tidak memberikan pengaruh signifikan terhadap *recovery factor*. Penelitian ini memberikan pemahaman mendalam mengenai efektivitas *preheating* dalam meningkatkan produktivitas reservoir bertipe viskositas tinggi.

PENDAHULUAN

Indonesia merupakan negara yang memiliki kandungan hidrokarbon non-konvensional melimpah, namun menurut Kementerian ESDM cadangan hidrokarbon Indonesia semakin menyusut dan diprediksi akan habis alam kurun waktu kurang dari 23 tahun mendatang (ESDM, 2014). Untuk memenuhi kebutuhan migas Indonesia yang saat ini mencapai hingga 1,8 Juta Barel minyak per hari Indonesia harus mulai menentukan Langkah untuk meningkatkan produksi migas di tengah menurunnya cadangan dan produksi migas yang sudah ada.

Hidrokarbon non-konvensional merupakan salah satu prioritas yang dapat dikembangkan di Indonesia. Di Indonesia sendiri cadangan hidrokarbon non-konvensional dapat mencapai sepuluh kali lipat dibanding hidrokarbon konvensional. Data cadangan Indonesia memprediksi sekitar 1037 TCF gas terkandung didalam *shale gas* dan *coal bed methane* (ESDM, 2014). Selain prospek *shale gas* dan *coal bed methane* yang besar terdapat juga tipe *oil sands* atau sering disebut sebagai bitumen.

Bitumen termasuk dalam golongan hidrokarbon yang memiliki viskositas hingga puluhan ribu centipoise dengan tingkat API yang rendah sehingga tidak memungkinkan untuk diproduksi secara konvensional (Holditch, 2006). Di bagian Sumatera Utara sendiri telah ditemukan potensi cadangan sebesar 4,6 milyar barel (USGS, 2007).

Untuk memproduksi bitumen dan *oil sands* dapat digunakan teknologi SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*), secara garis besar metode ini menggunakan 2 sumur horizontal yang diletakan secara paralel, bagian atas sumur akan digunakan untuk menyalurkan *steam* sehingga viskositas hidrokarbon menurun dapat diproduksi melalui sumur horizontal dibawah-Nya (Bahadori, 2018).

TINJAUAN PUSTAKA (*LITERATURE REVIEW*)

Pada proses eksploitasi hidrokarbon terdapat 3 fase yang berkaitan dengan cara memproduksi *reserve* hidrokarbon yang ada. Menurut James G ketiga fase tersebut adalah:

1. *Primary Recovery*
2. *Secondary Recovery*
3. *Tertiary Recovery*

Primary recovery bergantung pada fenomena natural, hidrokarbon diproduksi melalui tekanan yang dihasilkan dari ekspansi gas dan air pada reservoir. Tekanan yang dihasilkan mendorong fluida kedalam lubang sumur hingga dapat diproduksi. Pada *secondary recovery* reservoir sudah mulai kehilangan tekanan sehingga untuk memproduksi hidrokarbon diperlukan bantuan *artificial lift* seperti injeksi gas atau air atau stimulasi tekanan dengan penambahan *subsurface pump*. Yang terakhir yaitu *tertiary recovery* atau sering disebut *enhanced recovery*, umumnya fase ini dilakukan Ketika hidrokarbon tidak memiliki mobilitas yang baik sehingga pada fase EOR dilakukan metode yang diperlukan untuk meningkatkan mobilitas hidrokarbon. Untuk meningkatkan mobilitas fluida dapat dilakukan dengan metode *thermal* maupun *chemical/polymer flooding*, keduanya bertujuan untuk menurunkan viskositas fluida dan menurunkan nilai *interfacial tension*. Pada beberapa kasus *surfactant flooding* dilakukan untuk mengubah properti batuan dari *oil wet* menjadi *water wet* (James G, 2009).

