

UJI SENSITIVITAS KONSENTRASI SURFAKTAN POLIMER DAN VOLUME SLUG TERHADAP PEROLEHAN MINYAK MELALUI MODEL SIMULASI POLA SUMUR INJEKSI PRODUKSI EOR

(Test Sensitivity Surfactant-Polimer Concentration and Volume of Slug on Oil Recovery Through Simulation Model Production Injection Well Pattern EOR)

Edward ML Tobing

Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"
Jl. Ciledug Raya Kav.109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan
Telepon: +62-21-7394422, Fax.: +62-21-7246150

E-mail: etobing@lemigas.esdm.go.id

Teregistrasi I tanggal 5 Februari 2018; Diterima setelah perbaikan tanggal 10 April 2018;
Disetujui terbit tanggal: 30 April 2018

ABSTRAK

Salah satu metode *enhanced oil recovery* (EOR) untuk meningkatkan produksi dari lapangan minyak tua adalah melalui injeksi surfaktan polimer, yang berfungsi dapat menurunkan tegangan antar muka dan perbandingan mobilitas air-minyak. Karya tulis ini memfokuskan pada pengembangan model simulasi reservoir injeksi kimia surfaktan polimer, yaitu dengan melakukan *scale-up* berdasarkan model simulasi hasil uji pendesakan (*core flooding*) injeksi surfaktan polimer di laboratorium. Model simulasi reservoir yang telah dikembangkan tersebut mempunyai bentuk pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot* dengan dimensi 8x17x35. Kondisi inisial reservoir terdiri dari: saturasi minyak tersisa dan saturasi air masing masing sebesar 35.0% dan 65.0%, serta suhu 61°C. Berdasarkan injeksi surfaktan polimer dengan masing masing konsentrasi sebesar 0.30% berat dan 0.260% berat serta ukuran *slug* injeksi surfaktan-polimer sebanyak 0.164 *pore volume* pada model diatas, menunjukkan potensi penambahan perolehan minyak 33.52% *original in place* dari saturasi minyak tersisa. Uji sensitivitas dilakukan dengan menambahkan maupun mengurangi konsentrasi surfaktan dan polimer serta ukuran *slug* injeksi surfaktan-polimer melalui model simulasi tersebut. Hasil yang didapat menunjukkan potensi penambahan perolehan minyak yang optimal sebesar 46.03% *original in place* dari saturasi minyak tersisa, dengan ukuran *slug* injeksi surfaktan-polimer 0.205 *pore volume* serta masing masing konsentrasi surfaktan-polimer 0.435% berat dan 0.234% berat.

Kata Kunci: konsentrasi surfaktan polimer, volume *slug*, pola sumur injeksi produksi EOR

ABSTRACT

One of the enhanced oil recovery (EOR) methods to increase the production of old oil field is by injection of polymer surfactants, which serves to decrease interface stress and water-oil mobility ratio. This paper focuses on the development of a chemical injection reservoir simulation model of a surfactant polymer, by performing a scale-up based on a simulated model of core flooding injection of a surfactant polymer in a laboratory. The reservoir simulation model that has been developed has a well injection production pattern of "half inverted 7 spot" with dimensions of 8x17x35. The initial reservoir conditions consist of: remaining oil saturation and water saturation respectively 35.0% and 65.0%, and temperature 61°C. Based on injection of the surfactant polymer with each concentration of 0.30 weight % and 0.260 weight % and the injection slug of 0.164 pore volumes of the surfactant polymer in the above model, indicates a potential increase of 33.52% original in place oil from the residual oil saturation. The sensitivity test carried out by adding or reducing surfactant and polymer concentration

and injection slug size of the surfactants through the simulation model shows the potential for optimum oil addition with 0.435 weight% surfactant concentration, 0.234 weight% polymer concentration and the injection slug sizes of 0.205 pore volumes of the surfactant polymer. The potential increase of oil production is 46.03% original in place from the residual oil saturation.

Keywords: concentration of polymer surfactants, slug volume, EOR injection well production pattern

I. PENDAHULUAN

Potensi cadangan minyak tersisa di dalam reservoir setelah proses injeksi air secara konvensional masih cukup besar. Sisa minyak tersebut tertinggal dalam fasa diskontinyu dalam bentuk tetes-tetes minyak yang terperangkap atau terjebak karena adanya gaya kapiler. Metoda *Enhanced Oil Recovery* (EOR) injeksi surfaktan-polimer telah terbukti efektif menurunkan saturasi minyak tersisa dalam skala percobaan dilaboratorium maupun skala proyek di lapangan (Sheng 2014) dengan cara menurunkan tegangan antar muka dan perbandingan mobilitas antara fasa minyak dan air.

Surfaktan dapat menurunkan tegangan antar muka antara air formasi dan minyak tersisa sehingga dapat menaikkan bilangan kapiler. Bilangan kapiler (N_c) digunakan untuk menyatakan peran gaya yang bekerja dalam tetes minyak yang terperangkap dalam media berpori. N_c merupakan fungsi dari kecepatan Darcy (v) untuk bergerak dalam fasa terjebak, viskositas (μ) dari fasa bergerak, dan interfacial tension atau tegangan antar muka (σ) antara fasa bergerak dan fasa minyak yang terjebak. Persamaan (1) dibawah ini menunjukkan hubungan antara kecepatan Darcy, viskositas dan tegangan antar muka dan sudut kontak terhadap Bilangan Kapiler.

$$N_c = \frac{v\mu}{c} \quad (1)$$

Bilangan kapiler mempunyai harga sekitar 10^{-6} yang didapat setelah selesai injeksi air dan bilangan ini minimal dua atau tiga kali lipat diperlukan agar dapat meningkatkan efisiensi pendesakan minyak. Tegangan antar muka antara minyak dan air selama injeksi air berlangsung berkisar antara 1 sampai 10 dyne/cm. Menggunakan surfaktan yang memadai dapat dengan mudah menurunkan tegangan antar muka hingga 10^{-2} dyne/cm atau lebih kecil, sehingga menghasilkan peningkatan bilangan kapiler sekitar seratus hingga seribu kalinya.

Pada proses injeksi surfaktan-polimer, surfaktan berperan untuk menurunkan tegangan antar muka antara phase minyak dan air sampai pada tingkat

yang dapat meningkatkan mobilitas minyak yang terperangkap. Sedangkan peran polimer adalah untuk menaikkan viskositas, menurunkan perbandingan mobilitas sehingga akan mencapai efisiensi penyapuan volumetrik yang terbesar. Dalam merancang proses injeksi surfaktan polimer harus dicapai tiga tujuan utama yaitu: penyebaran bahan kimia yang aktif, jumlah bahan kimia injeksi yang cukup dan tercapai penyapuan dari daerah yang menjadi sasaran. Tercapainya tujuan tersebut dipengaruhi oleh pemilihan bahan kimia, konsentrasi larutan surfaktan polimer dan ukuran *slug* (Zhu dkk. 2013). Dan penerapan injeksi surfaktan-polimer di lapangan minyak bertambah jumlahnya karena memberi sumbangan dalam peningkatan perolehan minyak (Battistutta 2015).

Dalam penelitian ini metode yang digunakan adalah pemodelan simulasi reservoir minyak dengan menerapkan teknologi *Enhanced Oil Recovery* (EOR) injeksi surfaktan polimer pada pola sumur injeksi-produksi *half inverted 7 spot*. Pemodelan simulasi reservoir ini perlu dilakukan sebelum teknologi EOR injeksi surfaktan-polimer diterapkan di lapangan minyak. Pemodelan simulasi reservoir minyak tersebut dikembangkan dengan melakukan *scale-up* berdasarkan model simulasi hasil uji pendesakan (*core flooding*) injeksi surfaktan polimer di laboratorium yang sebelumnya telah dilakukan (Tobing E.M.L. 2016). Adapun simulator yang digunakan dalam penelitian ini adalah simulator numerik tiga dimensi dan tiga fasa CMG-STAR. Tujuan penelitian ini adalah untuk menyelidiki dan menganalisis sensitivitas pengaruh dari perubahan konsentrasi surfaktan dan polimer serta ukuran injeksi *slug* surfaktan-polimer terhadap potensi peningkatan perolehan minyak, pada pola sumur injeksi-produksi *half inverted 7 spot*.

