

Peningkatan Perolehan Reservoir Minyak 'R' dengan Injeksi Alkali-Surfaktan-Polimer pada Skala Laboratorium

Edward ML Tobing dan Hestuti Ani

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

Email: etobing@lemigas.esdm.go.id; hestuti@lemigas.esdm.go.id

Teregistrasi I tanggal 21 Juni 2013; Diterima setelah perbaikan tanggal 25 Juli 2013

Disetujui terbit tanggal: 30 Agustus 2013

ABSTRAK

Kumulatif perolehan minyak reservoir 'R' setelah dilakukan injeksi air sampai dengan akhir tahun 2012 sebanyak 33.51% OOIP. Upaya untuk meningkatkan perolehan minyak pada reservoir tersebut dapat dilakukan dengan menerapkan metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR). Hasil pemilihan metode EOR terhadap karakteristik fluida dan batuan reservoir 'R' menunjukkan bahwa metoda yang cocok adalah injeksi Alkali Surfaktan Polimer (ASP). Tulisan ini menyajikan hasil studi laboratorium peningkatan perolehan minyak pada reservoir 'R' dengan injeksi ASP. Dan tujuan studi tersebut adalah untuk mengetahui penambahan perolehan minyak dengan menginjeksikan ASP pada batuan reservoir 'R'. Berdasarkan hasil uji *compatibility*, *interfacial tension*, reologi, *thermal stability*, filtrasi dan adsorpsi pada fluida injeksi ASP, maka diperoleh konsentrasi optimum dari masing-masing fluida injeksi tersebut. Mengacu pada konsentrasi optimum fluida injeksi ASP tersebut, kemudian dilakukan uji *core flooding* berdasarkan rancangan fluida injeksi yang sudah ditentukan. Hasil utama dari uji *core flooding* tersebut menunjukkan adanya peningkatan perolehan minyak sebanyak 9.94% OOIP. Bila hasil uji laboratorium tersebut diaplikasikan pada skala lapangan dengan menginjeksikan fluida ASP melalui sumur injeksi di reservoir 'R', serta memenuhi persyaratan secara teknik, maka diperkirakan penambahan produksi minyak sebanyak 3.88 juta bbl.

Kata kunci: Injeksi alkali-surfaktan-polimer, perolehan minyak.

ABSTRACT

Cumulative oil recovery reservoir 'R' after water injection until the end of 2012 was 27.87% OOIP. Efforts to improve oil recovery in reservoir 'R' can be done by applying the method of Enhanced Oil Recovery (EOR). The result of screening EOR method to the characteristics of the reservoir rock and fluid 'R' shows that the most suitable method is to inject Alkaline Surfactant Polymer (ASP). This paper presents the results of a laboratory study of enhanced oil recovery in reservoir 'R' with ASP injection. And the purpose of the study is to investigate the addition of oil recovery by injecting ASP in reservoir rocks 'R'. Based on the results of compatibility, interfacial tension, rheology, thermal stability, filtration and adsorption test on ASP injection fluid, the optimum concentration of each of the injection fluid is obtained. Based on the optimum concentration of the ASP injection fluid, then test core flooding refers to the design of the injection fluid was determined. The main results of core flooding tests show an increase in oil recovery 9.94% OOIP. When the results of the laboratory test was applied to the field scale by injecting ASP fluid through injection wells in the reservoir 'R', as well as satisfy the technical requirements, the additional oil production is estimated to 3.88 million bbl.

Keywords: *alkaline-surfactant-polymer injection, oil recovery.*

I. PENDAHULUAN

Pada umumnya potensi cadangan minyak tersisa setelah tahap awal pengurasan atau "*primary recovery*" masih cukup besar. Sedangkan operasi produksi minyak pada tahap ini menyebabkan turunnya tekanan reservoir, sehingga produktivitas sumur akan mengecil. Upaya peningkatan produksi dan perolehan minyak dapat dilakukan dengan usaha pengurasan tahap lanjut (*secondary recovery*) secara intensif. Usaha tersebut diantaranya dengan menginjeksikan air, yang ditujukan untuk mempertahankan tekanan reservoir dan mendorong minyak tersisa setelah tahap awal pengurasan. Zerpa dan Queipo⁽¹⁾ menyatakan bahwa dari proses injeksi air tersebut, minyak tersisa yang masih ada di dalam reservoir kurang lebih sebanyak 70% OOIP. Penyebab masih tingginya minyak tersisa di dalam reservoir adalah adanya daerah penyempitan pori-pori batuan sehingga minyak terperangkap di dalamnya. Serta perbandingan mobilitas antara fluida pendesak dengan fluida yang didesak lebih dari 1(satu), yang berarti fluida injeksi lebih mudah menembus daerah minyak sehingga menyebabkan *breakthrough* yang terlalu dini. Upaya untuk mengurangi minyak tersisa di dalam reservoir tersebut dapat dilakukan dengan menerapkan metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR), atau metoda perolehan minyak tahap *tertiary*.

Salah satu metode EOR yang secara teknis telah berhasil diterapkan dan memberi sumbangan yang signifikan dalam peningkatan perolehan minyak adalah injeksi Alkali-Surfaktan-Polimer (ASP). Dari beberapa uji pilot yang dilaporkan oleh Zerpa dan Queipo⁽¹⁾ menunjukkan bahwa kumulatif perolehan minyak mencapai lebih dari 60% OOIP. Kon dkk⁽²⁾ dalam tulisannya mengungkapkan bahwa pada metode injeksi ASP terdapat beberapa mekanisme dan proses. Alkali mempunyai 3(tiga) fungsi diantaranya: (1). Menaikkan pH. (2). Menurunkan adsorpsi surfaktan yang bersifat anionik ke dalam batuan reservoir dan (3). Batuan reservoir menjadi lebih bersifat *water wet*. Surfaktan berperan untuk menurunkan *Interfacial Tension* (IFT) antara fase minyak dan air sehingga dapat meningkatkan mobilitas minyak yang terperangkap. Sedangkan peran polimer adalah untuk menaikkan viskositas fluida pendesak, dan menurunkan perbandingan mobilitas antara fluida pendesak dan fluida yang didesak sehingga akan memperbaiki efisiensi penyapuan volumetrik.

