



Penentuan *Trapping Number* Pada Uji *Core Flooding* Surfaktan “B” Untuk Meningkatkan Perolehan Minyak Lapangan “X”

Indah Widiyaningsih

Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN “Veteran” Yogyakarta
Jl. SWK 104 Condongcatur Yogyakarta 55285
e-mail : berna_indah@yahoo.com

Received 11 November 2016; Accepted 2 February 2017
Available online 30 April 2017

ABSTRAK

Injeksi surfaktan merupakan salah satu jenis EOR yang sesuai untuk memperbaiki efisiensi pendesakan pada reservoir. Surfaktan merupakan zat aktif yang dapat menurunkan tegangan antar muka air-minyak sehingga tekanan kapiler pada daerah penyempitan pori-pori akan turun yang menyebabkan minyak sisa dapat didesak dan diproduksi. Injeksi surfaktan dilakukan untuk mengoptimalkan injeksi air yang telah dilakukan sebelumnya. Dari injeksi surfaktan yang dilakukan ini diharapkan dapat mendesak minyak dan mendapatkan peningkatan recovery.

Tahap pertama pada penelitian ini adalah dengan melakukan uji *core flooding* pada sampel batuan reservoir dan Surfaktan “B”. Dari hasil *core flooding* dilakukan sensitivitas *trapping number* dengan menggunakan simulator. Parameter *Trapping Number* diperlukan untuk mengetahui proses perubahan wettabilitas yang terjadi di reservoir akibat dilakukannya injeksi surfaktan. Untuk selanjutnya parameter tersebut digunakan sebagai input pada skenario pengembangan Lapangan “X”.

Pada uji sensitivitas *trapping number* didapatkan besarnya *DTRAPW* dan *DTRAPN* sebelum dan sesudah injeksi surfaktan masing-masing sebesar -5 dan -2. Peningkatan *recovery factor* yang didapat dari uji *core flooding* adalah sebesar 9,25% dan hasil dari simulasi reservoir Lapangan “X” setelah dilakukan sensitivitas *trapping number* menunjukkan hasil yang mendekati yaitu sebesar 9.77%.

Kata Kunci: *Trapping Number*, *Core Flooding*, Injeksi surfaktan

ABSTRACT

Surfactant Injection is one methods of EOR that appropriate to improve the displacement efficiency in the reservoir. Surfactant is an active agent that can lower the interfacial tension between water and oil so that capillary pressure in pores constriction area will drop that causes residual oil can be displaced and produced. Surfactant injection can optimizes water injection that has been done before. It is expected to displace oil and increased recovery.

The first step of this research is to test the core flooding on reservoir rock samples and Surfactant "B". From the results of core flooding trapping conducted sensitivity number using the simulator. Trapping Number parameter is necessary to know the process wettability changes that occurred in the reservoir as a result of doing surfactant injection. To further these parameters are used as input to development scenario Fields "X".

In the trapping number sensitivity test DTRAPN and DTRAPW obtained magnitude before and after injection of surfactant each at -5 and -2. Increased recovery factor obtained from core flooding test is 9.25% and the results of reservoir simulation Fields "X" after the sensitivity trapping number indicates approach results in the amount of 9.77%.