Thermal recovery sesuai artinya berarti metode *oil recovery* dengan memanfaatkan panas atau temperatur tinggi untuk menurunkan nilai viskositas hidrokarbon yang tinggi. Metode yang paling umum digunakan adalah *steam injection* dimana konsep awalnya adalah menginjeksikan uap panas ke dalam reservoir untuk menurunkan viskositas hidrokarbon. Dalam prakteknya terdapat beragam variasi dari *Thermal recovery* seperti *cyclic steam injection*, *SAGD*, *in-situ combustion*, dan lain-lain (James G, 2009).

SAGD pertama kali dicetuskan oleh Butler pada tahun 1970 dan memiliki efisiensi tinggi pada reservoir dengan permeabilitas vertikal yang tinggi. Umumnya standar dari sebuah sumur SAGD akan berupa

pair-well seperti pada gambar 2.2, di mana sumur injeksi dan produksi dibor secara horizontal dengan posisi sumur injeksi di atas sumur produser.

SAGD sendiri diketahui sangat sukses dan populer di Kanada. Kanada sebagai penyandang gelar pemilik cadangan hidrokarbon terbesar di dunia menurut CCAP 2019. Pada bagian barat Kanada didominasi oleh *Oil sand* yang orang lebih familiar dengan bitumen. Viskositas yang sangat tinggi dan nilai API yang rendah membuat produksi secara konvensional tidak memungkinkan. Untuk memproduksi bitumen yang terkenal akan viskositasnya yang sangat tinggi maka fluida dapat dimanipulasi sedemikian rupa dengan metode *thermal* maupun *chemical* untuk meningkatkan mobilitas bitumen dari yang sebelumnya sama sekali *immobile* (Thomas, 2008).

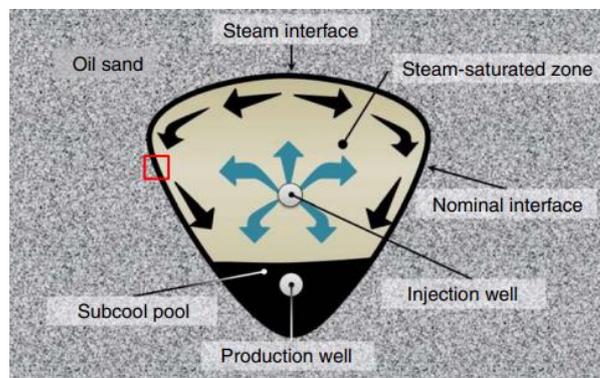
Teori SAGD yang dikemukakan oleh Butler merupakan teori *gravity rainage*, sebuah persamaan untuk memprediksi laju alir dari suatu *steam chamber* yang terbentuk pada proses SAGD (Butler, 1981) (**Gambar 1**). Dengan asumsi:

1. hanya *steam* yang mengalir pada area *steam chamber*
2. Minyak turun secara vertical pada *steam chamber*
3. *Steady state conduction*

Maka persamaan yang digunakan adalah:

$$q = 2L \sqrt{\frac{1.3\phi\Delta S_o k g \alpha h}{m \nu_s}}$$

- q = Laju alir produksi
- L = Panjang Sumur
- ΔS_o = Perubahan saturasi minyak
- k = Permeabilitas
- g = Gravitasi
- h = Ketebalan reservoir
- m = *slope of steam/oil interface*
- ν_s = viskositas kinematik
- α = *overburden thermal*



Gambar 1. Skema Steam Chamber pada proses SAGD (Ansari, 2019).

DATA DAN METODOLOGI

DATA (DATA)

Pada simulasi yang dilakukan, Lapangan A merupakan lapangan dengan kandungan bitumen dengan viskositas sangat tinggi hingga 20000 cP dan nilai API sebesar 12 °API. Reservoir diketahui bertipe *clean-sandstone* yang memiliki porositas sebesar 30% dan permeabilitas yang sangat baik. Model akan dibuat dengan ukuran grid sebesar 20 x 20 x 5. Detil dari berbagai parameter untuk membangun model reservoir awal dapat dilihat pada table dibawah (**Tabel 1**):

Tabel 1. Properti reservoir.