II. BAHAN DAN METODE

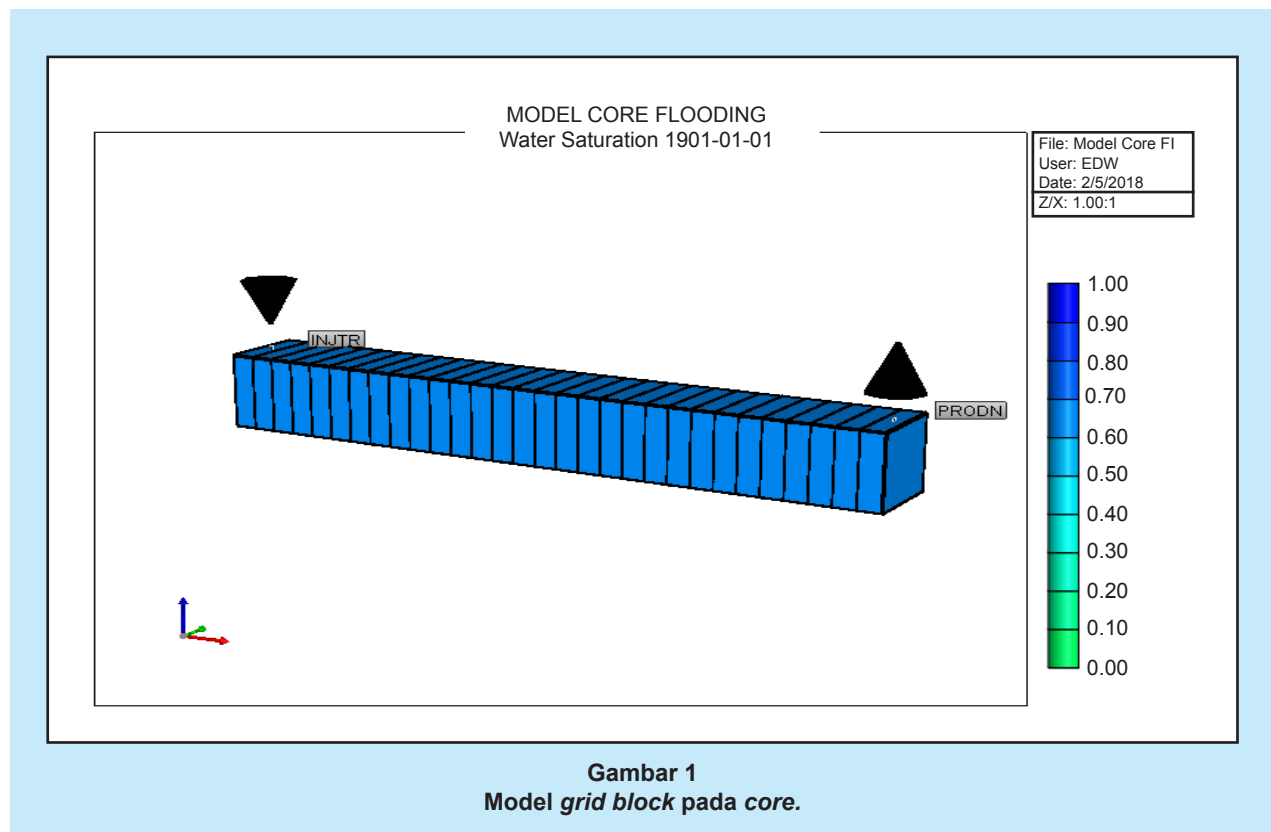
Metodologi dalam penelitian ini menggunakan pemodelan simulasi reservoir, yaitu dengan melakukan *scale up* dari model simulasi uji pendesakan (*core flooding*) injeksi surfaktan polimer di laboratorium terhadap model lapangan, dalam hal ini pola sumur injeksi produksi *half inverted*

7 spot. Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data geologi, reservoir, sample batuan dan fluida reservoir, dan data uji laboratorium yang diintegrasikan dalam suatu model. Langkah tersebut merupakan tahapan yang harus dilalui sebelum teknologi injeksi surfaktan-polimer diterapkan.

Model simulasi uji pendesakan (*core flooding*) di laboratorium yang telah dikembangkan sebelumnya (Tobing E.ML. 2016) mempunyai karakteristik reservoir: porositas 25% dan permeabilitas 503 mD. *Bulk volume core* 470.45 cm³, sehingga *pore volume* (PV) adalah 117.612 cm³. Kondisi awal model *core* ini terdiri dari $S_{or} = 35.0\%$ dan $S_w = 65.0\%$, yang menunjukkan kondisi akhir dari tahap *secondary recovery*, dengan suhu tetap 61°C. Model grid blok pada *core* dapat dilihat pada Gambar 1. Dimensi awal *core* sebelum dimodelkan mempunyai panjang 0.30 m dan diameter 0.04468 cm. *Core* tersebut dimodelkan dalam bentuk 3-dimensi, dengan jumlah grid untuk arah sumbu x, y dan z masing masing 30 x 1 x 1. Dimensi grid arah 'x' (atau sumbu I) dengan panjang 0.01cm dan arah 'y' (atau sumbu J) dan 'z' (atau sumbu K) masing-masing 0.0396 m. Pada blok *grid* pertama dan ke-30 masing-masing ditempatkan sebagai blok *grid* yang merepresentasikan sel *injector* dan *producer*. Karakteristik fluida surfaktan polimer dan *core* dapat dilihat pada Tabel 1. Tahapan injeksi fluida selama uji *core flooding* berlangsung

terdiri atas: injeksi *slug* air sebagai *preflush*, injeksi *slug* surfaktan polimer, injeksi *slug polimer drive*, injeksi *slug polimer taper* dan terakhir injeksi *slug* air. Sebanyak 57.09 % OIP pada saturasi minyak tersisa ($@S_{or}$) dapat diproduksi dari uji *core flooding* tersebut. Di sini terlihat perolehan minyak terhadap sample *core* cukup besar yang membuktikan bahwa injeksi surfaktan-polimer sangat cocok untuk dilakukan. Dengan demikian pemodelan dengan metode simulasi reservoir sangatlah mutlak dilakukan untuk mengkonfirmasi hasil uji laboratorium.