Keywords: *Trapping Number*, *Core Flooding*, *Surfactant Injection*

I. PENDAHULUAN

Produksi minyak pada suatu reservoir akan menurun seiring berjalannya waktu. Penurunan produksi ini disebabkan karena menurunnya tekanan reservoir sehingga diperlukan *artificial lift* pada tahap primer. Pada tahap sekunder dilakukan injeksi tak campur (air/gas) untuk menjaga tekanan reservoir. *Recovery Factor* pada tahap *secondary recovery* umumnya mencapai 40% dengan asumsi air mendesak minyak dengan baik. Namun bagaimanapun masih terdapat minyak yang tertahan atau menempel pada dinding batuan, maka diperlukan metode lain sebagai tahap peningkatan produksi selanjutnya. Tahap selanjutnya kita kenal dengan *Enhanced Oil Recovery (EOR)* yaitu injeksi tercampur yang dapat berupa injeksi kimia, injeksi mikroba dan injeksi termal. Pada proses injeksi surfaktan ke dalam reservoir terjadi proses perubahan wettabilitas batuan. Melalui parameter *Capillary number (Nc)*, dengan menurunnya tegangan antar muka/*interfacial tension (IFT)* antara minyak dan air akan meningkatkan nilai *Nc*. Konsentrasi surfaktan yang tinggi akan menghasilkan *ultra low IFT*, sehingga dapat menurunkan saturasi minyak sisa dan kurva permeabilitas relatif akan semakin linear. Pada pemodelan simulasi reservoir suatu Lapangan menggunakan simulator CMG STARS 2009 diperlukan data input berupa *Trapping Number Wetting (DTRAPW)* dan *Trapping Number Non-Wetting (DTRAPN)* untuk mewakili kondisi wettabilitas reservoir sebelum dan sesudah injeksi surfaktan. Penentuan *DTRAPW* dan *DTRAPN* Lapangan “X” dilakukan dengan uji *core flooding* pada sampel batuan reservoir dengan Surfaktan “B” dan selanjutnya dilakukan sensitivitas dengan menyelaraskan (*matching*) hasil *core flooding* dan simulasi. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menentukan parameter *DTRAPW* dan *DTRAPN* sebagai parameter input pada Simulasi Reservoir Lapangan “X” dan meningkatkan *recovery* untuk pengembangan Lapangan “X”.

II. METODE PENELITIAN

Tahap awal penelitian pada studi ini adalah uji *core flooding* pada sampel Surfaktan “B”. Pemilihan sampel surfaktan telah melalui tahap uji kompatibilitas dengan melarutkan sampel surfaktan dalam sampel brine dari lapangan yang diteliti. Uji *core flooding* dilakukan dengan menggunakan Alat Rangkaian *core flooding* pada Laboratorium EOR.

Kemudian dari hasil uji *core flooding* tersebut dilakukan studi sensitivitas *trapping number*. Pada kasus ini sensitivitas dilakukan dengan menggunakan simulator CMG STARS 2009 dan CMG CMOST 2009.

Setelah didapatkan parameter *DTRAPW* dan *DTRAPN* kemudian diinputkan pada model simulasi reservoir Lapangan “X” dan Selanjutnya dilakukan simulasi reservoir untuk meningkatkan perolehan minyak.

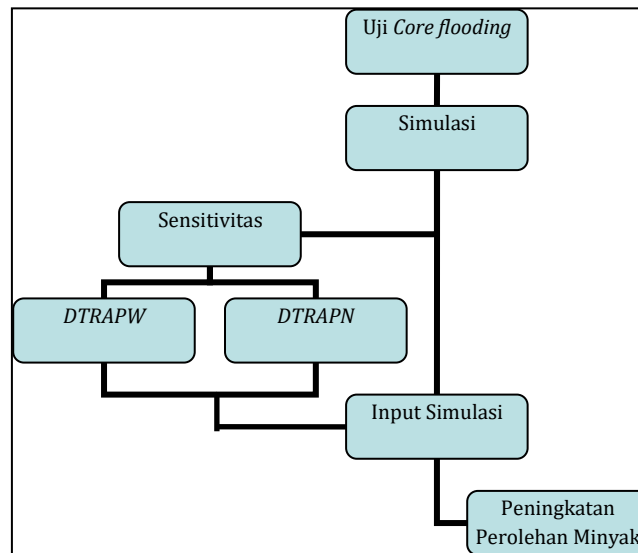


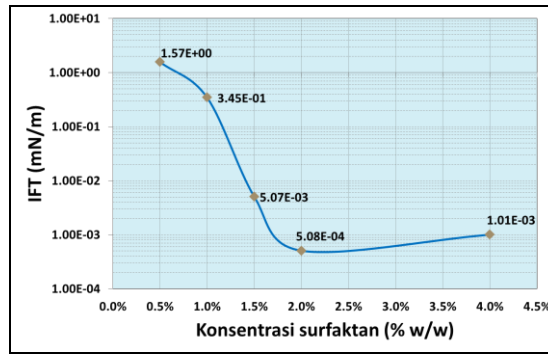
Diagram 1. Metodologi Penelitian

III. HASIL

Uji Core Flooding

Uji *core flooding* dilakukan dengan sampel batuan dari Lapangan “X” dengan dimensi Diameter 2,54 cm dan Panjang 3 cm, karakteristik batuan berupa porositas sebesar 20,99% dan permeabilitas sebesar 283,4 mD.