Grid		
I	J	K
20	20	5

Reservoir Data		
Porosity	0.3	Fraksi
Viscosity	20000	cP
API	12	API
Pay Depth	15	m
Initial Temp	12	C
P Reservoir	3300	Kpa
K Vertikal	2500	mD
K Horizontal	5000	mD
So	0.8	Fraksi

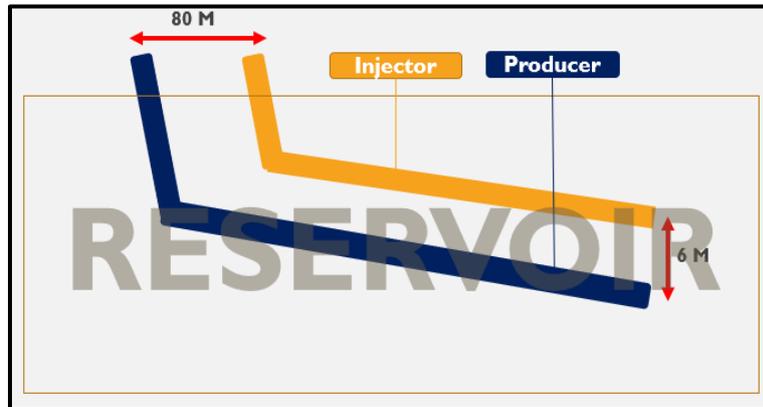
Data berikutnya adalah permeabilitas relatif, saturasi minyak, dan saturasi air yang nantinya digunakan untuk membentuk grafik K_r vs S_w ,

Data disadur dari Shen (2011) terlihat pada **Tabel 2** dibawah:

Tabel 2. Data S_w , K_{rw} , K_{ro} .

S_w	K_{rw}	K_{ro}
0.2	0	0.8
0.24	0.005	0.689
0.27	0.01	0.61
0.3	0.015	0.54
0.35	0.026	0.44
0.39	0.037	0.37
0.42	0.046	0.318
0.47	0.06	0.25
0.5	0.07	0.209
0.53	0.08	0.168
0.57	0.1	0.135
0.61	0.128	0.097
0.66	0.175	0.07
0.68	0.2	0.059
0.72	0.263	0.04
0.76	0.33	0.02
0.8	0.4	0

Model reservoir akan menggunakan *cartesian grid* dengan ukuran I x J x K adalah sebesar 20 x 20 x 5 dengan ketebalan masing-masing grid-nya sebesar 3 meter. Jumlah layer yang terdapat pada model ini sebanyak 5 dengan sumur horizontal produksi berada pada layer 2 sedangkan sumur horizontal injeksi berada pada layer 4. Visualisasi rancangan SAGD dapat dilihat pada gambar sedangkan hasil model reservoir awal dapat dilihat ada **Gambar 2**.



Gambar 2. Rancangan peletakan sumur.

METODOLOGI (METHODOLOGY)

Penelitian dilakukan melalui metode *simulation research*. Data-data yang dibutuhkan untuk menjalankan simulasi bersumber dari *paper*, jurnal, dan literatur maupun hasil studi karya ilmiah lainnya. Selanjutnya reservoir dimodelkan melalui perangkat lunak CMG (*Computer Modelling Group*) dengan menggunakan fitur STARS karena penelitian akan merujuk pada area *thermal recovery*. Secara garis besar penelitian ini akan mencakup area sensitivitas *pre-heating* dan sensitivitas jarak vertikal antar sumur namun sebelum itu didahului oleh analisa pentingnya penggunaan *flexwell* dalam simulasi SAGD.

HASIL

Setelah berhasil memodelkan reservoir untuk *base case* maka didapat hasil awal simulasi yaitu (**Tabel 3**):

Tabel 3. Hasil inisialisasi awal.