Lapangan 'Q' adalah lapangan minyak tua yang diproduksi sejak tahun 1954 terletak di cekungan Sumatera Selatan. Reservoir minyak produktif pada lapangan ini terdiri dari 20 reservoir, dan yang menjadi fokus dalam studi laboratorium ini adalah reservoir 'R'. Berdasarkan metoda volumetrik, diperkirakan OOIP dari reservoir ini 39.01 juta bbl, dan produksi kumulatif sampai dengan akhir tahun 2012 setelah menerapkan teknologi pengurasan tahap lanjut dengan injeksi air adalah 13.07 juta bbl (33.51% OOIP). Dengan demikian minyak yang masih tertinggal di dalam reservoir sebesar 25.93 juta bbl (66.49% OOIP), yang selanjutnya akan menjadi target untuk diproduksi dengan menerapkan teknologi EOR.

Karakteristik fluida dan batuan reservoir minyak pada umumnya memiliki sifat yang unik, sehingga interaksi antara fluida dan batuan reservoir dengan fluida injeksi ASP memberikan hasil yang unik juga. Dengan demikian studi laboratorium mutlak dilakukan sebelum diterapkan metode EOR injeksi ASP pada reservoir 'R'. Studi laboratorium ini dilakukan untuk menguji layak atau tidaknya diterapkan metode EOR injeksi ASP pada reservoir 'R', dan seberapa banyak peningkatan perolehan minyak yang diperoleh. Dan berdasarkan data yang diperoleh, diketahui bahwa hingga saat ini studi laboratorium untuk mengetahui kemungkinan dapat atau tidaknya diterapkan injeksi ASP pada reservoir 'R' belum pernah dilakukan. Adapun metode studi laboratorium yang dilakukan terdiri atas 2(dua) kegiatan utama yaitu: (1). Uji terhadap batuan dan fluida reservoir (minyak dan air formasi), serta larutan ASP yang akan digunakan. (2). Uji *coreflooding* untuk mengetahui efektifitas larutan ASP yang diinjeksikan ke dalam batuan reservoir terhadap peningkatan pengurasan minyak.

II. BAHAN DAN METODE UJI LABORATORIUM

Fluida injeksi yang digunakan dalam studi laboratorium ini adalah Alkali-Surfaktan-Polimer (ASP). Alkali terpilih adalah Na_2CO_3 dan surfaktan 'S' termasuk golongan anionik dengan bahan dasar *petroleum sulfonate*. Sedangkan polimer 'P' termasuk jenis *polyacrilamide* yang khusus dirancang untuk suhu reservoir tinggi.

Sebelum uji laboratorium dilakukan dalam studi ini, terlebih dahulu dilakukan pemilihan metode EOR, untuk memperoleh salah satu metoda yang

cocok diterapkan pada reservoir 'R'. Pemilihan tersebut dilakukan dengan membandingkan data karakteristik fluida dan batuan reservoir 'R' terhadap kriteria pemilihan metode EOR yang dikembangkan oleh Taber dkk^(3,4).

Dalam merancang proses injeksi ASP harus dicapai 3 (tiga) tujuan utama yaitu: penyebaran larutan ASP, jumlah injeksi larutan ASP yang cukup, dan penyapuan maksimal dari daerah yang menjadi sasaran sehingga akan menaikkan perolehan minyak. Untuk dapat mencapai tujuan tersebut sangat dipengaruhi oleh pemilihan konsentrasi dan ukuran *slug* injeksi larutan ASP, yang kemudian dapat ditentukan berdasarkan beberapa analisis hasil uji laboratorium.

Analisis terhadap air formasi atau *brine* (sumur R-9) dan air injeksi (stasiun pengumpul) dilakukan untuk mengetahui jumlah kation dan anion yang terdapat di dalamnya, dan *Total Dissolved Solid* (TDS) dengan menerapkan metode titrasi, serta pengukuran derajat keasaman (pH). Don dan Paul⁽⁵⁾ mengemukakan bahwa keberadaan ion kalsium dan magnesium pada air formasi serta air injeksi akan menyebabkan degradasi pada viskositas polimer. Untuk menghindari hal tersebut, kemudian dikembangkan *softened water*. *Softened water* adalah *brine* sintetik yang di dalamnya terdapat kandungan kation dan anion yang setara dengan air formasi, akan tetapi tidak ada kation kalsium dan magnesium.

Sampel minyak diambil dari sumur R-9 pada kondisi permukaan di kepala sumur. Dua karakteristik minyak yang diukur yaitu viskositas dan densitas pada kondisi suhu reservoir, 107°C. Uji *compatibility* terhadap larutan alkali-surfaktan (AS) dan alkali-surfaktan-polimer (ASP) dilakukan untuk memastikan apakah akan terbentuk endapan atau tidak pada larutan selama beberapa hari dengan kondisi suhu ruang. Pengukuran *Interfacial Tension* (IFT) dilakukan dengan *spinning drop tensiometer* terhadap larutan ASP. Dan uji reologi dilakukan untuk mengamati kinerja larutan melalui pengukuran viskositas dengan viscometer.

Uji *thermal stability* dilakukan untuk mengetahui daya tahan larutan ASP terhadap panas pada suhu reservoir. Menurut Hirasaki dkk⁽⁶⁾ larutan ASP memadai bila kinerjanya tetap stabil oleh pengaruh panas. Uji ini dilakukan dengan cara memasukkan larutan pada kapsul kaca yang tertutup rapat kemudian diletakkan pada oven pada suhu reservoir.

Pada selang waktu 0, 3, 7, 14 dan 30 hari dilakukan pengukuran IFT dan viskositas terhadap larutan ASP.