Surfaktan yang digunakan adalah Surfaktan “B” yang telah lolos melalui uji laboratorium dengan konsentrasi 2% yang merupakan *Critical Micelle Concentration (CMC)* yaitu konsentrasi yang menunjukkan nilai *IFT* terendah. Pengukuran *IFT* dilakukan dengan menggunakan alat *Spinning Drop Tensiometer*. Grafik Konsentrasi Vs *IFT* dapat dilihat pada grafik berikut:



Grafik 1. Grafik *IFT* Versus Konsentrasi Surfaktan

Uji *core flooding* dilakukan dengan menginjeksikan Air Formasi pada tahap awal dan didapatkan total recovery sebesar 52,84%, sehingga dapat diketahui Minyak Sisa yang berada pada batuan sebesar 47,16%. Gambar berikut menjelaskan perolehan minyak setelah dilakukan injeksi surfaktan. SF1 merupakan perolehan minyak setelah dilakukan injeksi surfaktan sebanyak 1 *Pore Volume (PV)* begitu seterusnya setelah penginjeksian sebesar 3 PV tidak ada kenaikan perolehan minyak. Peningkatan *Recovery* setelah dilakukan injeksi surfaktan sebanyak 3 PV mencapai 9,25%, sehingga total *recovery* setelah dilakukan injeksi surfaktan adalah sebesar 62,09%.



Gambar 1. Kumulatif Minyak Setelah Injeksi Surfaktan

Sensitivitas *Trapping Number*

Perubahan wetabilitas pada reservoir yang terjadi selama proses injeksi secara eksperimental dikemukakan oleh *Van Quy and Labrid (1983)* dan *Amaefule and Handy (1982)*. Kurva *Van Quy and Labrid* dapat direpresentasikan dengan dua cara yaitu dengan menggunakan satu parameter interpolasi *DTRAPW*, empat set kurva permeabilitas relatif yang sesuai dengan *critical capillary numbers*:

- $N_c = 6,0E-8$ (baik saturasi sisa minyak maupun air mulai turun)
- $N_c = 2,6E-4$ (kurva intermediet oleh *Van Quy and Labrid*)
- $N_c = 1,2E-3$ (saturasi minyak sisa mencapai nol)
- $N_c = 2,3E-1$ (saturasi air sisa mencapai nol, kurva permeabilitas relatif berupa garis lurus).

Dan cara berikutnya adalah dengan hanya memasukkan dua set kurva permeabilitas relative dengan menggunakan *DTRAPW* dan *DTRAPN* sebagai berikut:

- Kurva IFT tinggi (tanpa surfaktan)
 $DTRAPW = DTRAPN = \text{Log}_{10}(6,0E-8)$
- Kurva *Ultra-low IFT* (garis lurus)
 $DTRAPW = \text{Log}_{10}(2,3E-1)$ dan $DTRAPN = \text{Log}_{10}(1,2E-3)$

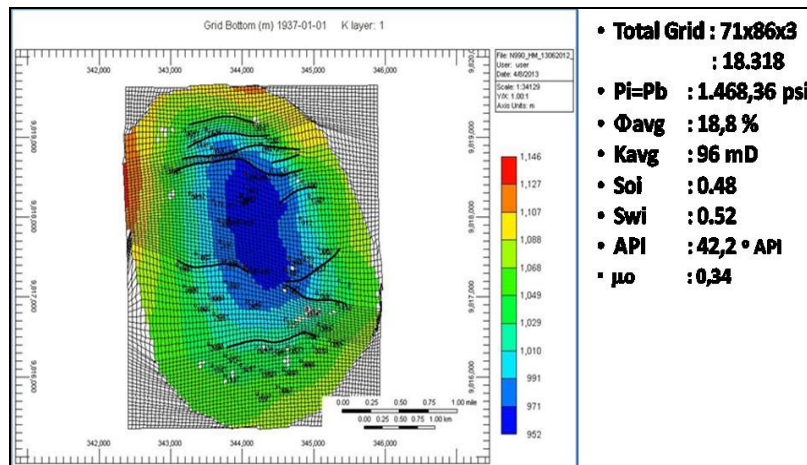
Sensitivitas dilakukan dengan cara mensimulasikan berbagai nilai kemungkinan dari *DTRAPW* dan *DTRAPN* setelah injeksi surfaktan pada set interpolasi yang ada. Tahap selanjutnya adalah dengan *me-matching*-kan kumulatif produksi hasil *coreflood* setelah injeksi surfaktan sebesar 9,25% dengan simulasi *coreflood* menggunakan *Simulator*. Data variasi dari parameter trapping number dapat dilihat pada Tabel berikut:

Tabel 1. Tabel Sensitivitas *Trapping Number*

<i>DTRAPW</i>	<i>DTRAPN</i>
-0.5	-0.5
-1	-1
-1.5	-1.5
-2	-2
-2.5	-2.5
-3	-3

Simulasi Reservoir Lapangan “X”

Pemodelan simulasi reservoir yang dilakukan sebelumnya menggunakan sistem *Black Oil* dengan tipe grid *cartesian corner point* sesuai dengan karakteristik lapangan yang diteliti. Jumlah total sel aktif adalah sebanyak 18.318 sel yang terdiri dari 71 sel arah X dengan panjang tiap sel 50 m, 86 sel arah Y dengan panjang tiap sel 40 m dan 3 lapisan arah Z.



Gambar 2. Model Reservoir Lapangan “X”

Proses awal yang dilakukan pada pemodelan injeksi surfaktan menggunakan *CMG STARS* adalah dengan mengkonversi model *Black Oil* (*CMG IMEX*) pada *tools* konversi *CMG Launcher*. Data input karakteristik surfaktan berdasarkan hasil studi laboratorium yang lolos dari uji *phase behavior*, kestabilan termal dan uji *IFT*.

Tabel 2. Karakteristik Fluida Reservoir

Parameter	Air	Minyak	Gas	Surfaktan
Fasa	Aqueous	Oleic	Oleic	Aqueous
Densitas, kg/m ³	975,33	781,62	356,78	1.100
Mol Weight, g/gmole	62,97	166,82	26,3	272
Kompresibilitas Fluida, 1/kPa	4,89E-07	2,5E-06	2,5E-06	4,35E-07
Koef. Ekspansi Fluida, 1/C	5,62E-04	7,5E-04	7,5E-04	4,19E-04

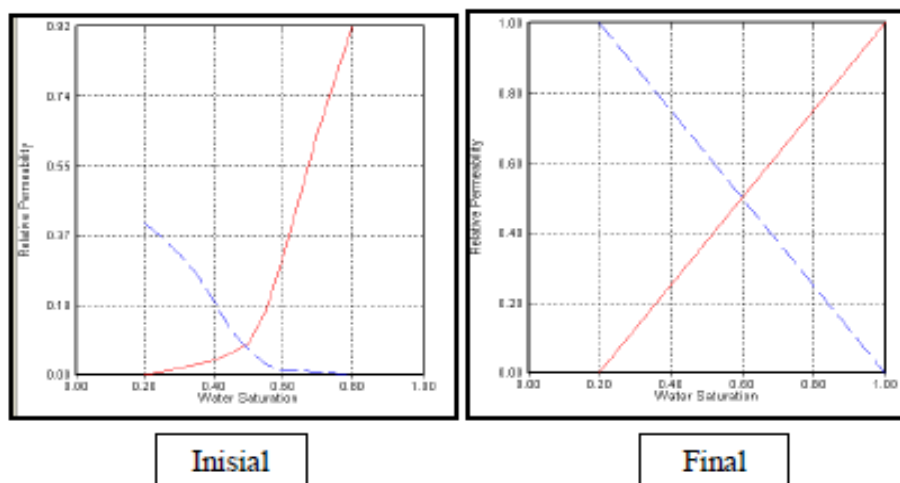
Selanjutnya adalah dengan melakukan *Process Wizard* yaitu proses memodelkan perubahan wetabilitas yang terjadi berdasarkan interpolasi antara *IFT* dan *capillary number* yang mengarah ke perhitungan permeabilitas relatif dan tekanan kapiler pada *dimensionless time*.

Pada tahap ini dimasukkan data tegangan antar muka/*IFT* dari surfaktan yang akan kita simulasikan. Dari tabel berikut dapat dilihat bahwa surfaktan mulai mencapai *IFT* terendah pada konsentrasi 2%. Sehingga sebagai base case pemodelan simulasi ini menggunakan konsentrasi 2%. Berikut tabel *IFT* dari surfaktan.

