

ANALISA INJEKSI SURFAKTAN+KCL UNTUK MENINGKATKAN PEROLEHAN PRODUKSI MINYAK PADA FORMASI AB-2B DI FORMASI AIR BENAKAT

Firdaus^{1*} dan Rohima Sera Afifah¹

¹Program Studi Teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi Teknologi Migas

*E-mail: Firdaus.malik42@yahoo.com

ABSTRACT

This research is a study of surfactant injection to increase oil production in layer AB-2B Meruap field managed by BWP MERUAP. Meruap field has decreased oil production. To increase production, one way to do this is by doing Enhanced Oil Recovery (EOR) so that oil production in the AB-2B layer increases. EOR is an advanced drainage from the reservoir. Surfactants and KCl as injection fluid in this layer are selected based on the results of laboratory data that have been carried out on the AB2B layer Meruap field. surfactant injection is used to reduce the fluid oil interface tension, where oil is trapped by capillary pressure and cannot move, so that the trapped oil can be removed by injecting the surfactant. Mixing surfactant with oil to form an emulsion that will reduce capillary pressure. The results obtained in the AB-2B Meruap field after surfactant injection was carried out was increased oil production

Keywords: Enhanced oil recovery (EOR), interfacial tension, oil recovery

ABSTRAK

Penelitian ini adalah studi injeksi surfaktan untuk meningkatkan produksi minyak pada lapisan AB-2B lapangan Meruap yang dikelola oleh BWP MERUAP. Lapangan Meruap mempunyai produksi minyak yang sudah menurun. Untuk meningkatkan produksinya, salah satu cara yang dilakukan adalah dengan melakukan *Enhanced Oil Recovery* (EOR) agar produksi minyak pada lapisan AB-2B meningkat. EOR merupakan pengurasan tahap lanjut dari reservoir. Surfaktan dan KCl sebagai fluida injeksi pada lapisan ini dipilih berdasarkan hasil dari data laboratorium yang telah dilakukan pada lapangan Meruap lapisan AB2B. injeksi surfaktan digunakan untuk menurunkan tegangan antar muka minyak fluida, dimana minyak terjebak oleh tekanan kapiler dan tidak dapat bergerak, sehingga minyak yang terjebak tersebut dapat dikeluarkan dengan menginjeksikan surfaktan. Percampuran surfaktan dengan minyak membentuk emulsi yang akan mengurangi tekanan kapiler. Hasil yang didapatkan pada lapangan Meruap lapisan AB2B setelah dilakukan injeksi surfaktan ialah produksi minyak meningkat.

Kata kunci: *Enhanced oil recovery*, tegangan antar muka, perolehan minyak.

PENDAHULUAN

Kebutuhan energi Indonesia sangat tergantung dengan bahan bakar minyak bumi. Seiring dengan perkembangan penduduk dunia, khususnya Indonesia, maka kebutuhan akan energi juga meningkat. Namun, sejak tahun 1995 laju produksi minyak bumi Indonesia terus mengalami penurunan. Disisi lain, harga minyak juga semakin tinggi, bahkan sebuah laporan dari Badan Energi Internasional atau IEA (2009) mengatakan bahwa harga minyak akan terus naik sampai tahun 2030. Disamping itu, banyaknya lapangan-lapangan minyak yang sudah mengalami *depleted* dengan kandungan residu minyak masih relatif tinggi. Oleh sebab itu, maka teknologi *Enhanced oil recovery* (EOR) sangat perlu untuk direalisasikan pada lapangan lapangan yang telah mature.

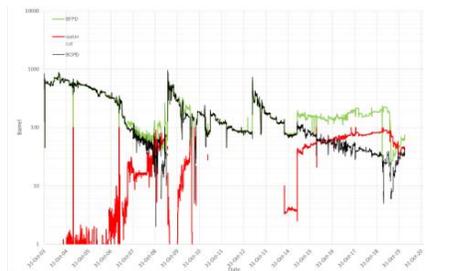
Enhanced oil recovery atau produksi tahap lanjut merupakan tenaga buatan yang diinjeksikan ke dalam reservoir melalui sumur injeksi dengan tujuan untuk mendorong minyak atau gas yang tersisa menuju sumur produksi dengan harapan jumlah minyak yang diperoleh dapat meningkat sehingga *recovery factor* dapat ditingkatkan Ansyori, M. R. (2018). Secara umum, kegiatan eksploitasi minyak bumi terbagi menjadi tiga fase, yakni primer, sekunder dan tersier. Fase primer adalah fase di mana lapangan baru dikembangkan dan fase ini menggunakan tenaga pendorong alami (*natural flow*). Saat produksi mulai turun sejalan dengan penurunan tekanan, kegiatan eksploitasi memasuki fase sekunder. Pada fase ini, injeksi air atau gas dilakukan untuk memberikan tambahan energi ke dalam reservoir dan mendorong minyak mengalir ke sumur-sumur produksi. Menurut Sen (2008) bahwa pada fase primer minyak yang dapat diproduksi sebesar 5-10% dari total *reserve*, sementara pada saat fase sekunder minyak yang dapat diproduksi sebesar 40% dari *oil in place*. Sehingga ada sisa cadangan sekitar 40-45% dari *oil initially in place* yang tertinggal didalam Reservoir. Untuk mengeksploitasi sisa cadangan tersebut digunakan teknologi EOR yang merupakan fase tertier.