Uji filtrasi dilakukan untuk melihat apakah surfaktan, polimer dan ASP terlarut sempurna (membentuk fasa tunggal) jika dilarutkan pada *softened water*. Uji ini dilakukan dengan melewatkan sejumlah volume larutan pada kertas saring yang diberi tekanan 1 (satu) atmosfer. Pada sejumlah volume tertentu larutan surfaktan, polimer dan ASP yang melewati kertas saring dicatat waktunya. Kemudian hasil pencatatan diplot, antara volume (ml) terhadap waktu (detik).

Uji adsorpsi dilakukan untuk mengetahui *chemical loss* akibat terserap oleh batuan. Uji ini dilakukan dengan cara menghaluskan batuan reservoir dan disaring dengan ukuran 50-200 mesh dan dikeringkan. Selanjutnya, 50 gram batuan tersaring tersebut direndam dalam larutan surfaktan dan polimer pada suhu reservoir selama 2 hari. Kemudian dilakukan pemisahan antara batuan dan larutan yang berupa filtrat. Konsentrasi filtrat diukur dengan UV Spektrofotometer sebagai konsentrasi akhir. Adsorpsi dihitung sebagai konsentrasi yang hilang akibat terserap oleh batuan (selisih konsentrasi awal dan akhir dari larutan).

Uji pendesakan atau *core flooding* dilakukan untuk mengetahui seberapa banyak peningkatan perolehan minyak dari rancangan fluida yang akan diinjeksikan. Sampel *core* yang akan digunakan untuk *core flooding* diperoleh dari sumur R-9 pada rentang kedalaman (1367.9-1368.85) meter, yang merupakan hasil *coring* (*conventional core*) dengan diameter 3.5 inci. Berdasarkan hasil analisis jenis batuan, batuan reservoir 'R' termasuk batu pasir. Dari *conventional core* sepanjang 0.95 m tersebut diambil *core plug* dengan diameter rata-rata 3.8 cm dan panjang rata-rata 6.97 cm. Dari 17 (tujuh belas) *core plug* yang diperoleh, dipilih 4 (empat) *core plug* yang mempunyai harga porositas dan *permeabilitas absolute* yang hampir sama. Kemudian keempat *core plug* tersebut disusun secara seri (nomor *core plug* 10, 8, 9 dan 6) dan membentuk *stacked core* dengan panjang 27.89 cm (Gambar 1). Harga porositas rata-rata *stacked core* 30.08% dan karakteristik batuan *stacked core* yang akan digunakan dalam uji *core flooding* ditunjukkan pada Tabel 1.

Rangkaian alat untuk uji *core flooding* disusun dan secara skematik dapat dilihat pada Gambar

2. Susunan alat utama yang digunakan terdiri dari: pompa injeksi, tabung fluida (minyak, air dan ASP), *core holder*, *back pressure*, dan gelas ukur. Pompa injeksi yang digunakan adalah jenis pompa torak yang dapat menginjeksikan fluida dengan laju alir konstan (laju alir injeksi minimum sebesar 0.01 cc/menit). Dengan pompa tersebut dapat menginjeksikan fluida (minyak, air, ASP dan polimer) secara bergantian menuju *core holder*. *Stacked Core* tersimpan pada *core holder* yang dilengkapi dengan *overburden pressure* agar fluida pendesak hanya melewati permukaan *stacked core*, dan tidak melewati sisi bagian luar. Sedangkan *back pressure* mendapat tekanan dari gas nitrogen, berfungsi mempertahankan sistem bertekanan pada *core holder*, akan tetapi tetap dapat mengalirkan fluida ke gelas ukur pada tekanan ruang.

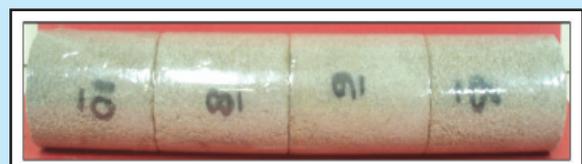
III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Data karakteristik fluida dan batuan reservoir ‘R’ ditunjukkan pada Tabel 2, dan kemudian data tersebut dibandingkan dengan parameter kriteria pemilihan metode EOR yang dikembangkan oleh Taber dkk^(3,4). Hasil pemilihan metode EOR yang dilakukan terhadap karakteristik fluida dan batuan reservoir, pada umumnya diperoleh lebih dari satu metode yang cocok. Namun hasil pemilihan metode EOR terhadap karakteristik fluida dan batuan reservoir ‘R’ menunjukkan bahwa metoda injeksi ASP saja yang cocok untuk diterapkan. Meskipun suhu reservoir sebesar 224.64°F melebihi batas kriteria suhu (lebih kecil dari 200°F), namun surfaktan ‘S’ maupun polimer ‘P’ yang terpilih memadai untuk reservoir yang mempunyai suhu tinggi.

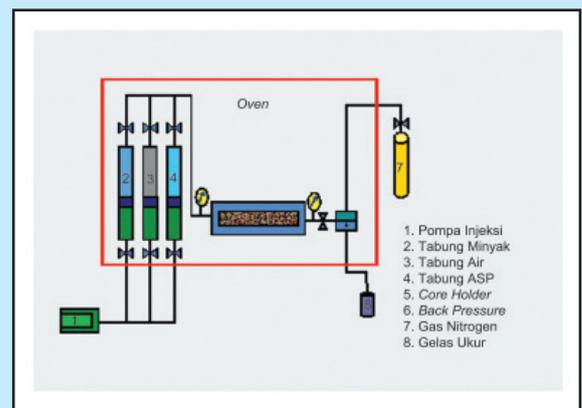
Hasil analisis terhadap *brine* (air formasi dan air injeksi) yang ditampilkan pada Tabel 3, menunjukkan bahwa harga *Total Dissolved Solid* (TDS) untuk kedua *brine* tersebut tidak berbeda secara signifikan, yaitu sebesar 18176.7 mg/L dan 19196.8 mg/L. Air formasi dan air injeksi mempunyai harga pH masing masing sebesar 8.78 dan 8.24. Komposisi *softened water* yang dikembangkan (dengan pH 8.48), didalamnya terdapat kandungan kation dan anion yang setara dengan air formasi, akan tetapi tidak dijumpai kation kalsium dan magnesium, dapat dilihat pada Tabel 4. Analisis terhadap air formasi dan air injeksi telah dilakukan dan menunjukkan bahwa