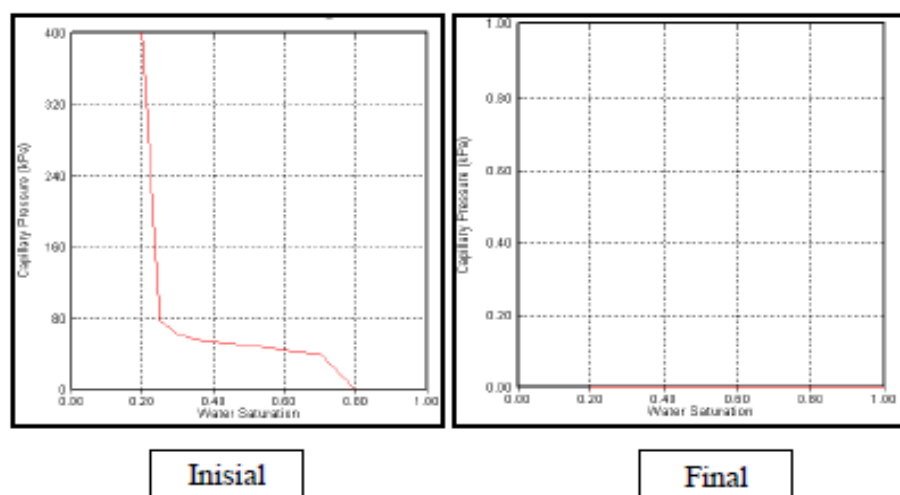
Tabel 3. Tabel IFT Setiap % Konsentrasi Surfaktan

No.	Konsentrasi, %	IFT, dyne/cm
1.	0	10
2.	0,5	1,57
3.	1	0,345
4.	1,5	0,00507
5.	2	0,000508
6.	4	0,00101

Dari proses diatas menghasilkan dua set kurva permeabilitas relatif dan tekanan kapiler yang merupakan parameter input; satu set sebagai kondisi awal tanpa injeksi surfaktan dan set lainnya merupakan kondisi saat konsentrasi maksimum dari surfaktan tercapai. Terdapat dua set korelasi yang mengarah pada interpolasi antara kurva permeabilitas relatif dan tekanan kapiler sebelum dan sesudah injeksi surfaktan. Dengan menggunakan hasil sensitivitas *DTRAPW* dan *DTRAPW* inisial dan final dengan angka yang sama yaitu (-5) dan (-2) didapatkan Grafik kurva permeabilitas relatif dan tekanan kapiler *Rock Type 1* sebelum dan sesudah injeksi surfaktan dapat dilihat pada Gambar berikut.



Gambar 3. Kurva Permeabilitas Relatif



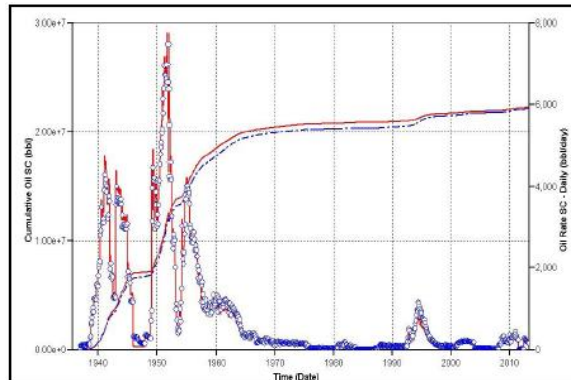
Gambar 4. Kurva Tekanan Kapiler

Pada tahap inialisasi yang dilakukan didapat nilai *Original Oil in Place* (OOIP) adalah sebagai berikut:

Tabel 4. Inisialisasi

OOIP, MMSTB	56.8
Np, MMSTB (Desember 2013)	22.25
RF, %	39.17

History Matching pada pemodelan simulasi telah dilakukan juga pada model sebelumnya. Pada pemodelan injeksi surfaktan ini dilakukan *matching* pada laju produksi minyak dan kumulatif produksi.