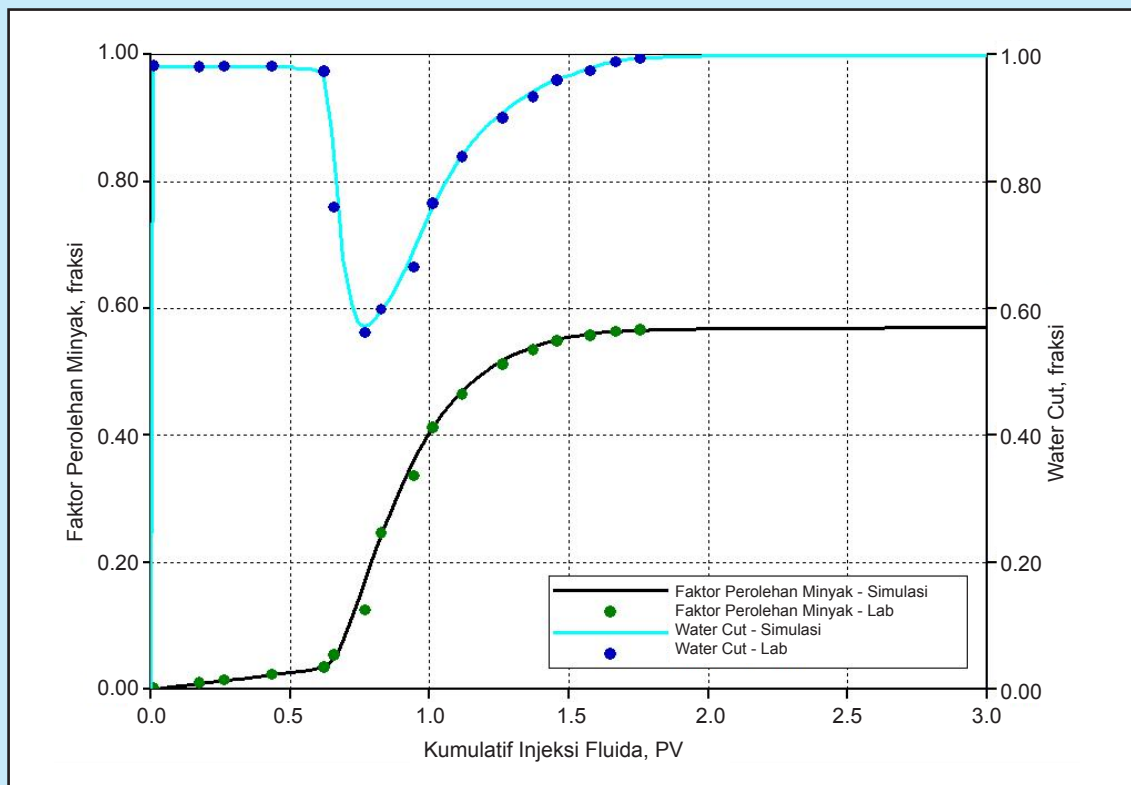
Uji validasi atau kalibrasi antara kinerja model simulasi dengan kinerja uji *core flooding* injeksi surfaktan polimer di laboratorium, yang disebut sebagai *history matching* atau penyelarasan telah dilakukan (Tobing E.ML. 2016) terhadap dua parameter dinamik yaitu *water cut* dan kumulatif produksi atau perolehan minyak selama uji *core flooding* injeksi surfaktan-polimer berlangsung (AISofi dkk. 2012). Plot antara faktor perolehan minyak dan *water cut* terhadap kumulatif injeksi fluida dari hasil uji di laboratorium dan model simulasi ditunjukkan pada Gambar 2. Hasil uji validasi model tersebut menunjukkan adanya keselarasan antara model simulasi dan data hasil uji laboratorium *core flooding*, sehingga model tersebut selanjutnya dapat digunakan untuk memperkirakan



Gambar 1
Model grid block pada core.

Tabel 1
Karakteristik fluida dan core

Parameter	
Konsentrasi polimer, % berat	0,26
Konsentrasi surfaktan, % berat	0,30
Viskositas air, cp	0,6
Viskositas minyak, cp	3,2
Adsorpsi polimer, gm ol/m ³	443,64
IFT, dyne/cm	0,0189
Porositas core, %	25,0
Permeabilitas absolut, mD	503,0
Panjang core, cm	30,0
Diameter core, cm	4,468
Pore volume core, cm ³	117,612
Oil in place @S _{or} cm ³	41,164



Gambar 2
Plot faktor perolehan minyak dan water cut terhadap kumulatif injeksi fluida berdasarkan penyesuaian antara uji core flooding dan model simulasi.

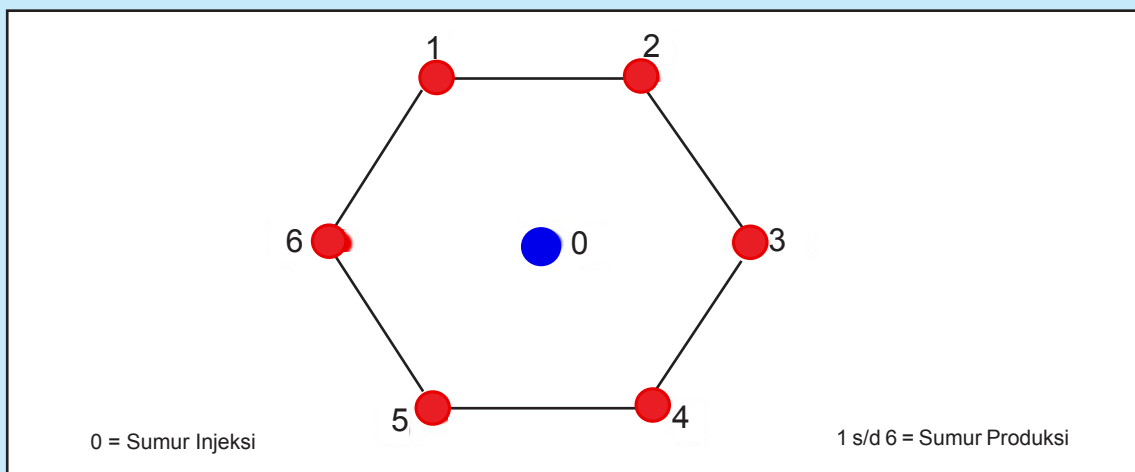
kinerja dalam hal ini perolehan minyak dari model *core flooding* injeksi surfaktan polimer dalam berbagai skenario injeksi. Berdasarkan model percobaan *core flooding* injeksi surfaktan polimer yang telah divalidasi tersebut, kemudian dikembangkan untuk skala lapangan, dalam hal ini pada pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot*, seperti yang diilustrasikan pada Gambar 3. Pada pola sumur injeksi produksi *inverted 7 spot* ini terdiri dari 1 (satu) sumur injeksi dan 6 (enam) sumur produksi. Akan tetapi pada kajian ini yang akan dimodelkan hanya separuh dari pola sumur injeksi produksi *inverted 7 Spot*, yang selanjutnya disebut sebagai model pola sumur injeksi produksi *half inverted 7*

spot, dimana terdapat 1 (satu) sumur injeksi dan 4 (empat) sumur produksi. Dimensi reservoir yang akan menjadi model pola sumur injeksi produksi tersebut yaitu dengan panjang 624 ft untuk arah sumbu I dan 1326 ft untuk arah sumbu J, atau dengan luas 19.54 Acre yang ditunjukkan pada Gambar 4. Sebelum sekumpulan data yang telah disiapkan dan dapat digunakan untuk mengembangkan model simulasi pada skala lapangan, terlebih dahulu harus melakukan *scaled up* terhadap ukuran blok grid model lapangan tersebut, yaitu dengan cara: mengubah ukuran grid blok dari model *core flooding* percobaan di laboratorium, sehingga menjadi sepadan dengan ukuran blok grid pada model lapangan.

Tabel 2
Perbandingan karakteristik antara model laboratorium dan model lapangan

Karakteristik Model	Perbandingan Model Laboratorium dan Model Lapangan
Panjang	$1/R_L$
Volume	R_V
Porositas	1,0
Permeabilitas	1,0
Laju alir injeksi	$1/R_L^2$
Penurunan Tekanan	R_L
Waktu	$1/R_L$
Kumulatif produksi	$1/R_V$
Laju reaksi	R_L