Teknologi EOR saat ini yang digunakan di beberapa negara di dunia melibatkan termal (*steam flood, combustion, dan hot water*), kimia (polimer, surfaktan, dan alkali), injeksi gas (CO₂, N₂, dan flue gas), dan yang terakhir menggunakan bioteknologi dengan menggunakan mikroba (*microbiology enhanced oil recovery, MEOR*) (Sen, 2008). Tetapi untuk kasus tertentu kegiatan EOR dapat langsung diterapkan tanpa melalui fase primer atau sekunder, misalnya Lapangan Duri yang memiliki kandungan minyak yang sangat kental (Masrin dkk., 2018).

Metode EOR dengan menggunakan termal dan injeksi gas dipilih untuk mengubah karakteristik fluida, sedangkan injeksi bahan kimia dapat mengubah karakteristik fluida dan batuan. Injeksi termal membuat minyak yang kental menjadi lebih encer. Sementara, injeksi gas (CO_2) yang bila tercampur di larutan minyak pada kondisi tertentu akan mengubah karakteristik minyak sehingga densitasnya turun dan mudah dialirkan ke sumur-sumur produksi. Selain itu, EOR juga bisa dilakukan dengan menginjeksikan bahan kimia. Ada dua jenis bahan kimia yang digunakan. Pertama, surfaktan yang bisa melepaskan minyak yang menempel pada batuan. Kedua, polimer yang berfungsi membuat air menjadi lebih kental sehingga bisa mendorong minyak ke sumur produksi (SKK Migas, 2014).

Proses perolehan minyak secara primer dan sekunder telah dilakukan pada Lapangan Meruap lapisan AB-2B, tetapi hasil yang diperoleh tidak optimal masih terdapat saturasi minyak yang tersisa di dalam reservoir (*remaining oil saturation*, SOR), Nilai *Recovery Factor* yang diperoleh dari lapisan AB-2B masih di angka 14% dan tingginya *Water Cut* (WC) pada sumur-sumur monitoring, diharapkan dengan injeksi surfactant ini dapat meningkatkan perolehan minyak dan menurunkan *Water Cut* pada sumur-sumur monitor, sehingga perlu dilakukan aplikasi perolehan minyak tahap lanjut yaitu EOR. Metode EOR yang akan diterapkan pada Lapangan Meruap lapisan AB-2B adalah injeksi surfaktan karena *water cut* yang sudah cukup tinggi pada Gambar 1.

Sebelum injeksi surfaktan diterapkan pada Lapangan Meruap lapisan AB-2B, perlu dilakukan terlebih dahulu studi mekanisme injeksi tersebut dengan melakukan simulasi reservoir. Sehingga dapat dibandingkan keuntungan dalam penerapan injeksi surfaktan tersebut dengan injeksi air yang diterapkan sebelumnya. Injeksi air pada lapisan AB-2B telah dilakukan sebelumnya dan diperoleh nilai *water cut* yang sangat tinggi yaitu mencapai 100%. Oleh sebab itu, agar produksi minyak meningkat pada lapisan AB-2B, maka dilakukan injeksi surfaktan.

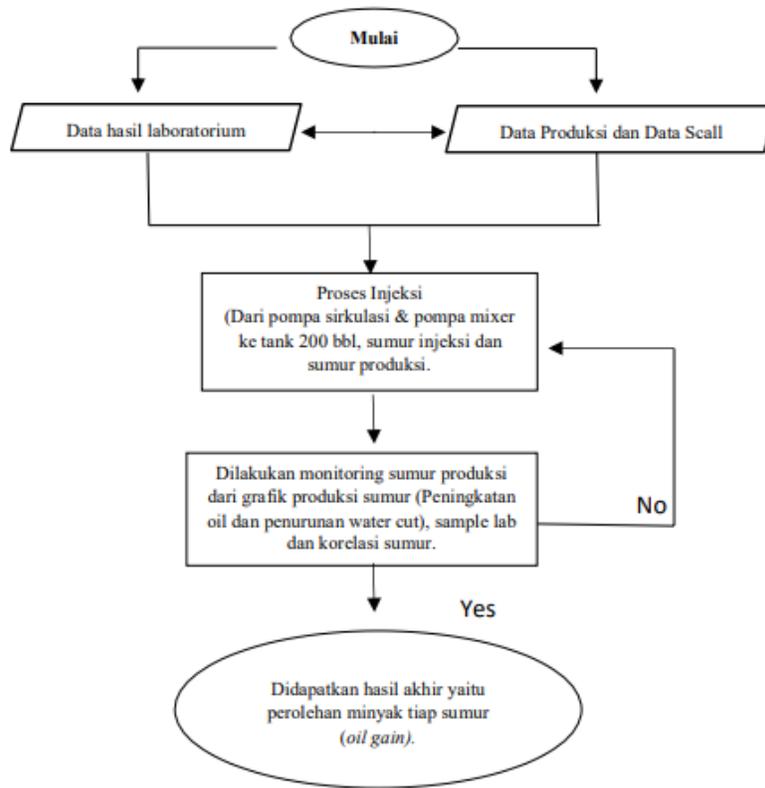


Gambar 1. Profil Produksi pada Lapisan AB-2b

METODE PENELITIAN

Pekerjaan dilaksanakan dalam beberapa tahap, mulai dari Pengumpulan data, uji laboratorium, injeksi surfactan + KCL ke dalam sumur injeksi dan analisa respon injeksi di sumur-sumur produksi sekitarnya.