Tabel 1
Data karakteristik *core plug*

No. Core Plug	Panjang (cm)	Diameter (cm)	Luas penampang (cm ²)	Porositas (%)	Permeabilitas Absolut (mD)
6	7.61	3.8	11.34	30.50	3646
9	6.98	3.8	11.34	31.00	3897
8	6.72	3.8	11.34	29.80	3922
10	6.58	3.8	11.34	29.00	4286



Gambar 1
Susunan *stacked core*



Gambar 2
Skema rangkaian peralatan *core flooding*

kedua jenis air ini termasuk dalam kategori *hard brine* (kesadahan tinggi). Hal tersebut ditunjukkan dengan adanya kation divalen Ca^{++} dan Mg^{++} pada air formasi masing masing sebesar 30.1 mg/L dan 42.5 mg/L. Dan pada air injeksi masing masing sebesar 30.7 mg/L dan 42.5 mg/L. Jika polimer dilarutkan dalam air injeksi tersebut (dengan kesadahan yang tinggi) untuk pembuatan larutan polimer, maka akan terjadi degradasi yang signifikan terhadap larutan polimer 5), yaitu turunnya harga viskositas larutan polimer akibat adanya kation divalen Ca^{++} dan Mg^{++} . Demikian juga bila larutan polimer tersebut diinjeksikan ke dalam batuan reservoir yang di dalamnya sudah terdapat air formasi. Bila surfaktan dilarutkan dalam air injeksi (kesadahan yang tinggi)

Tabel 2
Hasil penyaringan metode injeksi ASP pada reservoir 'R'

No.	Karakteristik Fluida dan Batuan Reservoir			Kriteria Penyaringan Metoda Injeksi ASP		Keterangan
1	Gravity Minyak	°API	24	> 20 ↗	<u>35</u> ↗	Memadai untuk Injeksi ASP
2	Viskositas Minyak	cp	2.02	< 35 ↘	<u>13</u> ↘	
3	Saturasi Minyak	%	61	> 35 ↗	<u>53</u> ↗	
4	Jenis Batuan	SS/CB	SS	Disukai SS		
5	Permeabilitas rata-rata	mD	3941	> 10 ↗	<u>450</u> ↗	
6	Kedalaman	ft, ss	4484.4	< 9,000 ↘	<u>3250</u>	
7	Suhu reservoir	°F	224.64	< 200 ↘	<u>80</u>	
8	Tekanan reservoir	psig	1500	TK		
9	Porositas rata-rata	%	17	TK		
10	Saturasi air rata-rata	%	39	TK		

- ↗ = Disarankan untuk harga karakteristik reservoir yang lebih tinggi
 ↘ = Disarankan untuk harga karakteristik reservoir yang lebih rendah
80 = Harga rata-rata karakteristik reservoir yang digunakan
 TK = Tidak Kritis

Tabel 3
Analisis air formasi dan air injeksi

Komponen		Air Formasi		Air Injeksi	
		meq	mg/L	meq	mg/L
KATION					
Sodium	Na ²⁺	297.3	6835.4	304.79	7009.3
Kalsium	Ca ²⁺	1.50	30.1	1.53	30.7
Magnesium	Mg ²⁺	3.50	42.5	3.50	42.5
Besi	Fe ²⁺	0.00	0.0	0.01	0.3
Barium	Ba ²⁺	0.17	11.5	0.12	8.1
ANION					
Klorida	Cl ⁻	280.00	9928.0	280.00	9928.0
Bikarbonat	HCO ₃ ⁻	21.19	1293.2	32.09	1958.1
Sulfat	SO ₄ ²⁻	0.00	0.0	0.00	0.0
Karbonat	CO ₃ ²⁻	1.20	36.0	1.80	54.0
Hidroksida	OH ⁻	0.00	0.0	0.00	0.0
TDS (mg/L)		18176.70		19196.80	

untuk pembuatan larutan surfaktan, maka akan terbentuk senyawa yang tidak larut sempurna dalam bentuk endapan akibat reaksi kimia antara anion surfaktan dengan kation divalen Ca⁺⁺ dan Mg⁺⁺, yang dapat menyebabkan *plugging* (penyumbatan)

pada *pore throat* batuan reservoir. Untuk mengatasi degradasi polimer dan terbentuknya endapan pada larutan surfaktan tersebut, maka dikembangkan *softened water* yang mempunyai kandungan ion-ion menyerupai air formasi, tanpa adanya kation

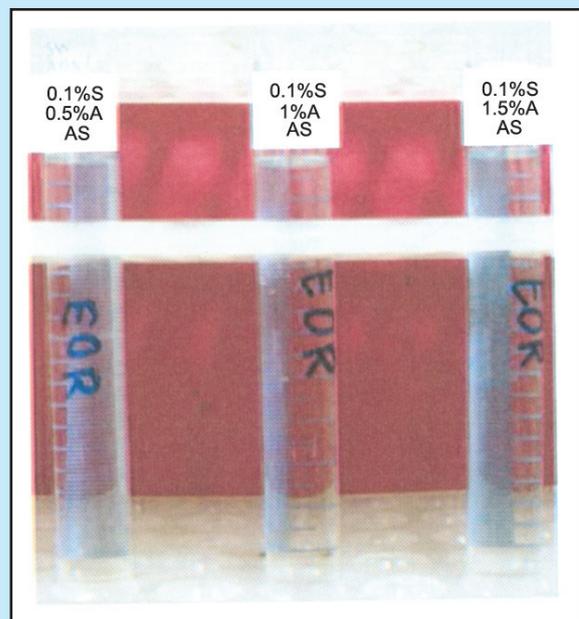
divalen Ca^{++} dan Mg^{++} . Derajat keasaman (pH) dari *softened water* sebesar 8.48 yang menunjukkan dalam suasana basa sehingga memadai untuk dapat diterapkan injeksi ASP, seperti apa yang dinyatakan oleh Han dkk⁽⁸⁾. Hasil analisis karakteristik minyak menunjukkan bahwa viskositas minyak dan densitas minyak pada suhu reservoir (107°C), masing-masing 2.02 cp dan 0.8842 gr/cm³.

