

## KRITERIA UJI PENYARINGAN INJEKSI ASP DALAM IMPLEMENTASI TEKNOLOGI EOR

### ( *Screening Test Criteria for ASP Injection to Improving Oil Recovery* )

Sugihardjo

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: [sugihardjo@lemigas.esdm.go.id](mailto:sugihardjo@lemigas.esdm.go.id)

Teregistrasi I tanggal 23 April 2015; Diterima setelah perbaikan tanggal 22 April 2016;  
Disetujui terbit tanggal: 29 April 2016.

#### ABSTRAK

Injeksi kimia terdiri dari ASP (*Alkali, Surfaktan, Polimer*), yang dapat diinjeksikan secara sendiri sendiri ataupun dicampur. Injeksi kimia dapat dirancang untuk suatu reservoir minyak tertentu dengan: injeksi alkali, injeksi surfaktan, injeksi polimer, injeksi alkali-surfaktan-polimer secara berturutan, injeksi surfaktan-polimer secara berturutan, injeksi campuran alkali/surfaktan/polimer, dan injeksi campuran surfaktan/polimer. Sebelum implementasi injeksi kimia ASP perlu dilakukan studi secara intensif di laboratorium untuk menentukan kriteria uji penyaringan injeksi kimia untuk EOR (*Enhanced Oil Recovery*) memenuhi syarat untuk dapat diaplikasikan di lapangan dan berpotensi untuk menaikkan perolehan minyak. Parameter yang diuji meliputi: kompatibilitas, IFT (*interfacial tension*), ketahanan panas, adsorpsi, filtrasi, kelakuan fasa, sifat kebasahan, imbibisi, dan percobaan pendesakan batu inti. Harga dari pengukuran parameter tersebut harus memenuhi kriteria uji penyaringan untuk injeksi kimia ASP.

**Kata Kunci:** ASP (alkali, surfaktan, polimer), EOR (enhanced oil recovery), uji penyaringan.

#### ABSTRACT

*Chemical injection basically consists of ASP (Alkaline, Surfactant, Polymer), which can be injected as a standalone or Mixtures of chemicals. Chemical injection can be designed for specific oil reservoir with: alkaline injection, surfactant injection, polymer injection, injection of alkaline followed by surfactant and followed by polymer, injection of surfactant and followed by polymer, injection of a mixture of alkaline/surfactant/polymer, and injection of a mixture of surfactant/polymer. Before ASP injection implementation an intensive laboratory study should be carried out to evaluate the screening tests criteria for chemical injection that should fulfill the standard criteria needed for field application and in which have a potency for improving oil recovery. These parameters include compatibility, IFT (interfacial tension), thermal stability, adsorpsi, filtration, phase behavior, wettability, imbibition, and core flooding experiment using native cores. The results should meet the standard criteria for chemical injection.*

**Keywords:** ASP (alkaline, surfactant, polymer), EOR (enhanced oil recovery), screening test.

## I. PENDAHULUAN

Sebagian besar lapangan minyak Indonesia telah dikategorikan sebagai lapangan tua dengan produksi yang terus menerus menurun untuk beberapa waktu. Maka teknologi EOR (Enhanced Oil Recovery) merupakan keharusan untuk diimplementasikan pada lapangan lapangan tersebut (Hestuti dkk., 2008). Ada beberapa teknologi EOR yang telah sukses dilaksanakan pada skala laboratorium maupun lapangan, termasuk injeksi gas, panas, dan kimia. Berikut adalah teknologi EOR yang berkembang sampai saat ini:

- *Miscible/immiscible gas Injection (flue gas, air, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, enriched gas, dan hydrocarbon)*
- *Chemical Injection (polymer, alkaline, surfactant, surfactant-polymer, alkaline-polymer, and alkaline-surfactant-polymer)*
- *Hot Fluid Injection (cyclic steam stimulation, steam flooding)*
- *In situ combustion*
- *MEOR (microbial enhanced oil recovery)*

Sebagian besar lapangan di Indonesia mempunyai lapisan produksi dengan kedalaman dibawah 2200ft yang tidak akan cocok diinjeksikan gas. Injeksi gas terutama CO<sub>2</sub> diperlukan kedalaman lebih dari 2200ft (Taber, dkk., 1996). Injeksi CO<sub>2</sub> pada lapisan tersebut diharapkan akan terjadi pendorongan gas yang miscible (terbaur) dengan minyak sehingga dapat diperoleh peningkatan perolehan minyak yang optimal. Pada kedalaman lapisan minyak yang rendah injeksi kimia menjadi pilihan yang tepat, apabila memenuhi kriteria penyaringan injeksi kimia baik di laboratorium maupun simulasi reservoir. Sehingga injeksi kimia menjadi alternatif penting yang dapat diimplementasikan pada variasi kedalaman yang luas. Teknologi ini meliputi injeksi alkali, surfaktan, dan polimer.