Gambar 2 merupakan diagram alir yang menunjukkan tahapan proses yang dilakukan pada penelitian ini untuk mengetahui peningkatan perolehan minyak dengan injeksi surfactan dan menganalisa keberhasilan injeksi surfactan, dilihat dari sampel middle phase dari sumur monitoring dan parameter dari data produksi yaitu terjadinya peningkatan produksi minyak (oil cut) dan penurunan produksi air (water cut).



Gambar 2. Diagram Alir Studi Injeksi surfactant pada lapisan AB-2b

Pekerjaan Uji Laboratorium dan Proses Injeksi Surfactan.

Pengujian data laboratorium pada program injeksi surfactan ditambahkan dengan KCl lalu diinjeksikan ke dalam sumur injeksi dari tanggal 5 September 2019 sampai 4 Desember

2019 dan konsentrasi surfaktan dan KCl yang diinjeksikan selama penginjeksian yaitu pada hari pertama sampai hari ketiga surfaktan 1% dan KCl 1%. Hari keempat dilakukan *soaking* (peredaman sumur). Hari kelima sampai hari ketujuh konsentrasi surfaktan 1% dan KCl 1%. Hari kedelapan sampai hari kesembilan surfaktan 0,6% dan KCl 0,7%. Hari kesebelas dilakukan *soaking*. Hari ke-12 sampai hari ke-14 surfaktan 0,3% dan KCl 0,7%. Hari ke-15 sampai hari ke-40 surfaktan 0,1% dan KCl 0,7% Hari keempat puluh satu sampai hari kesembilan puluh konsentrasi surfaktan 0,1% dan KCl 0,3%. Dari hari pertama penginjeksian sampai hari kesembilan puluh laju alir injeksi sebesar 800 bbl.

HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

Evaluasi Laju Produksi Air

Tujuan utama dalam mengevaluasi hasil *residual lifting* menggunakan surfaktan adalah dengan mengamati hasil produksi hariannya. Terutama akan dilihat penurunan dari laju produksi air atau yang dinyatakan dalam *water cut*. Dari perbandingan hasil *water cut* sebelum dan setelah injeksi surfaktan, maka dapat diketahui efektif kinerja dari surfaktan tersebut. *Water cut* adalah perbandingan dari laju produksi air dengan total keseluruhan produksi fluidanya.

Tabel 1 merupakan nilai *water cut* sebelum dan sesudah dilakukan injeksi surfaktan, didapatkan dari hasil monitoring sumur produksi (pengukuran dilakukan selama 24 jam).

Tabel 1. Nilai *water cut* sebelum dan sesudah dilakukan injeksi.

No	Sumur	Sebelum	Sesudah
1	M-09	61%-71%	53%-62%
2	M-16	70%-82%	36%-50%
3	M-28	68%-75%	65%-69%
4	M-24	21%-54%	21%-47%
5	M-51	31%-40%	24%-31%
6	M-73	30%-45%	37%-40%

Evaluasi dan Analisa Pelaksanaan Injeksi

Sebelum program injeksi surfaktan dilaksanakan, dilakukan injeksi air (*water flooding*) terlebih dahulu, proses injeksi air telah berjalan sejak bulan agustus 2013. Injeksi surfaktan ini dibagi menjadi 3 tahapan yaitu: Tahap Injeksi, *Soaking Period* dan *Monitoring Produksi*.

1. Tahap Injeksi Jumlah volume surfaktan yang diinjeksikan akan berhubungan dengan radius pada formasi yang dilakukan *soak treatment*. hari pertama sampai hari ketiga Surfaktan 1% dan KCl 1%. Hari keempat dilakukan soaking (peredaman sumur). Hari kelima sampai hari ketujuh konsentrasi surfaktan 1% dan KCl 1%. Hari kedelapan sampai hari kesembilan surfaktan 0,6% dan KCl 0,7%. Hari kesebelas dilakukan soaking. Hari duabelas sampai hari keempatbelas surfaktan 0,3% dan KCl 0,7%. Hari ke-15 sampai hari ke-40 Surfaktan 0,1% dan KCl 0,7% Hari keempat puluh satu sampai hari kesembilan puluh konsentrasi surfaktan 0,1% dan KCl 0,3%. Konsentrasi yang digunakan berbeda-beda dan dilakukan penurunan konsentrasi. Sebelum dilakukan injeksi surfaktan sudah dilakukan terlebih dahulu test imbibition di laboratorium agar diketahui berapa konsentrasi yang di perlukan untuk diinjeksikan. Pada awal injeksi digunakan konsentrasi 1% untuk melepaskan oil yang terjebak di pori-pori batuan dan surfaktan yang digunakan menyerap ke batuan, setelah itu konsentrasi diturunkan karena dengan penurunan konsentrasi tersebut sudah dapat mendorong minyak ke sumur. Dari hari pertama penginjeksian sampai hari kesembilan puluh rate injection yang digunakan yaitu 800 bbl.