Hasil uji *compatibility* larutan AS yang terdiri dari alkali (Na_2CO_3) dengan konsentrasi masing-masing 0.5%, 0.1%, 1.5% dan surfaktan pada konsentrasi tetap yaitu 0.1%, yang dilarutkan dalam *brine* (air formasi, air injeksi dan *softened water*) menunjukkan semua campuran larutan tampak jernih dan tidak terbentuk endapan, atau dapat dikatakan *compatible*. Pada Gambar 3 ditampilkan hasil uji *compatibility* larutan AS dengan *brine softened water*. Mengingat salinitas air formasi dan air injeksi hampir sama, maka pada uji *compatibility* campuran alkali, surfaktan dan polimer (ASP) dilakukan hanya dengan *brine* air formasi dan *softened water*. Pada campuran ini digunakan konsentrasi alkali 1%, surfaktan 0.1% dan polimer 750 ppm. Hasil uji tersebut dapat dilihat pada Tabel 5. Campuran ASP dengan air formasi menunjukkan warna larutan menjadi agak kekuningan tetapi tidak terbentuk endapan, dan campuran ASP dengan *softened water* tampak jernih. Warna kekuningan tersebut disebabkan adanya interaksi antara polimer dengan ion-ion yang tidak terdapat pada *softened water*. Karena yang diamati dari uji *compatibility* adalah terbentuknya endapan yang kemungkinan akan menyumbat batuan, maka terjadinya perubahan warna tidak dianggap sebagai keadaan *incompatibility*.

Hasil pengukuran IFT campuran alkali-surfaktan dapat dilihat pada Tabel 6. Harga IFT terendah dicapai pada penambahan 1.0% alkali yaitu sebesar 5.31×10^{-3} dyne/cm. Oleh karena itu, pada campuran ASP yang akan diuji konsentrasi alkali yang digunakan adalah 1.0%. Rancangan campuran ASP yang akan diuji terdiri atas konsentrasi alkali 1% dan surfaktan 0.1%, serta konsentrasi polimer 750 ppm dan 1500 ppm. Pada Tabel 7 ditunjukkan hasil pengukuran IFT larutan ASP, dimana harga IFT konsentrasi polimer 750 ppm (2.72×10^{-3} dyne/cm) lebih rendah dibanding IFT larutan ASP dengan konsentrasi polimer 1500 ppm (8.30×10^{-3} dyne/cm). Mengacu pada plot perolehan minyak terhadap bilangan kapiler yang dikemukakan Berger dan Lee⁽⁷⁾ pada

Tabel 4
Komposisi *softened water*

Bahan Kimia	g/L
KCl	0.238
Na_2CO_3	0.276
NaHCO_3	2.251
NaCl	14.439



Gambar 3
Uji *compatibility* AS dengan *brine softened water*

Gambar 4, untuk meningkatkan perolehan minyak yang signifikan, setidaknya bilangan kapiler harus naik menjadi 10^{-4} atau lebih. Bilangan kapiler yang didapat setelah selesai injeksi air adalah sekitar 10^{-6} , sedangkan harga IFT antara minyak dan air selama injeksi air berlangsung berkisar antara 1 sampai 10 Dyne/cm. Untuk menaikkan bilangan kapiler dari harga 10^{-6} menjadi 10^{-4} , harga IFT harus diturunkan sekitar 10^{-2} atau lebih agar dapat meningkatkan efisiensi pendesakan minyak. Berdasarkan harga IFT dari campuran alkali 1%, surfaktan 0.1% dan polimer 750 ppm sebesar 2.72×10^{-3} dyne/cm, maka menurut Berger dan Lee⁽⁹⁾ cukup memadai sebagai fluida injeksi ASP untuk dapat meningkatkan perolehan minyak.

Hasil pengukuran viskositas larutan polimer 1150 ppm pada suhu 107°C adalah sebesar 5.371 cp. Harga

viskositas tersebut merupakan hasil ekstrapolasi harga viskositas pada suhu 30, 50, 70 dan 85°C, karena pengukuran viskositas pada suhu di atas titik didih air (85°C) dengan sistem terbuka tidak mungkin dilakukan. Berdasarkan harga viskositas polimer yang sudah diukur, maka dilakukan pencampuran alkali, surfaktan dan polimer. Konsentrasi alkali dan surfaktan masing-masing 1% dan 0.1%, sedangkan konsentrasi polimer terdiri atas 750 ppm dan 1500 ppm. Kedua konsentrasi tersebut dipilih mengingat penambahan surfaktan berpengaruh secara signifikan terhadap viskositas larutan. Hasil pengukuran viskositas ASP ditampilkan pada Tabel 8, dan terlihat bahwa keberadaan surfaktan menurunkan harga viskositas larutan secara signifikan. Viskositas campuran ASP pada suhu 107°C dengan konsentrasi polimer 750 ppm dan 1500 ppm masing masing 2.731 cp dan 3.318 cp. Tujuan polimer ditambahkan pada fluida injeksi adalah untuk meningkatkan viskositas larutan agar lebih tinggi dari viskositas minyak. Wei dan Yongun⁽¹⁰⁾ mengemukakan bahwa hal ini dilakukan untuk menghindari efek "fingering". Mengingat viskositas minyak pada suhu 107°C adalah 2.02 cp, maka viskositas fluida injeksi harus lebih tinggi dari viskositas minyak tersebut. Hasil pengukuran viskositas larutan polimer dengan konsentrasi 1150 ppm pada suhu 107°C adalah 5.371 cp, atau sama dengan 2.65 kali harga viskositas minyak. Sehingga diharapkan dapat meningkatkan efisiensi pendorongan minyak secara makro, dalam hal ini sebagai penerapan pada injeksi *slug* polimer.