$R_L = L \text{ Model Laboratorium} / L \text{ Model Lapangan}$
 $R_V = R_L^2$

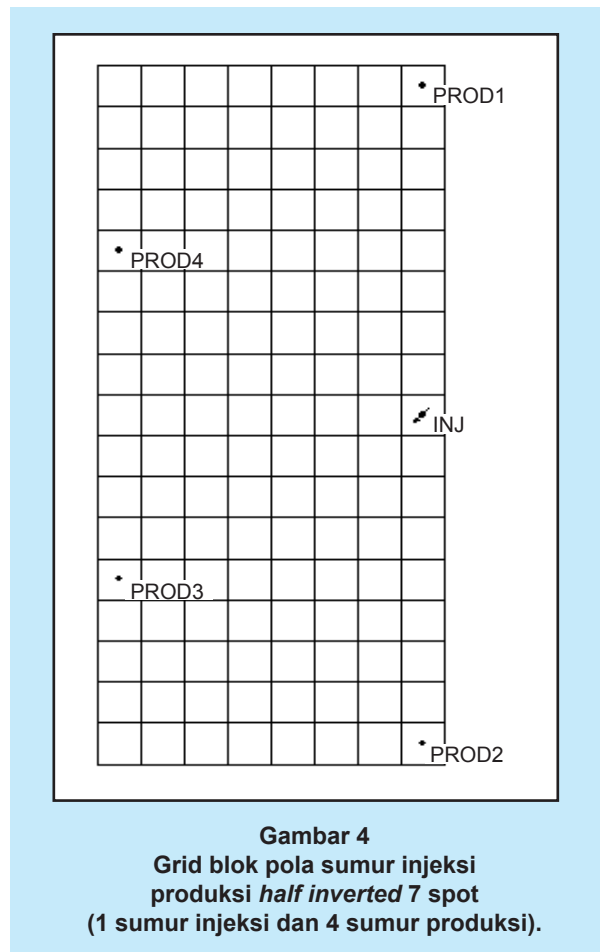


Gambar 3
Pola sumur injeksi produksi *inverted 7 spot*

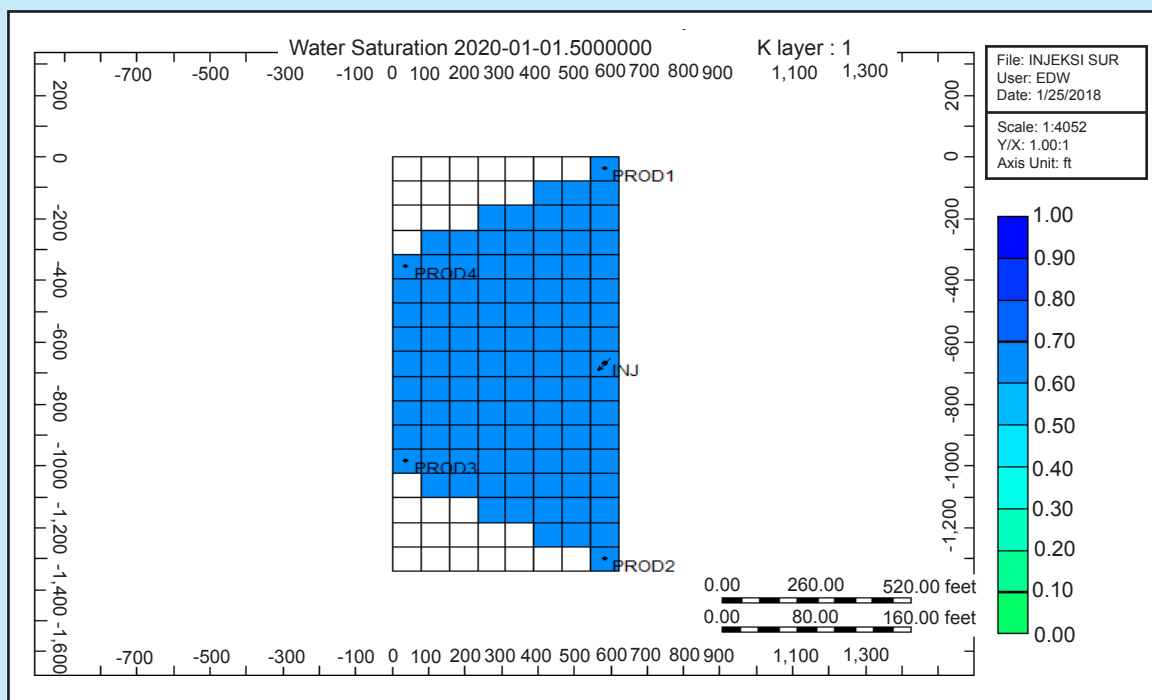
Faktor *scaled up* (Stars 2015) atau perbandingan karakteristik antara model laboratorium dan model lapangan didefinisikan seperti yang tertera pada Tabel 2. Semua karakteristik model pada pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot*, diantaranya panjang, volume, laju alir injeksi dan lainnya harus dihitung dengan mengalikan perbandingan model laboratorium dan model lapangan tersebut di atas. Sebagai contoh untuk menghitung ukuran *grid* blok yang optimal, dengan mengikuti aturan praktis yang umum digunakan, maka dalam kajian ini ukuran *grid* blok terpilih adalah 6 m untuk arah sumbu I. Perhitungan penggunaan faktor perbandingan model laboratorium dan model lapangan tersebut, mengikuti langkah yang akan dijelaskan berikut ini:

- Ukuran blok *core* = 0,01 m x 0,0396 m x 0,0396 m.
- Ukuran blok model *half Inverted 7 spot* = 6 m → $R_L = 0,01/6 = 0,001667$.
- Ukuran blok model *half Inverted 7 spot* arah sumbu J = $0.0396m / 0.001667 = 23.7522$ m atau 78.0 ft.

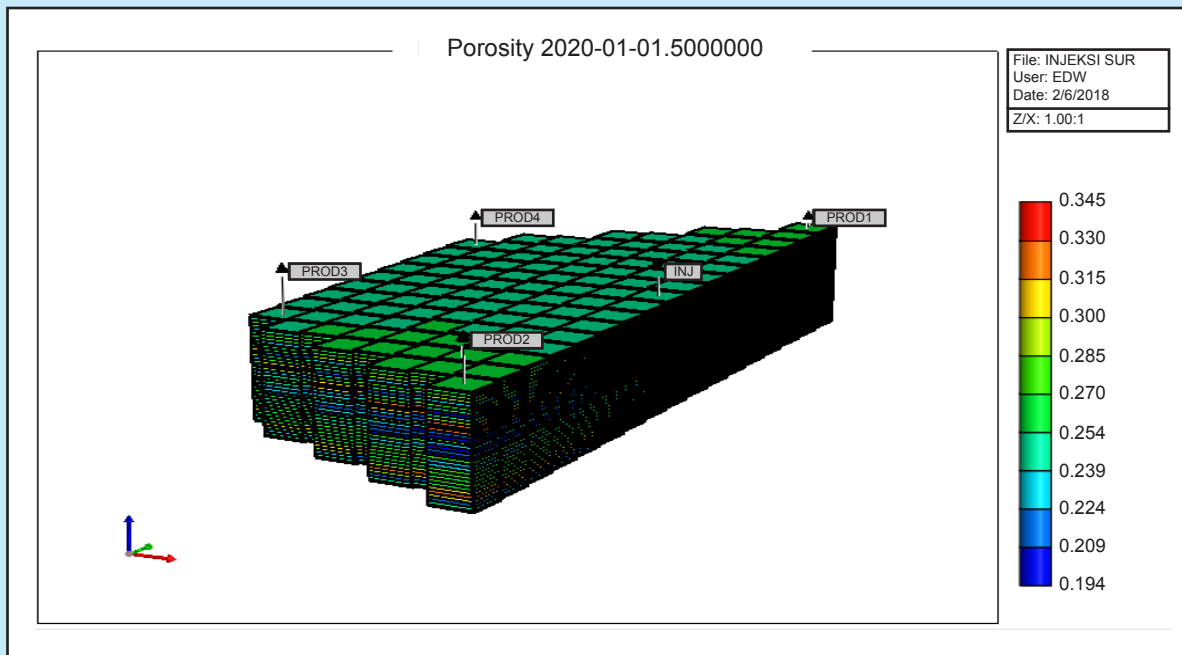
Dengan demikian untuk arah sumbu I terdapat 8 blok dengan masing-masing berukuran 78 ft dan untuk arah sumbu J terdapat 17 blok dengan masing-masing berukuran 78 ft. Sedangkan untuk sumbu K mengikuti jumlah lapisan sebanyak 35



Gambar 4
Grid blok pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot* (1 sumur injeksi dan 4 sumur produksi).



Gambar 5
Distribusi saturasi air pada pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot*.