2. *Soaking Period* (Peredaman sumur)

Setelah program penginjeksian selesai dilakukan, kemudian sumur ditutup. Pergerakan fluida reservoir pada saat pendesakan hampir sama dengan aliran fluida saat diproduksi (aliran fluida ke lubang sumur) hal ini dilakukan dengan metode injeksi dan perendaman. Menurut Kristanto dkk (2010), dengan melakukan perendaman ini surfaktan akan bekerja secara optimum dengan memberikan waktu untuk pembentukan tegangan permukaan atau *Interfacial tension* (IFT) yang baru antara minyak dan air serta tersaturasi didalamnya sehingga minyak yang terperangkap dalam pori akan terlepas dan akan terproduksi dengan pergerakan yang sama dengan pada saat pendesakan. Prinsip dasar dari *soaking surfactant* adalah menginjeksikan sejumlah *chemical* tertentu, dalam hal ini adalah surfaktan yang di injeksikan ke dalam reservoir dengan anggapan minyak yang tersisa (*residual oil*) tidak dapat terkuras/tersapu oleh injeksi air (*water flooding*), setelah itu surfaktan yang diinjeksikan akan bekerja dan bereaksi dengan menurunkan IFT pada saat perendaman dilakukan, karena surfaktan mempunyai kemampuan untuk menurunkan IFT. Dilakukan perendaman sumur dengan cara penginjeksian sejumlah volume dan konsentrasi tertentu kedalam sumur yang menjadi sumur injeksi. Lamanya perendaman sumur (*Soaking Period*) didasarkan pada hasil

uji laboratorium (soaking 1 hari), dimana larutan surfaktan yang diinjeksikan setelah beberapa lama akan terjadi emulsi di sumur monitoring, perendaman yang terlalu singkat dapat menghasilkan penurunan IFT yang kurang maksimal dan apabila terlalu lama juga akan menyebabkan *blocking* yang tidak maksimal (*viscous emulsion*) pada pori-pori batuan sehingga penyapuan minyak yang masih terjebak didalam pori-pori batuan tidak maksimal. Rekomendasi penutupan sumur juga dimaksudkan untuk mengembalikan tekanan reservoir. Selama proses penutupan ini juga dilakukan monitoring sumur-sumur disekitar sumur injeksi, agar diketahui adanya pengaruh dari surfaktan yang diinjeksikan terhadap peningkatan produksi di sumur sekitarnya.

3. *Monitoring* Produksi

Dilakukan monitoring sumur produksi sebelum dan sesudah injeksi untuk mengetahui berapa nilai kenaikan dan penurunan dari *water cut* dan *oil* pada setiap sumur. Dari hasil monitoring produksi sumur Tabel 2 nilai dari *water cut* sebelum dan sesudah injeksi menurun dan nilai *oil* sebelum dan sesudah injeksi surfaktan meningkat. Menurut Olajire (2014) surfaktan dapat menurunkan tegangan antar muka minyak fluida, dimana minyak terjebak oleh tekanan kapiler dan tidak dapat bergerak, pencampuran minyak dengan surfaktan membentuk emulsi yang mengurangi tekanan kapiler sehingga produksi minyak pada setiap sumur mulai meningkat dari nilai produksi minyak sebelumnya setelah dilakukan injeksi surfaktan. Dari hasil injeksi surfaktan yang dilakukan pada setiap sumur diperoleh peningkatan produksi 44 barrel minyak pada setiap sumur yang dapat dilihat pada Tabel 3, yaitu pada sumur M-09 sebesar 8.950 bbl, sumur M-16 sebesar 3.823 bbl., sumur M-28 sebesar 11.828 bbl, sumur M-24 sebesar 2.538 bbl, sumur M-51 sebesar 3.087 bbl, sumur M-73 sebesar 31.813 bbl. Selain peningkatan produksi minyak juga dapat dilihat respon injeksi ini dari beberapa sampel produksi yang dihasilkan sebagai respon dari injeksi surfactant, Tabel 4 merupakan monitoring dari bahan kimia yaitu surfaktan yang ditambahkan dengan KCl pada sumur M-09, M-16, M-24, M-51, dan M-73. Pada Tabel 3.4 dapat diketahui keberhasilan injeksi surfaktan yang telah dilakukan yaitu dengan melihat foto middle phase (antara minyak dan emulsi) dari masing-masing sumur produksi yang merespon.

Tabel 2. Hasil *monitoring* produksi sebelum dan sesudah injeksi

No	sumur	water cut		oil	
		sebelum	sesudah	sebelum	sesudah
1	M-09	61%-71%	53%-62%	30-36 bopd	31-64 bopd
2	M-16	70%-82%	36%-50%	5-25 bopd	32-40 bopd
3	M-28	65%-75%	65%-69%	22-35 bopd	47-68 bopd
4	M-24	21%-54%	21%-47%	21-30 bopd	27-31 bopd
5	M-51	31%-40%	24%-31%	68-209 bopd	142-218 bopd
6	M-73	30%-45%	37%-40%	68-213 bopd	143-218 bopd

Tabel 3. Perolehan produksi minyak tiap sumur

Sumur	<i>Oil Gain</i>
M-09	8.950 bbl
M-16	3.823 bbl
M-28	11.828 bbl
M-24	2.538 bbl
M-51	3.087 bbl
M-73	31.813 bbl

Tabel 4. *Monitoring* dari injeksi bahan kimia (*surfactant*)