<i>Gross Formation Volume</i>	2400000	m3
<i>Formation Pore Volume</i>	792360	m3
Aqueous Phase	79236	m3
Oil Phase Volume	713120	m3
Gaseous Phase	7,9236	m3
<i>Gross Formation Volume</i>	14,4	MMBBL
<i>Formation Pore Volume</i>	4,75	MMBBL
<i>Oil Phase Volume</i>	4,28	MMBBL

Pada simulasi *base case* maka didapat hasil RF pada **Tabel 4**.

Tabel 4. Hasil RF tiap skenario base case.

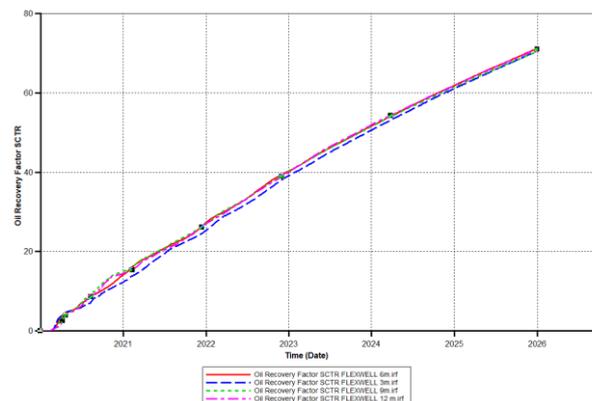
Skenario	RF
<i>No Injection</i>	8,5%
<i>Flexwell</i>	51%
<i>No. Flexwell</i>	81%

Pada simulasi *pre-heating* maka didapat hasil RF pada **Tabel 5**.

Tabel 5. Hasil RF tiap skenario pre-heating.

<i>Preheating (Day)</i>	<i>Recovery Factor (%)</i>
0	51
30	51
45	71
60	71

Pada simulasi jarak vertikal antar sumur tidak terdapat perbedaan yang signifikan terlihat dari grafik dibawah (**Gambar 3**).

**Gambar 3.** Nilai RF pada variasi jarak vertikal sumur yang berbeda.

DISKUSI

Sistem SAGD pada lapangan A merupakan SAGD konvensional yang melibatkan 2 buah sumur horizontal yaitu satu sumur injeksi dan satu sumur produksi. Sumur injeksi akan menginjeksikan *steam* ke dalam reservoir sehingga viskositas bitumen pada reservoir turun dan membuka komunikasi ke sumur produksi. Setelah itu bitumen dapat diproduksi.

Pada penelitian awal ini simulasi *base case* akan meliputi 3 jenis perlakuan berbeda pada Lapangan A, yaitu:

1. Hanya Sumur Produksi.
2. Sumur Produksi dan Sumur Injeksi tanpa memanfaatkan fitur *FLEXWELL*.
3. Sumur Injeksi dengan *FLEXWELL*.

Adapun beberapa hal yang ditambahkan ketika SAGD diaktifkan adalah:

1. Jarak vertikal sumur sejauh 6 meter (20 ft)
2. *Steam quality* sebesar 0,85
3. *Steam Temperature* sebesar 220 °C.

Tujuan utama dari percobaan ini adalah mengetahui efek pentingnya input parameter *flexwell* dari material sumur itu sendiri terhadap hasil *recovery factor* yang dihasilkan nantinya. Di dalam data masukan *flexwell* terdapat *heat capacity* yaitu panas yang diperlukan untuk menaikkan suhu dari suatu material sebesar 1 °C dan *heat capacity* sendiri bergantung pada massa dan komposisi kimia dari material itu sendiri. *Heat conductivity* adalah kemampuan suatu bahan atau material untuk menghantarkan panas, semakin besar nilainya maka semakin sulit suatu objek untuk menghantarkan panas. Tentunya kedua hal ini akan berpengaruh pada proses *pre-heating* dari Lapangan A.