Gambar 6
Distribusi porositas pada pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot*.

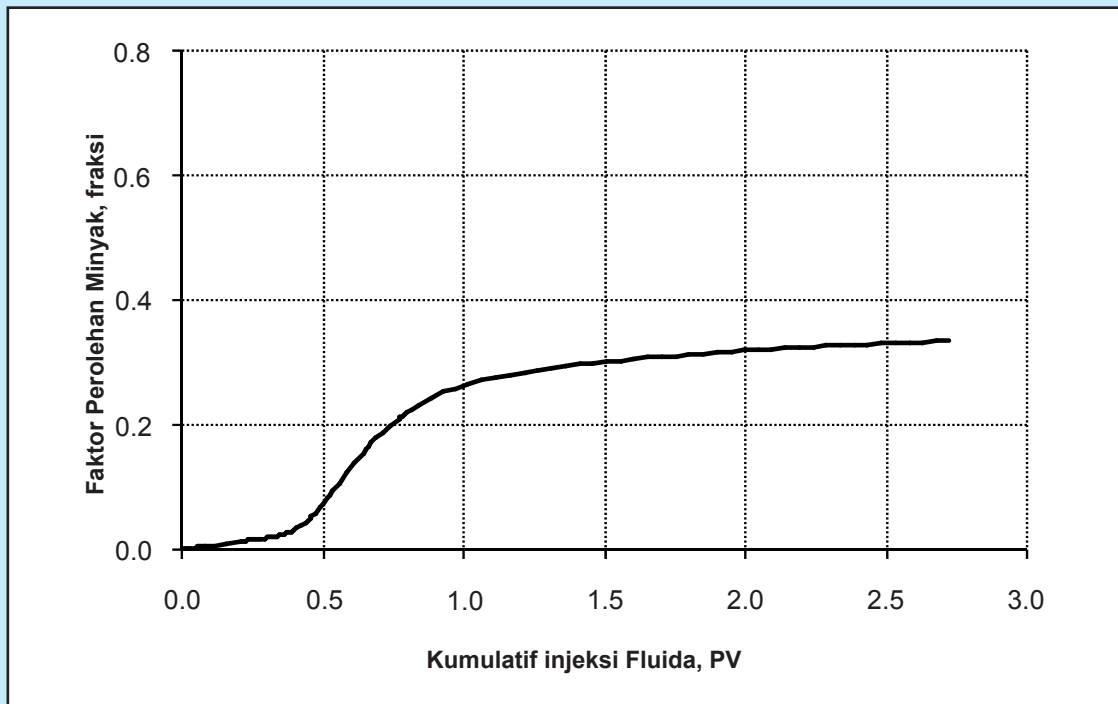
(tiga puluh lima) dengan masing-masing ketebalan yang bervariasi.

Tahap berikutnya adalah pembuatan model geologi-reservoir dengan metode geostatistik, yaitu pemodelan penyebaran batuan berdasarkan statistik. Tujuan penggunaan metode ini adalah untuk memperkirakan karakteristik batuan dan fluida reservoir pada lokasi tertentu dimana sample tidak ada, baik secara vertikal dan lateral. Data input dari uji *core flooding* injeksi surfaktan polimer laboratorium adalah data input reservoir untuk skala kecil. Sedangkan model simulasi reservoir pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot* adalah pemodelan reservoir suatu lapangan dengan skala yang sesungguhnya. Disamping itu, kelebihan pemodelan simulasi reservoir adalah dapat memasukkan unsur ketidakseragaman reservoir (*heterogeneity*) dari sisi karakteristik batuan dan fluida reservoir. Ketidakseragaman reservoir adalah kenyataan yang selalu didapat di reservoir lapangan minyak. Untuk itu pemodelan geologi-reservoir suatu lapangan dilakukan sebagai parameter yang bisa menggambarkan derajat ketidakseragaman reservoir lapangan. Dengan telah dilakukannya uji validasi model simulasi reservoir terhadap uji *core flooding* injeksi surfaktan polimer yang telah dijelaskan sebelumnya, dan dengan menentukan kondisi awal yang sama dengan uji *core flooding* injeksi surfaktan polimer yaitu $S_{or} = 35.0\%$ dan $S_w =$

$= 65.0\%$, maka model simulasi pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot* dapat digunakan untuk memperkirakan faktor penambahan perolehan minyak dari berbagai skenario injeksi. Model tersebut kemudian disebut sebagai model “Kasus-1”. Gambar 5 menunjukkan grid blok model reservoir pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot* untuk kondisi awal $S_{or} = 35.0\%$, $S_w = 65.0\%$ (yang menggambarkan kondisi akhir dari tahap *secondary recovery*), dimana sebagian sel *grid* blok tidak diaktifkan agar tetap dapat mewakili model pola sumur injeksi tersebut.

III. HASIL DAN DISKUSI

Pemodelan simulasi reservoir pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot* diawali dengan pembuatan model geologi-reservoir dengan metode geostatistik, yaitu pemodelan penyebaran sifat batuan berdasarkan statistik. Gambar 6 memperlihatkan hasil penyebaran porositas batuan dari 35 (tiga puluh lima) lapisan pada pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot*. Dan karakteristik fluida dan reservoir model tersebut ditunjukkan pada Tabel 3. Model simulasi tersebut di *run* dengan urutan injeksi fluida yang terdiri atas: injeksi *slug* air (0.214 PV) sebagai *preflush*, injeksi *slug* surfaktan polimer (0.164 PV), injeksi *slug* polimer drive (0.272 PV), injeksi *slug* polimer taper (0.123) dan injeksi *slug* air (1.949 PV). Model simulasi tersebut kemudian disebut



Gambar 7
Plot faktor perolehan minyak terhadap kumulatif injeksi fluida (kasus-1).

Tabel 3
Karakteristik fluida dan reservoir model pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot*

Parameter	
Konsentrasi polimer, % berat	0,26
Konsentrasi surfaktan, % berat	0,30
Viskositas air, cp	0,6
Viskositas minyak, cp	3,2
Adsorpsi polimer, gmol/cm ³	443,64
IFT, dyne/cm	0,0189
Volume gross reservoir, ft ³	1,2478E+08
Pore volume reservoir, ft ³	3,4170E+07
Volume fasa air, ft ³	2,2210E+07
oil in place @S _{or} ft ³	1,1959E+07

sebagai model “Kasus-1” dan potensi penambahan perolehan minyak ditunjukkan sebanyak 33.52% OIP@S_{or}. Plot faktor perolehan minyak terhadap kumulatif injeksi fluida dapat dilihat pada Gambar 7. Jika dibandingkan dengan penambahan perolehan minyak pada model uji *core flooding*, menunjukkan