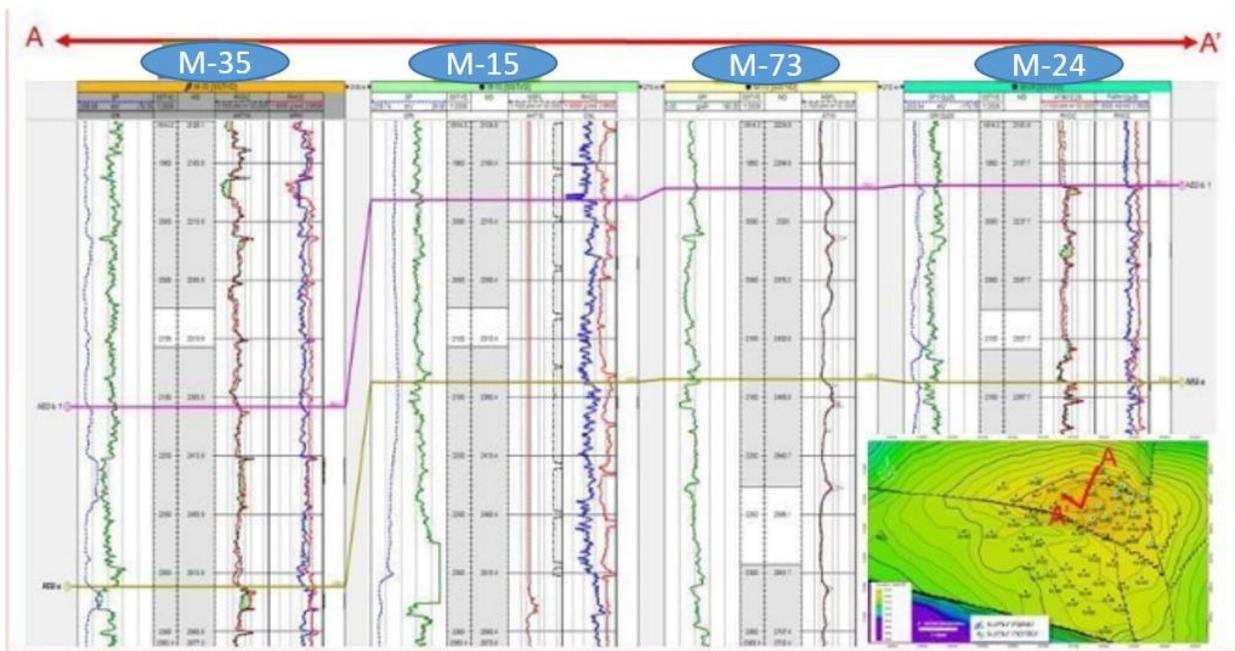
CHEMICAL INJECTION (SURFACTAN) MONITORING						
No	DATE	M-09	M-16	M-24	M-51	M-73
1	12 September 2019					
2	08 December 2019					
3	12 December 2019					
4	20 December 2019					
5	31 December 2019					

Tabel 4. merupakan monitoring dari bahan kimia yaitu surfaktan yang ditambahkan dengan KCl pada sumur M-09, M-16, M-24, M-51, dan M-73. Pada Tabel 4 dapat diketahui keberhasilan

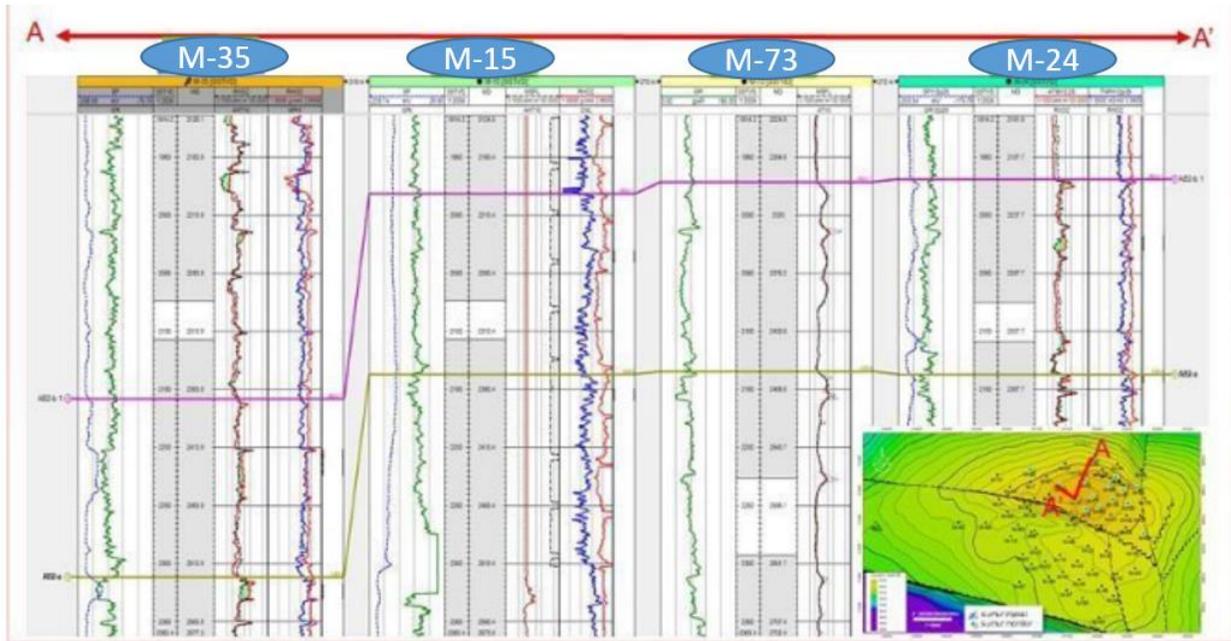
injeksi surfaktan yang telah dilakukan yaitu dengan melihat foto middle phase (antara minyak dan emulsi) dari masing-masing sumur produksi yang merespon.