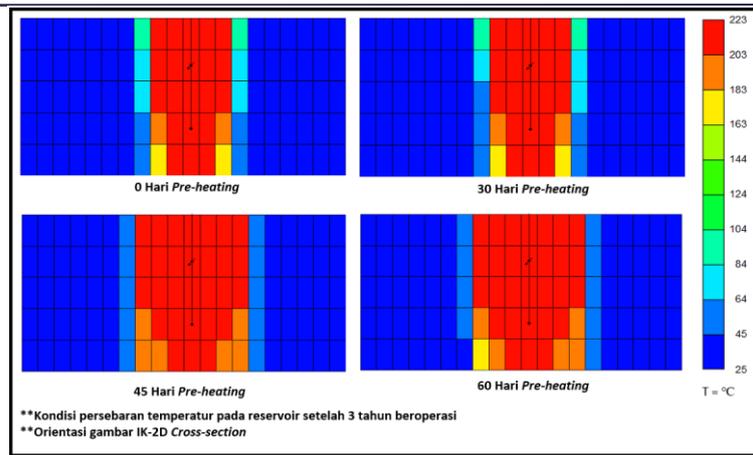
Pada SAGD ketika *steam* diinjeksikan akan terjadi *heat-loss* selama perjalanan menuju reservoir. Selain itu tentunya *steam* akan kehilangan panas ketika melakukan kontak dengan bitumen yang notabene memiliki temperatur rendah. Hal ini menyebabkan penurunan hasil RF karena dalam keadaan riil *heat-loss* akan menurunkan keefektifan SAGD sehingga menurunkan produksi lapangan.

Menurut data literatur yang ada, SAGD memang menjanjikan nilai *ultimate recovery* yang tinggi yaitu berkisar pada angka 50% - 60% pada beberapa kasus dapat mencapai 80% pada reservoir yang karakteristiknya sangat mendukung proyek SAGD seperti permeabilitas yang tinggi, *clean-sandstone* dan memiliki porositas diatas 30% (James G, 2009).

Melalui *flexwell* hasil simulasi akan mulai memperhitungkan *heat loss* selama proses injeksi berlangsung. Pada hasil simulasi menggunakan *flex well* dapat dilihat bahwa nilai RF mencapai 51%, nilai ini lebih dapat diterima mengingat faktor *heat loss* yang telah diperhitungkan. Pada pembahasan selanjutnya setiap scenario yang ada akan dijalankan dengan *flexwell* untuk mendapat hasil yang lebih akurat.

Pre-Heating Scenario

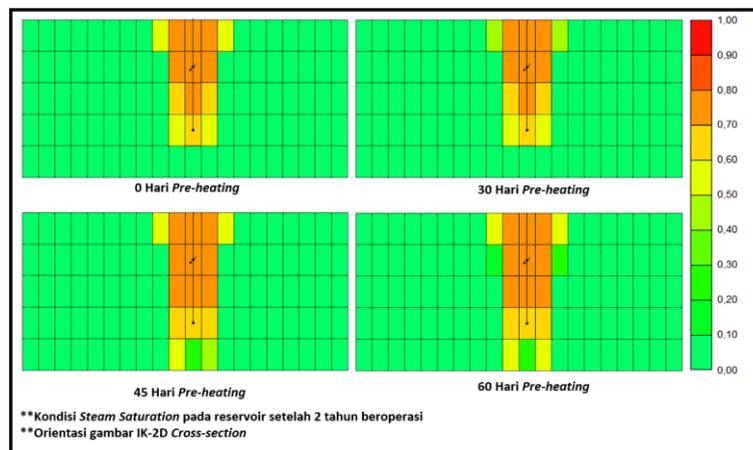
Efek dari *pre-heating* mulai terlihat jelas jika kita melihat pada kondisi persebaran temperatur reservoir setelah 3 tahun beroperasi. Pada gambar 3 menunjukkan bahwa pada skenario *pre-heating* selama 45 hari memberikan hasil persebaran temperatur yang baik pada reservoir Lapangan A, bentuk dan pola *steam chamber* juga dapat terlihat jelas pada gambar tersebut. Persebaran temperatur yang baik akan meningkatkan efektivitas dari SAGD itu sendiri.