Hasil uji *thermal stability* terhadap larutan ASP (1% alkali Na₂CO₃ + 0.1% surfaktan + 750 ppm polimer), yaitu pengukuran IFT dan viskositas ditunjukkan pada Tabel 9. Harga IFT larutan ASP mengalami kenaikan sebanyak 16 kali dari 3.77x10⁻³ pada hari ke-0 (sebelum dipanaskan) sampai harga 6.03x10⁻² Dyne/cm pada hari ke-30. Meskipun demikian harga IFT sebesar 6.03x10⁻² masih dianggap memadai untuk fluida injeksi. Sedangkan harga viskositas larutan ASP, mengalami penurunan sebesar 2.3 kali, yaitu dari 3.318 cp sebelum dipanaskan menjadi 1.427 cp setelah pemanasan pada hari ke-30. Sebagai fluida ASP harga viskositas tersebut masih memadai.

Gambar 5 menampilkan hasil uji filtrasi berupa *plot volume* terhadap waktu untuk surfaktan 0.1%, polimer 1150 ppm dan ASP (1% alkali Na₂CO₃ +

Tabel 5
Hasil uji kompatibilitas ASP

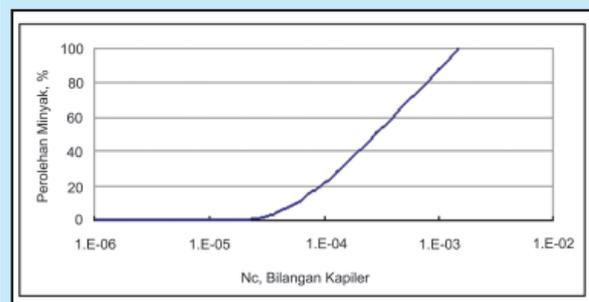
Campuran ASP	Brine	Hasil Pengamatan
1% Alkali 0,1% Surfaktan 750 ppm Polimer	Air Formasi	Jernih, warna agak kuning
	Softened Water	Jernih

Tabel 6
Hasil pengukuran IFT Alkali dan surfaktan

Konsentrasi surfaktan	Konsentrasi alkali	IFT (dyne/cm)
0.1%	0.5%	3.81,E-02
	1.0%	5.31,E-03
	1.5%	6.18,E-03

Tabel 7
Hasil pengukuran IFT Alkali-surfaktan-polimer

Campuran AS	Konsentrasi Polimer (ppm)	IFT (dyne/cm)
1% Alkali	750	2.72,E-03
0,1% Surfaktan	1500	8.30,E-03



Gambar 4
Plot perolehan minyak terhadap bilangan kapiler⁹⁾

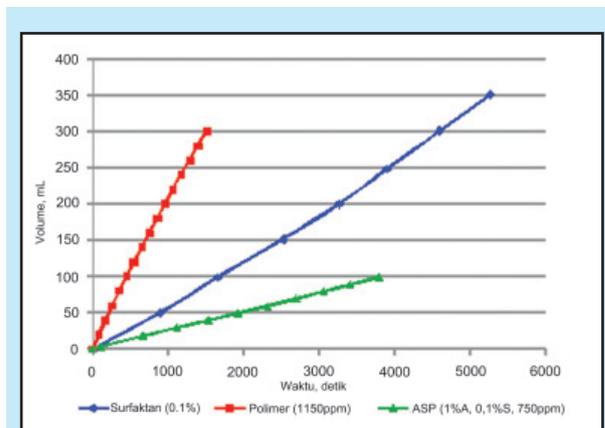
0.1% surfaktan + 750 ppm polimer). Uji filtrasi dinyatakan memadai jika plot antara volume larutan melewati kertas saring terhadap waktu berbentuk garis lurus, yang berarti tidak terbentuk endapan. Selain itu, harga *filtration ratio* (FR) yang disarankan oleh Don dan Paul⁽⁵⁾ lebih kecil dari 1.2. *Filtration Ratio* untuk surfaktan, polimer dan ASP masing masing sebesar 1.018, 1.073 dan 1.094. Ketiga harga FR untuk surfaktan, polimer dan ASP lebih kecil dari 1.2, serta membentuk garis lurus. Hal ini berarti bahwa ketiga larutan tersebut memenuhi syarat sebagai fluida injeksi.

Hasil uji adsorpsi surfaktan dan polimer tertera pada Tabel 10. Uji adsorpsi surfaktan secara statik dan dinamik masing masing 115.346 µg/g dan 328.496 µg/g. Sedangkan uji adsorpsi statik dan

dinamik polimer berturut-turut 331.34 $\mu\text{g/g}$ dan 383.22 $\mu\text{g/g}$. Uji adsorpsi merupakan langkah yang penting karena dari hasil uji tersebut diketahui *Chemical loss* akibat interaksi dengan batuan. *Chemical loss* yang terlalu besar akan menyebabkan upaya peningkatan perolehan minyak menjadi kurang efektif, karena dengan menurunnya konsentrasi dari alkali, surfaktan maupun polimer maka akan turun juga fungsi dari masing-masing larutan tersebut. Oleh karena itu, harus dipastikan bahwa *chemical* yang terserap oleh batuan seminimal mungkin. Seluruh harga adsorpsi yang diuji tidak lebih dari 400 $\mu\text{g/g}$. Hal ini menunjukkan bahwa *chemical loss* surfaktan dan polimer relatif kecil, seperti yang dikemukakan Han dkk⁸⁾ sehingga diharapkan akan efektif sebagai fluida injeksi.