Korelasi Data Log Sumur

Dari Gambar 3 dan Gambar 4 dapat dilihat peta sumur yang ada, dimana sumur produksi merupakan sumur yang dijadikan untuk sasaran injeksi. Letak antara sumur injeksi dan sumur produksi harus diperkirakan sehingga proses injeksi akan berjalan secara efisien. Sumur Ay-35 merupakan sumur injeksi, sumur ini memenuhi kriteria untuk dikonversi dari sumur produksi menjadi sumur injeksi di mana jarak antara sumur injeksi dan sumur produksi terletak berdekatan dengan sumur M-73, M-24, M-16, M-28. Tujuan dari data log sumur ini untuk mengkorelasikan antara sumur injeksi dan sumur produksi. Korelasi sumur-sumur dapat dilihat pada Gambar 3 dan 4 di mana lapisan AB2-B1 dan AB-2A pada sumur injeksi M-35 dikorelasikan dengan lapisan pada masing-masing sumur produksi M-73, M-24, M-16, M-28. Korelasi yang dilakukan bertujuan untuk melihat konektivitas antara sumur injeksi dan sumur produksi, sehingga respon injeksi akan terlihat di sumur-sumur produksi.



Gambar 3. Korelasi Sumur Injeksi dan Sumur Produksi



Gambar 4. Korelasi Sumur Injeksi dan Sumur Produksi

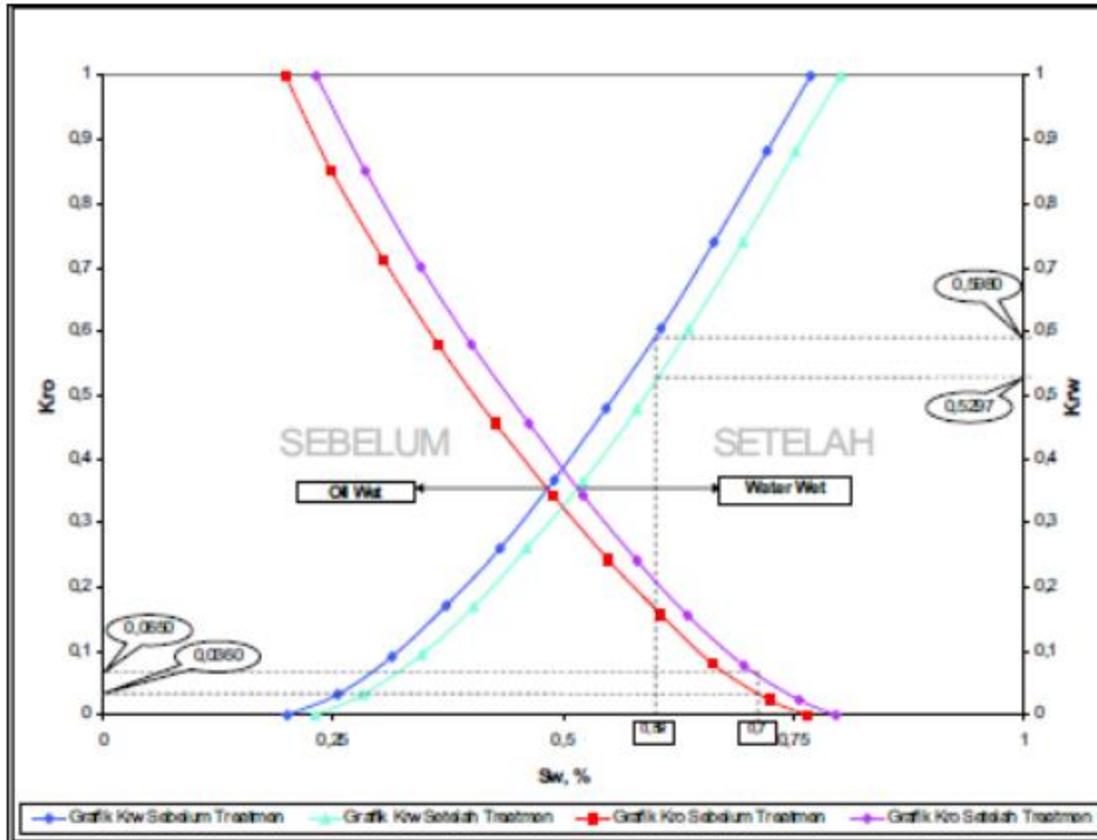
Permeabilitas Relatif

Besarnya laju produksi fluida dipengaruhi oleh besarnya permeabilitas relatif dari fluida yang mengalir kedalam lubang sumur. Diperoleh hubungan grafik permeabilitas relatif sebelum dan sesudah treatment dari hasil memasukkan harga saturasi air sisa (0,201) dan saturasi minyak sisa (0,231) dari hasil simulasi reservoir. Plot harga permeabilitas relatif air sebelum treatment (0,5980) sehingga diperoleh harga saturasi air 0,59 dan plot harga permeabilitas relatif minyak sebelum treatment (0.0360) diperoleh saturasi air 0,7. Dari harga permeabilitas relatif minyak dan air setelah treatment, dengan asumsi pada harga saturasi yang sama didapat perpotongan kurva permeabilitas relatif minyak dan air setelah treatment pada Gambar 4. Hasil perhitungan untuk kurva permeabilitas relatif sebelum dan sesudah treatment seperti terlihat pada Tabel 4. Dari hasil perhitungan terhadap permeabilitas relatif sebelum dan setelah treatment terlihat terjadi perubahan. Dimana harga permeabilitas relatif air mengalami penurunan, yang menyebabkan air akan lebih sulit mengalir. Sedangkan harga permeabilitas relatif minyak mengalami peningkatan, yang menyebabkan minyak lebih mudah mengalir. Pada Gambar 5 memperlihatkan kurva perpotongan antara permeabilitas relatif minyak dan air. Dimana sebelum dilakukan treatment perpotongan berada pada harga saturasi air lebih kecil dari pada 0,5 hal ini menunjukkan batuan pada kondisi