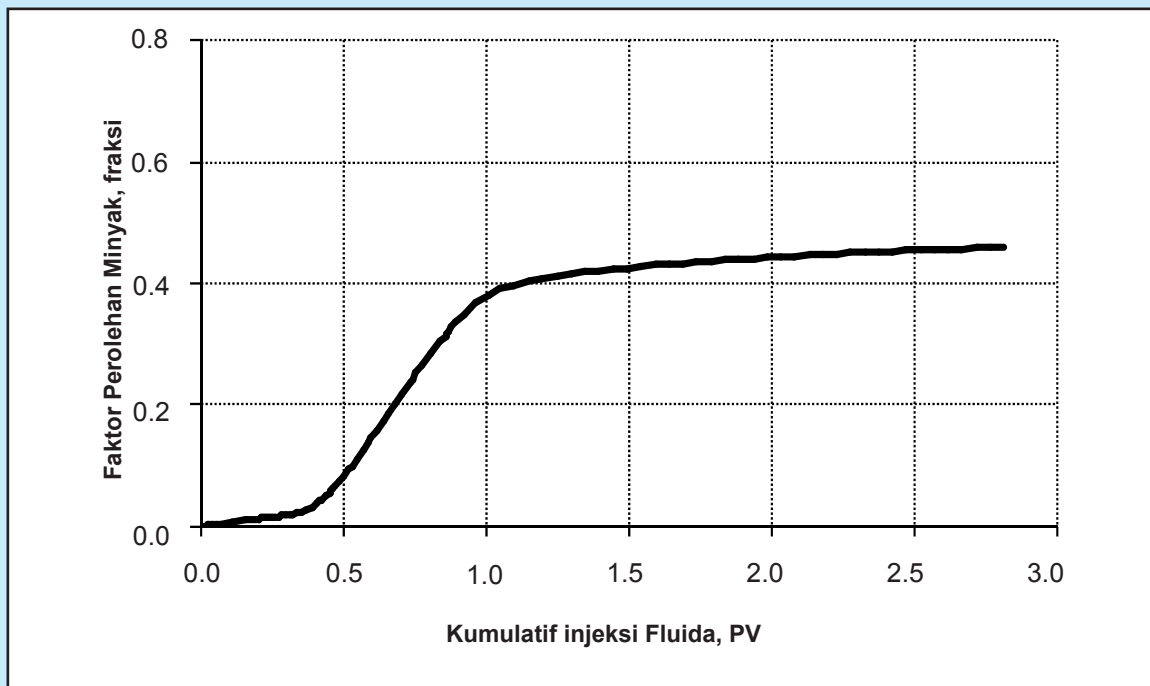
penurunan perolehan minyak yang cukup signifikan. Hal ini dapat dimengerti karena sampel batuan *core* yang digunakan mempunyai dimensi yang kecil dan homogen dibandingkan dengan total dimensi reservoir pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot*, yang di dalamnya terdapat ketidakseragaman

reservoir dari sisi karakteristik batuan reservoirnya (Stoll dkk. 2011). Disamping itu dipengaruhi oleh *volumetric sweep efficiency* (E_v) yaitu perbandingan antara volume penampang yang tersapu dengan volume reservoir serta *displacement efficiency* (E_d) di dalam media berpori, yang masing-masing mempunyai harga lebih kecil dari 1.0.

Dalam penelitian ini dilakukan analisis sensitivitas terhadap konsentrasi surfaktan, polimer dan ukuran *slug* surfaktan-polimer dari model "Kasus-1" untuk dapat memperkirakan potensi penambahan perolehan minyak, yang kemudian dapat membantu untuk menentukan skenario yang optimum sehingga diperoleh produksi minyak maksimal. Jumlah *run* model simulasi yang telah dilakukan untuk analisis sensitivitas tersebut adalah sebanyak 20 (dua puluh) dan kemudian dapat dilakukan analisis untuk menentukan skenario injeksi mana yang optimum dan mendapatkan perolehan minyak yang maksimal.

Langkah pertama yang dilakukan dalam analisis sensitivitas ini adalah mengubah konsentrasi surfaktan pada model Kasus-1, sementara konsentrasi polimer dipertahankan tetap. Dengan menambah konsentrasi surfaktan menjadi 0.315% berat (Kasus-2), kemudian model tersebut di "run" dan menghasilkan perkiraan perolehan minyak 34.05% OIP@ S_{or} atau dapat menaikkan perolehan minyak 0.53% OIP@ S_{or}

dibandingkan perolehan minyak pada model Kasus-1. Kemudian konsentrasi surfaktan dinaikkan kembali hingga menjadi 0.345% berat (Kasus-3), sehingga perolehan minyak menjadi 35.35% OIP@ S_{or} atau dapat menaikkan perolehan minyak sebanyak 1.83% OIP@ S_{or} . Kembali konsentrasi surfaktan dinaikkan menjadi 0.375% berat (Kasus-4) yang menghasilkan perolehan minyak 36.40% OIP@ S_{or} , atau dapat menaikkan perolehan minyak 2.88% OIP@ S_{or} . Jika dibandingkan antara Kasus-3 dan Kasus-4, dimana perbedaan penambahan konsentrasi surfaktan masing masing 0.03% berat, maka pertambahan perolehan minyak optimal diperoleh pada Kasus-3 yaitu sebesar 1.3% OIP@ S_{or} . Hal tersebut dapat terjadi karena dengan menambah konsentrasi surfaktan, maka parameter IFT antara fase minyak dan air akan menurun, dengan demikian maka akan menaikkan bilangan kapiler serta dapat meningkatkan mobilitas minyak yang terperangkap. Kasus selanjutnya adalah dengan mengurangi konsentrasi surfaktan menjadi 0.285% berat (Kasus-5) sehingga perolehan minyak yang didapat 33.12% OIP@ S_{or} atau justru mengalami penurunan perolehan minyak 0.40% OIP@ S_{or} . Dan kembali mencoba menurunkan konsentrasi surfaktan menjadi 0.255% berat (Kasus-6) sehingga hasil perolehan minyak 31.51% OIP@ S_{or} atau mengalami penurunan perolehan minyak sebanyak 2.01% OIP@ S_{or} . Hal tersebut membuktikan bahwa



Gambar 8
Plot faktor perolehan minyak terhadap kumulatif injeksi fluida (kasus-17).

dengan mengurangi konsentrasi surfaktan maka akan mengakibatkan naiknya harga IFT antara fase minyak dan air, sehingga dapat mengurangi mobilitas minyak yang terperangkap (Sheng 2014).

Analisis sensitivitas pada tahap kedua ini adalah mencoba menambah konsentrasi polimer pada model Kasus-1, akan tetapi konsentrasi surfaktan tidak berubah. Untuk kasus penambahan konsentrasi polimer berdasarkan data pada Kasus-1 yang menjadi 0.286% berat (Kasus-7), perkiraan perolehan minyak menjadi 32.15% OIP@S_{or} yang berakibat menurunkan perolehan minyak sebanyak 1.37% OIP@S_{or}. Dan kembali menambah konsentrasi polimer menjadi 0.312% berat (Kasus-8) sehingga kembali menurunkan perolehan minyak menjadi 30.86% OIP@S_{or} atau perolehan minyak mengalami penurunan 2.66% OIP@S_{or}.

Tujuan awal menambah konsentrasi polimer adalah agar dapat menaikkan viskositas polimer yang dalam hal ini bertindak sebagai fluida pendesak, sehingga akan menurunkan perbandingan mobilitas (permeabilitas/viskositas) antara fluida pendesak dan fluida yang didesak (minyak). Sehingga dengan demikian akan memperbaiki efisiensi penyapuan secara volumetrik (Olaire 2014). Kenaikan konsentrasi polimer dibatasi juga dengan pertimbangan, jika konsentrasi polimer semakin tinggi maka kebutuhan polimer akan semakin banyak sehingga nilai proyek EOR akan semakin mahal. Akan tetapi, disisi lain jika konsentrasi polimer semakin tinggi, maka ukuran molekul polimer akan semakin besar sehingga dapat menyebabkan penyumbatan pada lubang pori-pori batuan, yang mana hal tersebut harus dihindari (Sheng 2014). Hal terakhir ini yang menyebabkan pada Kasus- 7 dan Kasus-8 perolehan minyak menjadi turun. Selanjutnya mencoba mengurangi konsentrasi polimer menjadi 0.247% berat (Kasus-9), sehingga perolehan minyak didapat sebesar 34.56% OIP@S_{or} atau mengalami kenaikan sebanyak 1.04% OIP@S_{or}. Dilanjutkan menurunkan konsentrasi polimer menjadi 0.234% berat (Kasus-10), sehingga perolehan minyak didapat sebesar 35.03% OIP@S_{or} atau mengalami kenaikan sebanyak 1.51% OIP@S_{or}. Untuk memastikan konsentrasi polimer yang optimum, penurunan konsentrasi polimer kembali dilakukan menjadi 0.208% berat (Kasus-11), sehingga perolehan minyak didapat sebesar 33.83% OIP@S_{or} atau mengalami kenaikan yang lebih kecil dibandingkan Kasus-10, yaitu sebanyak 0.31% OIP@S_{or}. Dan terakhir kembali menurunkan konsentrasi polimer menjadi 0.195% berat (Kasus-12), dengan perolehan minyak 33.17%

OIP@S_{or} atau mengalami penurunan sebanyak 0.35% OIP@S_{or} dibandingkan Kasus-1. Dengan demikian maka konsentrasi polimer yang optimum adalah pada Kasus-10 yaitu sebanyak 0.234% berat, yang dapat menambah perolehan minyak sebanyak 1.51% OIP@S_{or} dibandingkan dengan perolehan minyak pada Kasus-1. Untuk Kasus-10 ini penjelasannya adalah bahwa dengan konsentrasi polimer yang semakin rendah, maka ukuran molekul polimer akan semakin kecil sehingga penyumbatan pada lubang pori-pori batuan dapat dihindari, dan dengan demikian maka akan memperbaiki efisiensi penyapuan secara volumetrik (Han dkk. 2014).