Gambar 4. Persebaran panas setelah 3 tahun beroperasi.

Setelah 3 tahun beroperasi barulah dapat terlihat jelas bentuk persebaran temperatur pada masing-masing skenario. Pada kasus 0 dan 30 hari *pre-heating* terlihat persebaran temperaturnya tidak sebaik pada skenario 45 dan 60 hari. Waktu *pre-heating* selama 45 hari memberikan distribusi temperatur yang terbaik dan memakan waktu relatif lebih singkat dengan hasil yang tidak jauh beda dengan skenario 60 hari.

Pada **Gambar 5** memperlihatkan keberadaan *steam* pada reservoir setelah 2 tahun beroperasi. Bentuk pola persebaran saturasi *steam* ini menandakan keberadaan atau terbentuknya *steam chamber* pada reservoir. Perlu diketahui juga bahwa pola persebaran saturasi *steam* ini mirip dengan pola persebaran suhu reservoir seperti pada **Gambar 4**.



Gambar 5. Bentuk *steam chamber* pada reservoir.

Secara umum hasil RF dari keempat skenario diatas dapat dilihat pada tabel 5. Hasil tertinggi dan terefisien dari skenario ini ada pada skenario *preheating* 45 hari dengan nilai RF sebesar 71% atau setara 415.298 MMBBL.

Vertical Well Spacing Scenario

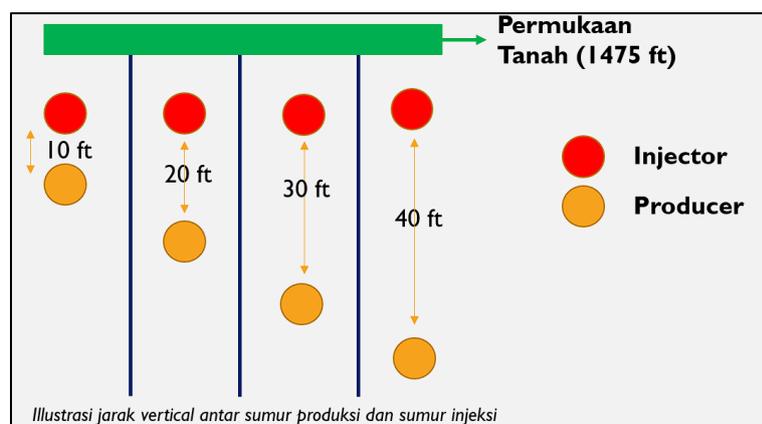
Jarak vertikal sumur umumnya berkisar pada angka 3-6 m (Shen, 2013) Jarak vertikal yang semakin menjauh memungkinkan terbentuknya *steam chamber* yang lebih luas sehingga produktivitas reservoir

meningkat. Namun tidak selamanya jarak yang jauh dapat memberikan hasil optimal, Kembali lagi bergantung pada tipe reservoir yang ada. Perlu diingat bahwa terdapat banyak parameter yang mempengaruhi keberhasilan suatu proyek SAGD.

Pada studi ini sensitivitas jarak vertikal sumur dilakukan dengan kondisi di bawah ini:

1. *Pre-heating* selama 30 hari
2. Memiliki *steam quality* sebesar 0,85
3. Suhu *steam* sebesar 220 °C (493 K)

Kemudian *running* simulasi akan dilakukan sebanyak 4 kali dengan variasi jarak vertikal sumur yang berbeda yaitu 3, 6, 9, dan 12 meter (10, 20, 30, dan 40 ft) (**Gambar 6**).



Gambar 6. Ilustrasi jarak vertikal antar sumur.