Dengan pertimbangan dapat diterapkannya teknologi injeksi ASP di reservoir 'R', maka fluida injeksi dirancang berdasarkan hasil uji laboratorium yang diperoleh dan data karakteristik reservoir. Dengan menerapkan metode perhitungan yang dikembangkan Don dan Paul⁵⁾, maka rancangan injeksi fluida pada *stacked core* secara bersinambung dengan mengikuti urutan berikut: (1). Tahap pertama menginjeksikan *slug softened water* sebanyak 1.55 PV. (2). Tahap kedua menginjeksikan *slug* larutan ASP sebanyak 0.35 PV (1% alkali Na_2CO_3 + 0.1% surfaktan + 750 ppm polimer). (3). Tahap ketiga menginjeksikan *slug* polimer 1150 ppm sebanyak 0.3 PV. (4). Tahap keempat menginjeksikan *slug* "air injeksi" sebanyak 0.8 PV. Sebelum melakukan 4 (empat) tahap tersebut didahului 2 (dua) tahap untuk dapat memenuhi kondisi awal yang terdiri atas: (1). Saturasi air formasi hingga mencapai 100%. (2). Injeksi minyak sehingga dicapai kondisi Soi (Saturasi minyak initial) dan Swc (*Saturasi water connate*). Seluruh tahap langkah kerja tersebut digambarkan dalam diagram alir dan ditunjukkan pada Gambar 6. Plot perolehan minyak terhadap volume injeksi dari 6 (enam) tahap rancangan fluida injeksi tersebut, ditampilkan pada Gambar 7.

Pada tahap-1 diperoleh volume pori atau *pore volume* (PV) sebanyak 71.73 cc, dan harga permeabilitas absolut sebesar 2462.5 mD. Pada tahap-2 diperoleh saturasi *water connate* (Swc) 34.89% dan saturasi minyak initial (Soi) 65.11% atau sebanyak 46.70 cc. Perolehan minyak akibat injeksi air-1 sebanyak 1.55 PV didapat sebanyak 55.91% OOIP. Dari plot perolehan minyak terhadap volume injeksi pada Gambar 7, menunjukkan bahwa injeksi air dari 1.3 PV hingga 1.55 PV memberikan penambahan perolehan minyak hanya 0.71% OOIP. Hal tersebut karena perolehan minyak sudah mendekati kondisi saturasi minyak tersisa atau residual *oil saturation*. Akibat injeksi larutan ASP 0.35 PV pada *stacked*



Gambar 5
Hasil uji filtrasi surfaktan, polimer dan ASP

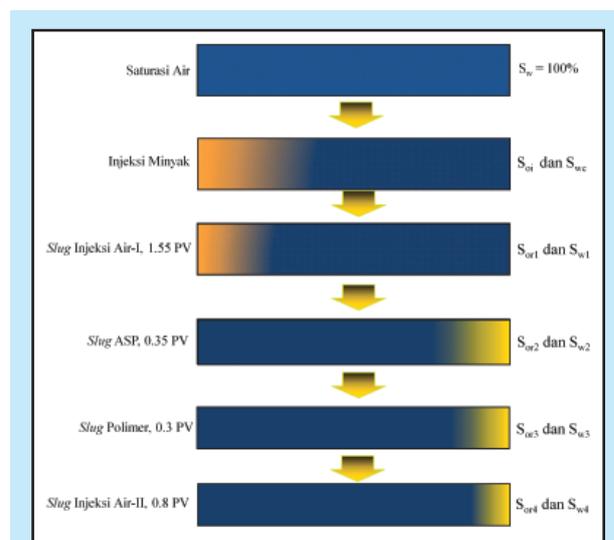
Tabel 8
Hasil reologi polimer (Alkali 1%+Surfaktan 0.1%)

Suhu (°C)	Viskositas (cP)	
	Konsentrasi polimer	
	1500 ppm	2250 ppm
30	7.646	13.693
50	5.747	9.925
70	4.158	6.877
85	3.968	5.307
107	3.318	4.59

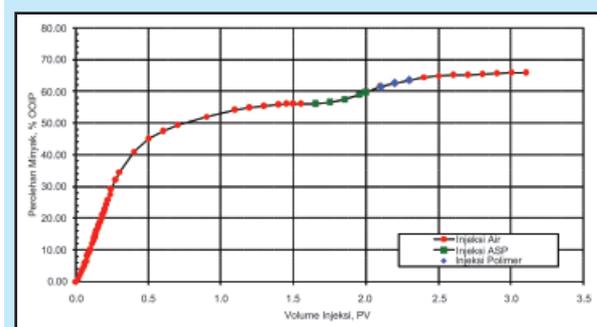
Tabel 9
Uji *thermal stability* ASP

Parameter	Satuan	Pengamatan Hari ke-				
		0	3	7	14	30
IFT	dyne/cm	3,770E-03	2,030E-02	3,120E-02	4,050E-02	6,030E-02
Viskositas	cp	3.318	3.971	2.563	2.114	1.427