Berdasarkan hasil yang didapat dari Kasus-10 diatas, kemudian dilakukan analisis sensitivitas tahap ketiga yaitu menambah konsentrasi surfaktan hingga didapat perolehan minyak yang optimum, sementara konsentrasi polimer dipertahankan tetap sebanyak 0.234% berat. Dengan kembali me “run” model simulasi untuk Kasus-13, dimana menambah konsentrasi surfaktan menjadi 0.345% berat, sehingga perolehan minyak didapat sebanyak 36.96% OIP@S_{or} dengan kenaikan sebanyak 3.44% OIP@S_{or} dibandingkan hasil yang diperoleh dari Kasus-10. Kemudian konsentrasi surfaktan ditambah menjadi 0.390% (Kasus-14), dan perolehan minyak menjadi 38.84% OIP@S_{or} atau mengalami kenaikan sebanyak 5.32% OIP@S_{or}. Untuk memastikan konsentrasi surfaktan yang optimum, menambah kembali konsentrasi surfaktan menjadi 0.435% berat (Kasus-15), sehingga perolehan minyak didapat sebesar 40.79% OIP@S_{or} atau mengalami kenaikan dibandingkan Kasus-10, yaitu sebanyak 7.27% OIP@S_{or}. Dan terakhir kembali menambah konsentrasi menjadi 0.480% berat (Kasus-16), dan perolehan minyak menghasilkan 42.54% OIP@S_{or} dan dapat menaikkan perolehan 9.02% OIP@S_{or}. Jika dibandingkan keempat kasus diatas, dimana selisih kenaikan konsentrasi surfaktan masing-masing konstan sebanyak 0.045% berat, maka untuk Kasus-15 memberikan perbedaan kenaikan perolehan minyak optimum yaitu sebesar 1.95% OIP@S_{or}. Dengan demikian maka konsentrasi surfaktan yang optimum adalah pada Kasus-15 yaitu sebanyak 0.435% berat, yang dapat menambah perolehan minyak sebanyak 7.27% OIP@S_{or} dibandingkan dengan perolehan minyak pada Kasus-1. Dari hasil analisis sensitivitas terhadap konsentrasi surfaktan tersebut, sebagai penjelasannya adalah jika menambah konsentrasi surfaktan, maka parameter IFT antara fase minyak dan air akan menurun dan mendekati harga “critical micelle concentration”

Tabel 4
Ringkasan hasil analisis sensitivitas terhadap konsentrasi surfaktan, polimer dan ukuran slug

Kasus	Konsentrasi, % berat		Ukuran slug surfaktan polimer, PV	Perolehan minyak (%OIP@Sor)	Δ Perolehan minyak (%OIP@Sor)
	Surfaktant	Polimer			
1	0,300	0,260	0,164	33,52	0,00
2	0,315	0,260	0,164	34,05	0,53
3	0,345	0,260	0,164	35,35	1,83
4	0,375	0,260	0,164	36,40	2,88
5	0,285	0,260	0,164	33,12	-0,40
6	0,255	0,260	0,164	31,51	-2,01
7	0,300	0,286	0,164	32,15	-1,37
8	0,300	0,312	0,164	30,86	-2,66
9	0,300	0,247	0,164	34,56	1,04
10	0,300	0,234	0,164	35,03	1,51
11	0,300	0,208	0,164	33,83	0,31
12	0,300	0,195	0,164	33,17	-0,35
13	0,345	0,234	0,164	36,96	3,44
14	0,390	0,234	0,164	38,84	5,32
15	0,435	0,234	0,164	40,79	7,27
16	0,480	0,234	0,164	42,54	9,01
17	0,435	0,234	0,205	46,03	12,51
18	0,435	0,234	0,246	50,22	16,70
19	0,435	0,234	0,287	53,57	20,05
20	0,435	0,234	0,328	56,52	23,00

Δ Perolehan minyak = Perbedaan perolehan minyak terhadap kasus-1

(CMC). Dimana surfaktan pada konsentrasi tersebut mempunyai harga IFT terendah (Bera dkk. 2014). Dengan demikian maka akan dapat menaikkan bilangan kapiler serta meningkatkan mobilitas minyak yang terperangkap. Dalam hal ini harga CMC dicapai pada konsentrasi surfaktan sebanyak 0.435% berat. Dengan demikian kenaikan konsentrasi surfaktan tersebut dapat dibatasi pada kondisi optimumnya.

Disamping itu, sejak polimer dan surfaktan berada dalam satu larutan maka akan berinteraksi pada tingkat molekuler, sehingga sifat dan kinerja dari campuran surfaktan polimer akan berbeda bila dibandingkan dengan sifat dan kinerja dari masing-masing komponennya (Wu dkk. 2015). Juga yang menjadi pertimbangan jika konsentrasi surfaktan semakin tinggi maka kebutuhan surfaktan akan semakin banyak sehingga nilai proyek EOR akan semakin mahal.

Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, model simulasi reservoir pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot* tersebut di 'run' dengan urutan injeksi

fluida yang terdiri atas: injeksi *slug* air (0.214 PV) sebagai *preflush*, injeksi *slug* surfaktan polimer (0.164 PV), injeksi *slug polimer drive* (0.272 PV), injeksi *slug polimer taper* (0.123) dan injeksi *slug* air (1.949 PV). Setelah melakukan beberapa *run* dengan merubah ukuran injeksi *slug* dari urutan injeksi tersebut, maka ukuran injeksi *slug* yang sensitif terhadap perubahan perolehan minyak hanya pada ukuran injeksi *slug* surfaktan polimer saja, bukan pada ukuran injeksi *slug* air (*preflush*), *polimer drive*, *polimer taper* maupun air. Sebagai contoh mengubah ukuran injeksi *slug polimer drive* dari 0.272 PV menjadi 0.340 PV pada Kasus-15, maka didapat perolehan minyak sebesar 43.66% OIP@S_{or} atau mengalami kenaikan yang tidak signifikan yaitu 0.12% OIP@S_{or}.