Gambar 5. *History Matching* Profil Produksi

Tahap selanjutnya dalam pemodelan simulasi ini adalah memperkirakan kinerja produksi dengan skenario pengembangan Lapangan “X”. Pada pemodelan ini dilakukan prediksi peramalan produksi sampai dengan tahun 2035 (20 Tahun). *Base case* dari pemodelan ini adalah tanpa adanya perubahan skenario pada produksi *existing* dengan metode injeksi air sebanyak 4 sumur injeksi. Sedangkan skenario injeksi surfaktan adalah dengan memanfaatkan 10 sumur yang telah lama tidak berproduksi dan *water cut* mencapai 99% untuk dijadikan sumur injeksi. Injeksi surfaktan dilakukan secara terus-menerus sampai dengan akhir prediksi.

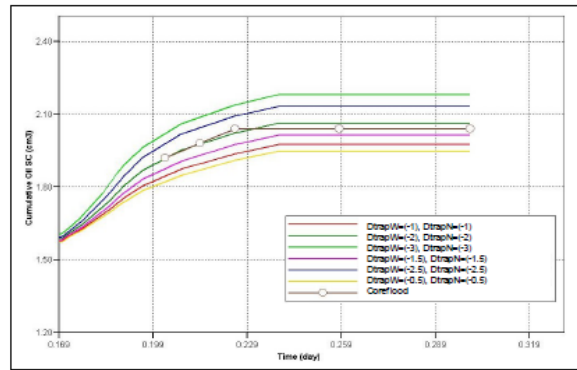
IV. PEMBAHASAN

Dari uji core flooding yang dilakukan pada sampel Surfaktan “B” dan batuan reservoir Lapangan “X” didapatkan hasil sebagai berikut:

Tabel 5. Tabel Hasil Uji Core flooding Surfaktan “B”

Parameter	Hasil
Φ , %	20.99
K, mD	283.4
PV, ml	4.12
Soi, %	55.11
RFE, %	52.84
RF SFo, %	9.25

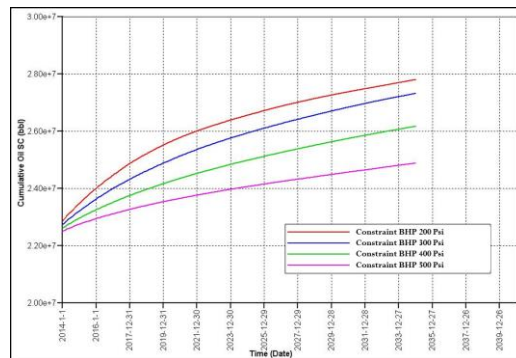
Peningkatan *recovery factor* setelah diinjeksikan surfaktan adalah sebesar 9,25% atau total *recovery* sebesar 62,09%. *Recovery* yang didapatkan pada proses *core flooding* ini cukup optimum, artinya surfaktan masih dapat mendorong minyak yang berada di dalam pori-pori batuan maupun yang menempel pada dinding batuan. Hasil *recovery* per volume pori yang didapat dari uji *core flooding* ini disajikan dalam bentuk grafik waktu versus kumulatif minyak. Selanjutnya dari grafik ini nantinya dilakukan *matching* dengan hasil simulasi *core flooding*. Berikut adalah hasil *matching* kumulatif minyak untuk mendapatkan parameter *trapping number*:



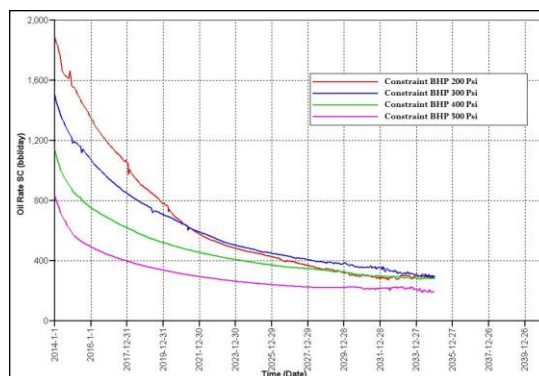
Gambar 6. Matching Trapping Number

Analisa sensitivitas trapping number diperlukan sebagai dasar input untuk simulasi reservoir pada metode injeksi surfaktan dengan simulator *CMG STARS 2009*. Parameter *DTRAPW* dan *DTRAPN* menggambarkan proses perubahan wetabilitas yang terjadi pada batuan reservoir. Pada kasus Lapangan “X” parameter *DTRAPW* dan *DTRAPN* sebesar -5 artinya batuan reservoir bersifat sedang pada wetabilitas oleh air maupun minyak. Sedangkan setelah dilakukan injeksi surfaktan masing-masing *DTRAPW* dan *DTRAPN* sebesar -2 yang artinya baik air maupun minyak cukup baik terangkat/terlepas dari batuan. Semakin kecil angka *DTRAPW* maupun *DTRAPN* setelah injeksi menunjukkan bahwa injeksi yang dilakukan semakin bagus yaitu Sor (Saturasi minyak sisa) semakin kecil.