oil-wet (suka minyak). Setelah dilakukan treatment terlihat perubahan, dimana perpotongan antara grafik permeabilitas relatif minyak dan air pada harga saturasi air lebih besar dari 0,5 hal ini menunjukkan batuan berubah menjadi kondisi *water-wet* (suka air). Serta telah terjadi perubahan harga saturasi air sisa dari 0,200 menjadi 0,240 dan harga saturasi minyak sisa dari 0,231 menjadi 0,198. Evaluasi terhadap permeabilitas relatif memperlihatkan hasil telah terjadi penurunan permeabilitas relatif air sebesar 11,4% dan terjadi kenaikan permeabilitas minyak sebesar 80,5% sehingga menyebabkan terjadinya perubahan sifat kebasahan batuan dari *oil wet* menjadi *water wet*.

Tabel 5. Hasil perhitungan permeabilitas relatif air (Krw) dan permeabilitas relatif minyak (Kro) sebelum dan sesudah treatment.

Sebelum Treatment				Sesudah Treatment			
Kro		Krw		Kro		Krw	
So	Kro	Sw	Krw	So	Kro	Sw	Krw
0.802	1	0.76875	1	0.76875	1	0.80125	1
0.7525	0.8525	0.72125	0.8825	0.715	0.85125	0.7525	0.8825
0.695	0.71125	0.66375	0.74	0.656	0.70125	0.695	0.74
0.63625	0.58	0.60625	0.605	0.6	0.58	0.63625	0.60375
0.57425	0.45625	0.54625	0.48	0.5375	0.45625	0.58	0.47875
0.51125	0.3425	0.49	0.36625	0.47875	0.3425	0.52125	0.36375
0.45125	0.2425	0.43125	0.26	0.42	0.24125	0.46	0.26
0.39375	0.1575	0.3725	0.17125	0.366	0.15625	0.4025	0.17
0.3375	0.08	0.31375	0.09125	0.30375	0.0775	0.34625	0.095
0.27625	0.02375	0.255	0.0325	0.24375	0.02375	0.2825	0.0325
0.23375	0	0.2	0	0.20375	0	0.23	0



Gambar 5. Kurva Permeabilitas Relatif Sebelum dan Sesudah Treatment.

KESIMPULAN

Kesimpulan studi injeksi surfaktan untuk meningkatkan produksi minyak pada lapisan AB-2B lapangan Meruap sebagai berikut:

1. Sebelum dilakukan injeksi surfaktan produksi minyak dari keenam sumur ialah pada sumur M-09 yaitu 30-36 bopd, M-16 yaitu 5-25 bopd, M-28 yaitu 22-35 bopd, M-24 yaitu 21-30 bopd, M-51 yaitu 68-209 bopd, M-73 yaitu 68-213 bopd dan setelah dilakukan injeksi surfactant produksi di 6 sumur monitor mengalami peningkatan yaitu sumur M-09 menjadi 31-64 bopd, M-16 menjadi 32-40 bopd, M-28 menjadi 47-68 bopd, M-24 menjadi 27-31 bopd, M-1 menjadi 142-218 bopd dan sumur M-73 menjadi 143-218 bopd. Surfaktan dapat melepaskan minyak yang terperangkap dalam pori-pori batuan atau menurunkan tegangan antar muka antara minyak dan air.

2. Injeksi surfaktan yang dilakukan berhasil karena dapat diketahui dari foto middle phase (antara minyak dan emulsi) dari masing-masing sumur produksi yang merespon dan dari data produksi oil meningkat dan water cut menurun.