core telah menambah perolehan minyak sebanyak 3.62% OOIP, dan pengaruh injeksi larutan polimer (1150 ppm) sebanyak 0.3 PV menambah perolehan minyak sebanyak 6.32% OOIP. Perolehan minyak akibat injeksi polimer tersebut masih mungkin untuk ditingkatkan dengan cara menambah jumlah PV injeksi larutan polimer, karena pada bagian akhir dari plot perolehan minyak terhadap volume injeksi masih menunjukkan kecenderungan meningkat. Han dkk⁽⁸⁾ menyatakan bahwa peran larutan alkali pada *slug* ASP selain dapat menurunkan tegangan antar muka antara fase minyak dan air, juga dapat merubah sifat kebasahan batuan dari yang bersifat *oil wet* menjadi lebih *water wet*, sehingga dapat melepaskan sisa minyak dari batuan. Sementara peran surfaktan juga dapat menurunkan tegangan antar muka antara fase minyak dan air (5.31×10^{-3} dyne/cm), sehingga dapat menaikkan mobilitas minyak yang sudah terlepas dari proses yang diperankan alkali sebelumnya. Dan peran polimer adalah untuk menaikkan viskositas fluida pendesak (5.371 cp), yang akan menurunkan perbandingan mobilitas antara fluida pendesak dan fluida yang didesak sehingga akan memperbaiki efisiensi penyapuan volumetrik (6.32% OOIP). Kemudian penambahan perolehan minyak akibat injeksi air-2 sebanyak 0.8 PV setelah akhir injeksi larutan polimer adalah sebesar 2.32% OOIP. Sehingga kumulatif perolehan minyak yang didapat dari rancangan injeksi fluida tersebut adalah sebesar 65.84% OOIP. Dengan demikian penambahan perolehan minyak pada uji *stacked core flooding* akibat dilakukannya injeksi kimia dengan urutan *slug* ASP 0.35 PV (1% Alkali Na_2CO_3 + 0.1% Surfaktan + 750 ppm Polimer), *slug* 0.30 PV (Polimer 1150 ppm) dan *slug* 0.8 PV (air) adalah sebanyak 9.94% OOIP. Berdasarkan hasil studi laboratorium yang telah dilakukan, maka selanjutnya dapat dikembangkan pemodelan simulasi injeksi ASP pada skala *stacked core*. Kemudian dilakukan *scale up* pada reservoir dengan pola sumur injeksi tertentu (misalkan pola injeksi *five spot*) dan menggunakan simulator injeksi kimia tiga dimensi. Dari pemodelan simulasi ini dapat dilakukan uji sensitivitas guna memperoleh rancangan fluida injeksi dan pola sumur injeksi yang optimum untuk diterapkan pada skala pilot dan skala lapangan. Bila rancangan *core flooding* tersebut diatas diaplikasikan pada skala lapangan di reservoir 'R' melalui beberapa sumur injeksi dengan laju injeksi tertentu dari fluida ASP, serta memenuhi persyaratan secara teknik, maka perkiraan penambahan produksi minyak sebanyak 3.88 juta



Gambar 6
Diagram alir langkah kerja *core flooding*



Gambar 7
Plot perolehan minyak terhadap volume injeksi

Tabel 10
Hasil uji adsorbsi surfaktan dan polimer

Larutan	Uji Absorbsi ($\mu\text{g/g}$)	
	Statik	Dinamik
0,1% Surfaktan	115,346	328,496
750 ppm Polimer	331.34	383.22

bb1. Pada akhirnya pengujian layak atau tidaknya diterapkan metoda injeksi ASP pada reservoir 'R', tergantung hasil kajian keekonomian dan kriteria ukuran keberhasilan yang ditetapkan.

IV. KESIMPULAN

1. Hasil penyaringan metode EOR terhadap karakteristik fluida dan batuan reservoir 'R' menunjukkan bahwa metode injeksi ASP cocok untuk diterapkan.

2. Dari hasil uji *compatibility* campuran ASP dengan *softened water* tidak membentuk endapan yang menunjukkan campuran tersebut *compatible*.
3. Berdasarkan hasil uji reologi, *thermal stability*, filtrasi, serta adsorpsi statik dan dinamik terhadap alkali Na₂CO₃, surfaktan dan polimer, maka larutan ASP tersebut memadai untuk digunakan pada uji *core flooding*.
4. Uji *core flooding* dengan menginjeksikan *slug* air, ASP dan Polimer menghasilkan kumulatif perolehan minyak sebesar 65.84% OOIP.
5. Penambahan perolehan minyak pada uji *core flooding* setelah dilakukan injeksi ASP dan polimer adalah sebesar 9.94% OOIP.
6. Bila rancangan *core flooding* ASP diaplikasikan pada skala lapangan di reservoir 'R', dan memenuhi persyaratan secara teknik, maka penambahan produksi minyak diperkirakan sebanyak 3.88 juta bbl.

DAFTAR SIMBOL

FR	=	$(T_{300} \text{ ml} - T_{200} \text{ ml}) / (T_{200} \text{ ml} - T_{100} \text{ ml})$
IFT	=	<i>Interfacial tension</i> , dyne/cm
Nc	=	<i>Capillary number</i>
v	=	Kecepatan Darcy, m/detik
μ	=	Viskositas, cp
σ	=	<i>Interfacial tension</i> , dyne/cm
OOIP	=	<i>Original Oil In Place</i> , bbl

KEPUSTAKAAN

1. ⁸**Dong, Han., Hong, Yuan., dan Rui, Weng.** (2006), The Effect of Wettability on Oil Recovery of Alkaline/Surfactant/Polymer Flooding, SPE 102564.

2. ⁵**Green W. Don., dan Willhite, G. Paul.** (2003), Enhanced Oil Recovery, Society of Petroleum Engineers Richardson, Texas, USA, p. 272-278.
3. ⁶**Hirasaki, J. George., Miller, A. Clarence., dan Puerto Maura.** (2011), Recent Advances in Surfactant EOR, SPE Journal, p. 889-907.
4. ¹**Luis E. Zerpa., dan Nestor V. Queipo.** (2004), An Optimization Methodology of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding Processes Using Field Scale Numerical Simulation and Multiple Surrogates, SPE 89387.
5. ⁷**P.D. Berger., dan C.H. Lee.** (2002), Ultra Low Concentration Surfactants for Sandstone and Limestone Flood, SPE 75186.
6. ⁹**P.D. Berger., dan C.H. Lee.** (2006), Improve ASP Process Using Organic Alkali, SPE 99581.
7. ³**Taber J.J., Martin F.D., dan Seright, R.S.** (1997), EOR Screening Criteria Revisited-Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects, SPE Reservoir Engineering, p. 189-198.
8. ⁴**Taber J.J., Martin F.D., dan Seright, R.S.** (1997), EOR Screening Criteria Revisited-Part 2: Applications and Impact of Oil Prices, SPE Reservoir Engineering, p. 199-205.
9. ¹⁰**Wang, Wei., dan Gu, Yongan.** (2005), Experimental Studies of the Detection and Reuse of Produced Chemicals in Alkaline/Surfactant/Polymer Floods, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, p. 362-371.
10. ²**Wyatt, Kon., Pitts, Malcolm.J. dan Surkalo, Harry.** (2002), Mature Waterfloods Renew Oil Production by Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding, SPE 78711.