Pada pemodelan simulasi reservoir Lapangan “X” skenario dilakukan pada konsentrasi Surfaktan “B” 2% dan laju injeksi 150 *BWPD* dengan optimasi pada *BHP* 200 Psi, 300 Psi, 400 Psi dan 500 Psi. Dari hasil Simulasi yang dilakukan didapatkan peningkatan produksi setelah injeksi surfaktan terbesar 9,77% pada *BHP* 200 Psi. Total *recovery* yang diperoleh setelah dilakukan injeksi surfaktan mencapai 48,94%.



Grafik 2. Grafik Kumulatif Produksi Lapangan “X” pada berbagai Constraint BHP



Grafik 3. Grafik Laju Produksi Lapangan “X” pada berbagai Constraint BH

V. KESIMPULAN DAN SARAN

Dari hasil yang telah diperoleh pada uji *core flooding* dan pemodelan simulasi injeksi surfaktan yang dilakukan dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Sensitivitas *Trapping Number* perlu dilakukan untuk mendapatkan parameter *DTRAPW* dan *DTRAPN* yang representatif sesuai dengan kondisi Lapangan pada pemodelan simulasi reservoir Injeksi Surfaktan.
2. Parameter input pada simulasi reservoir injeksi surfaktan Lapangan "X" *DTRAPW* dan *DTRAPN* masing-masing sebelum injeksi surfaktan sebesar -5 dan setelah injeksi surfaktan sebesar -2.
3. Peningkatan *recovery* yang diperoleh dari uji *core flooding* memberikan hasil sebesar 9,25%, dimana hasil ini mendekati dengan hasil simulasi reservoir Lapangan "X" sebesar 9,77%.

Adapun saran yang diberikan untuk studi ini adalah perlu dilakukan pengembangan berbagai macam skenario pada simulasi injeksi surfaktan dan memperdalam sampai dengan tahap keekonomian.

VI. DAFTAR PUSTAKA

- Adibhatla, B. and Mohanty, K. K. 2007. *Simulation of Surfactant-Aided Gravity Drainage in Fractured Carbonates*. Paper SPE 106161 presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, 26-28 February.
- Amaefule and Handy. 1982. *The Effect of Interfacial Tensions on Relative Oil/Water Permeabilities of Consolidated Porous Media*.
- Boneau, D. F., and Clampitt, R.L., 1977. *A Surfactant System for the Oil-Wet Sandstone of the North Burbank Unit*. Journal of Petroleum Technology, v. 29, p. 501-506.
- Computer Modelling Group Ltd. 2009. *Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator*. CMG STARS User's Guide. 47
- Edinburgh, Scotland. Emegwalu C C. 2009. *Enhanced Oil Recovery: Surfactant Flooding As A Possibility for The Norne E-Segment*.
- Gomma, E.E. 1997. *Enhanced Oil Recovery : Modern Management Approach*. IATMI-IWPL/MIGAS Conference.
- Gurgel A, Moura MCPA, Dantas TNC, Barros EL, Dantas AA. 2008. *A Review on chemical flooding Methods applied in Enhanced Oil Recovery*. Brazilian Journal of Petroleum and Gas. v.2, n.2, p. 83-95, 2008. ISSN 1982-0593. <http://www.portalabpg.org.br/>. [12-07-2011].
- Sheng JJ. 2011. *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery : Theory and Practice*. New York : Gulf Professional Publishing.
- Technology Assesment Board. 1978. *Enhanced Oil Recovery Potential in the United States*. http://govinfo.library.unt.edu/ota_5/DATA/1978/7807.PDF. [02-02-2011]
- Van Quy and Labrid. 1983. *A Numerical Study of Chemical Flooding Comparison With Experime*