UCAPAN TERIMA KASIH

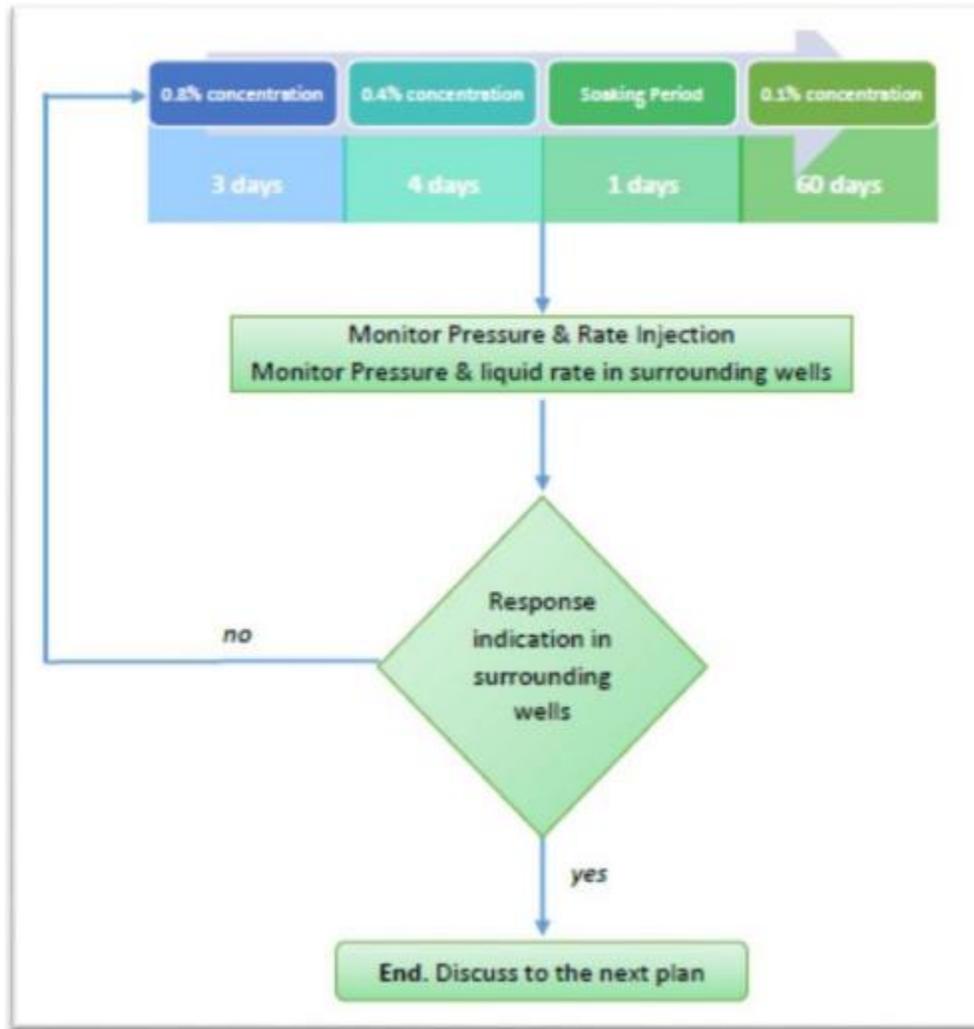
Diucapkan terimakasih kepada semua pihak yang telah berkontribusi dalam penelitian ini, sehingga penelitian ini dapat terlaksana dengan baik.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2001). *Reservoir Engineering Handbook* Second edition. Gulf Professional Publishing. London Butterworth-Heinemann, Oxford, UK.
- Alida, R., & Juliansyah, O. (2016). Analisa Kinerja Injeksi Air dengan Metode Voidage Replacement Ratio di PT Pertamina EP Asset 1 Field Ramba. *Jurnal Teknik Patra Akademika*. 7(1): 41-48.
- Ansyori, M. R. (2018). Mengenal Enhanced Oil Recovery (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak. *Swara Patra* 8(2): 16-22.
- Bishop, M. G. (2001). *South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*. Open File Report 99-50-S USGS. Colorado. Bishop, M. G. 2001. "South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System". Open File Report 99-50-S USGS. Colorado.
- De Coster, G.L. (1974). *The Geology of The Central and South Sumatra Basin*. Proceedings Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention IPA. 70-110. Brown, K.E. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods* (vol. 2b). Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company
- Dewita, E., Priambodo, D., Ariyanto, S. (2013). Penentuan Jarak PLTN Dengan Sumur Minyak Untuk Enhanced Oil Recovery (EOR) Ditinjau Dari Aspek Kehilangan Panas dan Keselamatan. *Jurnal Pengembangan Energi Nuklir*. 15(2): 127-137.
- Hambali, E., Suryani, A., Rivai, M. (2013). Proses Pengembangan Teknologi Surfaktan MES dari Metil Ester Minyak Sawit Untuk Aplikasi EOR/IOR: Dari Skala Lab ke Skala Pilot. Konferensi Nasional "Inovasi dan Technopreneurship" Bogor. 15(01).
- Iqbal, A., Kasmungin, S., Pratiwi, R. (2017). Evaluasi Kinerja Reservoir Dengan Injeksi Air Pada Pattern 8 Lapangan TQL. *Seminar Nasional Cendekiawan ke 3*. 1: 13-18.

- Kristanto, D., Hariyadi., Hermawan, D, Y. Yusuf, Y. (2018). Studi Terintegrasi Kelayakan Proses Injeksi Gas CO₂ Untuk Enhanced Oil Recovery (EOR) di Lapangan Minyak. Prosiding Seminar Nasional Teknik Kimia “Kejuangan” Pengembangan Teknologi Kimia untuk Pengolahan Sumber Daya Alam Indonesia 1693-4393.
- Olajire, A, A. (2014). Review of ASP EOR (Alkaline Surfactant Polymer Enhanced Oil Recovery) Technology in The Petroleum Industry: Prospects and Challenges 77: 963-982
- Salam, A, H. (2017). Optimasi Produksi pada Operasi Steamflood Dengan Menggunakan Injeksi Kualitas Uap Model Gelombang. Jurnal Sains, Teknologi dan Industri 15(1): 41-46.

Lampiran 1 . DATA Laboratorium



Gambar 6. Prosedur Injeksi surfactant pada Lapisan AB-2B

Tabel 6. Surfaktan dan KCl yang diinjeksikan.

Solution (KCl + Surfactant) Concentration	Volume, bbls	Duration	KCl Volume/mixing for 200 bbls solution	Surfactant volume / mixing for 200 bbls
0,8 %	1000 bpd*3 days = 3.000	3 days	240	240 ltr
0,4 %	1000 bpd*6 days = 6.000	4 days	120	120 ltr
0,1%	1000 bpd* 60 days = 60.000	60 days	60	40 ltr