Analisis sensitivitas tahap keempat yaitu perubahan terhadap ukuran *slug* surfaktan polimer hingga didapat perolehan minyak yang maksimum. Berdasarkan Kasus-15, dimana konsentrasi surfaktan 0.435% berat, konsentrasi polimer 0.234% berat dan diinjeksikan slug surfaktan polimer sebanyak 0.164

pore volume (PV), model simulasi tersebut kembali di “run” dengan mengubah ukuran slug surfaktan polimer menjadi 0.205 PV (Kasus-17). Perkiraan perolehan minyak didapat sebanyak 46.03% OIP@ S_{or} atau dapat menaikkan perolehan minyak 12.51% OIP@ S_{or} dibandingkan dengan hasil dari Kasus-1. Dengan menambahkan ukuran slug surfaktan polimer sebanyak 0.041 PV sehingga menjadi 0.246 PV (Kasus-18), perolehan minyak didapat sebesar 50.22% OIP@ S_{or} atau dapat menaikkan perolehan sebanyak 16.70% OIP@ S_{or} . Dalam Kasus-19, ukuran slug surfaktan polimer dinaikkan kembali menjadi 0.287 PV, mengakibatkan perolehan minyak didapat sebanyak 53.57% OIP@ S_{or} , atau dapat menambah perolehan minyak 20.05% OIP@ S_{or} . Dan terakhir menambah ukuran slug surfaktan polimer menjadi 0.328 PV (Kasus-20), sehingga perolehan minyak bertambah menjadi 56.52% OIP@ S_{or} , atau dapat menambah perolehan minyak 23.0% OIP@ S_{or} . Dengan ditambahkan ukuran *slug* fluida injeksi surfaktan-polimer ke dalam reservoir akan mengakibatkan secara langsung penambahan perolehan minyak, karena secara bersamaan menambah jumlah surfaktan yang berperan menurunkan tegangan antar muka antara fasa minyak dan air, sehingga akan meningkatkan mobilitas minyak yang terperangkap. Selain itu dengan menambahkan volume polimer ke dalam reservoir, maka secara langsung akan menaikkan viskositas fluida pendesak dan menurunkan perbandingan mobilitas antara fluida pendesak dan fluida yang didesak. Dengan demikian akan memperbaiki efisiensi penyapuan volumetrik. Dari analisis sensitivitas terhadap ukuran slug surfaktan polimer tersebut, pada Kasus-17 adalah yang optimal, karena dengan penambahan ukuran *slug* yang sama yaitu 0.041 PV pada keempat kasus diatas, memberikan penambahan perolehan minyak terbanyak yaitu 5.24%.

OIP@ S_{or} . Plot faktor perolehan minyak terhadap kumulatif injeksi fluida pada Kasus-17 ditunjukkan pada Gambar 8. Meskipun ukuran *slug* dapat ditambah, akan tetapi pada Kasus-17 ukuran *slug* injeksi surfaktan polimer tidak lebih dari 0.25 PV. Karena jika ukuran *slug* melebihi angka tersebut, maka proyek injeksi surfaktan polimer menjadi tidak ekonomis, sebab untuk memenuhi akan kebutuhan bahan kimia surfaktan dan polimer diperlukan biaya yang besar. Ringkasan hasil analisis sensitivitas terhadap konsentrasi surfaktan, polimer dan ukuran slug dapat dilihat pada Tabel 4.

IV. KESIMPULAN DAN SARAN

Dari model simulasi injeksi surfaktan polimer pada pola sumur produksi injeksi *half inverted 7 spot* yang telah dikembangkan dalam penelitian ini, maka dapat disimpulkan beberapa hal berikut ini:

Studi simulasi injeksi surfaktan polimer pada pola sumur produksi injeksi yang telah dilakukan menawarkan suatu metode pendekatan untuk memperoleh optimalisasi konsentrasi komposisi komponen kimia dalam larutan dari sumur injektor serta penentuan volume *slug* surfaktan polimer untuk mendapatkan hasil perolehan produksi minyak yang maksimal.

Model simulasi reservoir injeksi surfaktan polimer pada pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot* dengan dimensi 8x17x35, yang memiliki kondisi inisial $S_{or}=35.0\%$ dan $S_w=65.0\%$ pada suhu 61°C, telah berhasil dikembangkan dan divalidasi.

Pada model simulasi ini, Kasus-1 didefinisikan sebagai kasus simulasi yang menggunakan konsentrasi surfaktan 0.30% berat, polimer 0.260% berat dan *slug* injeksi surfaktan-polimer sebanyak 0.164 *pore volume* (PV). Perolehan minyak pada Kasus-1 tersebut didapat sebesar 33.52% OOIP pada S_{or} .

Uji sensitivitas penambahan maupun pengurangan konsentrasi surfaktan-polimer serta ukuran injeksi *slug* melalui simulasi tersebut, menunjukkan prolehan minyak maksimum pada Kasus-17 dengan konsentrasi surfaktan 0.435% berat, polimer 0.234% berat dan ukuran injeksi *slug* surfaktan polimer 0.205 PV. Adapun perolehan produksi minyak tersebut adalah sebesar 46.03% OIP pada S_{or} atau terjadi penambahan sebanyak 12.51% jika dibandingkan dengan perolehan minyak berdasarkan uji pada Kasus-1.

Berdasarkan hasil kajian pemodelan simulasi injeksi surfaktan polimer pada pola sumur injeksi produksi *half Inverted 7 spot* ini, dapat digunakan untuk memperkirakan kinerja reservoir pada skala *full scale* dengan cara melakukan *scale-up* dari model pola sumur injeksi produksi *half inverted 7 spot* tersebut.

Adapun saran yang dapat disampaikan adalah, jika kegiatan injeksi surfaktan polimer tersebut dilaksanakan maka diperlukan *history matching* atau penyesuaian kembali setelah diproduksi selama 6 bulan, supaya memiliki validitas yang baik sehingga dapat menunjukkan adanya tingkat kemiripan yang memadai antara keluaran simulasi

tersebut dengan kinerja sumur injeksi produksi di lapangan minyak.

DAFTAR SIMBOL

- N_c = Bilangan kapiler
 OIP = *oil inplace*, ft^3
 PV = *pore volume*, ft^3
 S_w = saturasi air, %
 S_{or} = saturasi minyak tersisa, %
 v = *darcy velocity*, m/s
 μ = Viskositas, cp
 σ = *interfacial tension*, dyne/cm

UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terima kasih kepada Bapak Fakhriyadi Saptono atas bantuan serta saran yang telah diberikan dalam menyelesaikan penelitian ini.

KEPUSTAKAAN

- AlSofi, A.M., Liu, S. Jim., and Han, Ming,** 2012, "Numerical Simulation of Surfactant-Polymer Coreflooding Experiments for Carbonate", paper SPE 154659 presented at SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat, Oman.
- Battistutta, E., Zitha, P.L.J.,** 2015, "Alkaline Surfactant Polymer (ASP) Flooding of Crude Oil at Under Optimum Salinity Conditions. SPE Enhanced Oil Recovery Conference in Kuala Lumpur, Malaysia, SPE-174666-MS.
- Bera A, Mandal A, Guha BB.** 2014. Effect of synergism of surfactant and salt mixture on interfacial tension reduction between crude oil and water in enhanced oil recovery. J. Chem Eng. Data 59:89-96.
- Han, M., Fuseni, A., Zahrani,B., Wang, J.,** 2014, "Laboratory Study on Polymers for Chemical Flooding", SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia in Muscat, Oman, SPE-169724-MS.
- Olair A.A.** 2014. Review of ASP EOR (alkaline, surfactant, polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: prospects and challenges. Energy 77:963-982.
- Sheng, J.J.** 2014. A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding. SPE Western Regional & AAPG Pacific Section meeting SPE 165358-MS.
- Stoll, W.M., al Shrequi, H., Finol, J., Al-Harthy, S.A., Oyemade, S., de Kruijf, A., van Wunnik, J., Arkesteijn, F., Bouwmeester, R. and Faber, M.J.:** "Alkaline/Surfactant/Polymer Flood, From the Laboratory to the Field. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, SPE-129164-PA, 2011.
- Tobing, E.ML.** Simulasi Percobaan *Coreflooding* Injeksi Surfaktan Polimer Pada Batuan Reservoir, Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi, Vol 50, Nomor 1, April 2016.
- User Guide STARS,** 2015, Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator Version. 2015, Computer Modeling Group Ltd.
- Wu, Xi., Han, Ming., Zahrani, B. Hasan., Guo, Lijuan.,** 2015, Effect of Surfactant Polymer Interaction Properties for Chemical EOR", SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference in Manama, Bahrain, SPE-172706-MS.
- Zhu Y, Hou Q, Jian G, Ma D, Wang Z.** 2013. Current development and application of chemical combination flooding technique. J. Petrol Explor & Develop 40:96-103.