Pada Lapangan A perbedaan jarak vertikal antar sumur injeksi dengan sumur produksi hampir tidak berpengaruh pada nilai RF akhir setelah 6 tahun produksi bahkan produksinya cenderung sama. Hal ini menunjukkan bahwa pada Lapangan A parameter *vertical well spacing* tidak memiliki pengaruh sebesar *preheating period*.

KESIMPULAN

1. Permodelan simulasi *thermal injection* menggunakan fitur *flexwell* pada CMG menunjukkan pentingnya parameter *cement capacity*, *wall heat capacity*, *cement conductivity*, & *wall conductivity*. Parameter tersebut akan mengkoreksi hasil RF yang terlampaui tinggi pada *base case* (RF = 81%), turun menjadi 51%.
2. Pada Analisa sensitivitas *preheating period* disimpulkan bahwa *preheating* dengan durasi 45 hari memberikan hasil maksimal dengan nilai RF sebesar 71% sementara pada scenario 0 dan 30 hari memberi nilai yang sama yaitu 51%. Nilai RF yang besar dari scenario *preheating* 45 hari.
3. Pada Analisa sensitivitas jarak vertikal antara sumur injeksi dan produksi didapat bahwa perubahan jarak dari 3, 6, 9, hingga 12 meter ternyata tidak memberi perubahan nilai RF yang signifikan bahkan cenderung sama antara satu dengan yang lainnya.

DAFTAR PUSTAKA

- Akinboyewa, J., Das, S. K., Wu, Y.-S., & Kazemi, H. (2010). Simulation of expanding solvent – steam assisted gravity drainage in a field case study of a bitumen oil reservoir. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/129963-ms>
- Ansari, S., Sabbagh, R., Yusuf, Y., & Nobes, D. S. (2019). The role of emulsions in steam-assisted-gravity-drainage (SAGD) oil-production process: A Review. *SPE Journal*, 25(02), 969–989. <https://doi.org/10.2118/199347-pa>
- Baniak, G. M., Caddel, E. M., & Kingsmith, K. G. (2018). Overview of reservoir deposits in the Pike and jackfish oil sands project areas, southern Athabasca Oil Sands, Canada. *Day 1 Mon, November 12, 2018*. <https://doi.org/10.2118/193065-ms>
- Bahadori, A. (2018). *Fundamentals of Enhanced Oil and Gas Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs*. Gulf Pub. Co.
- Butler, R. M., McNab, G. S., & Lo, H. Y. (1981). *Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating*. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*. doi:10.1002/cjce.5450590407
- Dixon, D., & Nguyen, A. (2019). An empirical oil, steam, and produced-water forecasting model for steam-assisted gravity drainage with linear steam-chamber geometry. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 22(04), 1615–1629. <https://doi.org/10.2118/195675-pa>
- Donaldson, Erle., & Alam, Waqi. (2008). *Wettability*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company
- Jorshari, K., & O'Hara, B. (2013). A new SAGD-well-pair placement: A field case review. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 52(01), 12–19. <https://doi.org/10.2118/149239-pa>
- Shen, C. (2011). Evaluation of wellbore effects on SAGD startup. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/148819-ms>
- Sheng, J. (2016). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice*. Gulf Professional.
- Sheng, K., Okuno, R., Al-Gawfi, A., Nakutnyy, P., & Imran, M. (2021). An experimental study of steam-solvent coinjection for bitumen recovery using a large-scale physical model. *SPE Journal*, 27(01), 381–398. <https://doi.org/10.2118/205158-pa>
- Speight, J. G. (2009). *Enhanced recovery methods for heavy oil and Tar Sands*. Gulf Pub. Co.
- Terentiyev, A. A., Roschin, P. V., Nikitin, A. V., Kozhin, V. N., Pchela, K. V., Kireyev, I. I., Demin, S. V., Litvin, A. T., & Struchkov, I. A. (2020). Wait or get the oil: How sagd technology implementation options will vary future production. *Day 2 Tue, October 27, 2020*. <https://doi.org/10.2118/201819-ms>