Di Indonesia injeksi kimia ASP telah dilaksanakan sebagai pilot di beberapa lapangan, yaitu: lapangan Minas, Tanjung, dan Kaji. Lapangan Minas telah dilakukan injeksi ASP yang ketiga bahan kimia tersebut dicampur dipermukaan dan kemudian diinjeksi kedalam reservoir. Sedangkan lapangan Tanjung juga diinjeksikan ASP dimana surfaktan yang digunakan berbahan dasar MES (*Metil Ester Sulfonat*), dengan prosedur yang sama dengan lapangan Minas, campuran ASP diinjeksikan kedalam reservoir. Kemudian, lapangan Kaji dengan formasi lapisan karbonat, berbeda dengan dua lapangan terdahulu formasi batuan pasir, diinjeksikan campuran SP saja tidak ada alkalinya. Mengingat alkali diformasi karbonat dapat menimbulkan presipitasi.

Sedangkan diluar negeri injeksi kimia paling banyak digunakan di Cina (Zhu dkk. 2012). Cina sangat berpengalaman dalam merancang bahan kimia ASP untuk EOR. Seperti disebutkan diatas, bahan kimia untuk injeksi lapangan Minas, surfaktan diimport dari Amerika dan Polimernya dari Perancis. Bahan kimia yang diinjeksikan di lapangan Kaji, surfaktan dan polimer keduanya didatangkan dari Cina.

Lemigas mempunyai kesempatan untuk membuat formula surfaktan dengan bahan dasar MES (Sugihardjo dkk., 2014). Mengingat bahwa surfaktan yang digunakan untuk injeksi kimia pada saat ini berbahan dasar *Petroleum Sulfonates*, maka dengan mengganti dengan MES akan mengurangi harga beli surfaktan dan juga mengurangi import. LEMIGAS sudah melakukan uji coba injeksi surfaktan MES dengan metode Huff and Puff namun belum menunjukkan hasil yang signifikan (Laporan DIPA 2013). Sehingga masih perlu dilakukan perbaikan formula surfaktan tersebut.

Selanjutnya pada tulisan akan dibahas lebih detail tentang injeksi kimia ASP, dimana setiap jenis bahan kimia akan mempunyai peran penting dalam memperbaiki mekanisme pengurasan minyak. Peningkatan faktor perolehan dari suatu proses injeksi kimia diperoleh dari kombinasi faktor efisiensi pendesakan mikroskopik dan efisiensi pendesakan makroskopik. Efisiensi pendesakan mikroskopik dicapai dengan bantuan surfaktan dan atau alkali, sedangkan efisiensi pendesakan makroskopik dicapai dengan penggunaan *viscosifier*, misal polimer (Sugihardjo dkk, 2008).

## II. BAHAN DAN METODE

### Injeksi ASP

Proses dan Mekanisme Injeksi kimia dari ketiga bahan kimia tersebut dapat dirangkum sebagai berikut:

#### a. Injeksi Alkali

Injeksi alkali secara sendiri bertujuan untuk menurunkan tegangan antar muka antara fluida pendorong (fasa air) dengan fluida yang didorong (fasa minyak) dengan terbentuknya insitu surfaktan. Reservoir minyak dengan bilangan asam (*acid number*) sekitar lebih besar 0.5 KOH/gr apabila diinjeksikan dengan alkali dapat terbentuk surfaktan insitu (Sugihardjo, 1996 dan 1998). Adanya ion dua-valensi, seperti ion Ca, pada air injeksi harus dihindari, karena akan menyebabkan adanya presipitasi. Larutan alkali yang digunakan pada injeksi kimia adalah: Natrium Hidroksida (NaOH),

Natrium Karbonat ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ), Natrium Silikat ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ), Natrium Fosfat ( $\text{Na}_3\text{PO}_4$ ).

Pada injeksi ASP secara berurutan, dimana alkali sebagai *preflush*, atau campuran, fungsi alkali adalah untuk mengatur pH fluida injeksi, membantu surfaktan menurunkan harga tegangan antar muka, mengurangi adsorpsi bahan kimia surfaktan dan polimer ke permukaan batuan, mempercepat equilibrasi campuran fluida.

**b. Injeksi surfaktan**

Surfaktan berfungsi untuk menurunkan tegangan antar-muka (*interfacial tension*) minyak-air pada proses pendorongan di dalam reservoir. Larutan surfaktan yang digunakan harus mampu menurunkan tegangan antar muka air-minyak sampai  $10^{-3}$  dyne/cm atau lebih rendah agar dapat menaikkan efisiensi pendesakan. Secara matematis dapat dirumuskan

dengan bilangan kapiler ( $N_c$ ). Harga bilangan kapiler yang besar (misal lebih besar dari  $10^{-5}$ ) dapat menurunkan harga Sor (*saturation residual oil*) (Sugihardjo, 2001, 2007, 2009). Harga  $N_c$  dirumuskan sebagai berikut:

$$N_{c,1} = k_a \Delta P / L \sigma$$

$$N_{c,2} = V \mu / \sigma$$

$k_a$  = absolute permeability, ( $\text{cm}^2$ )

$\Delta P$  = pressure drop across the core (pa)

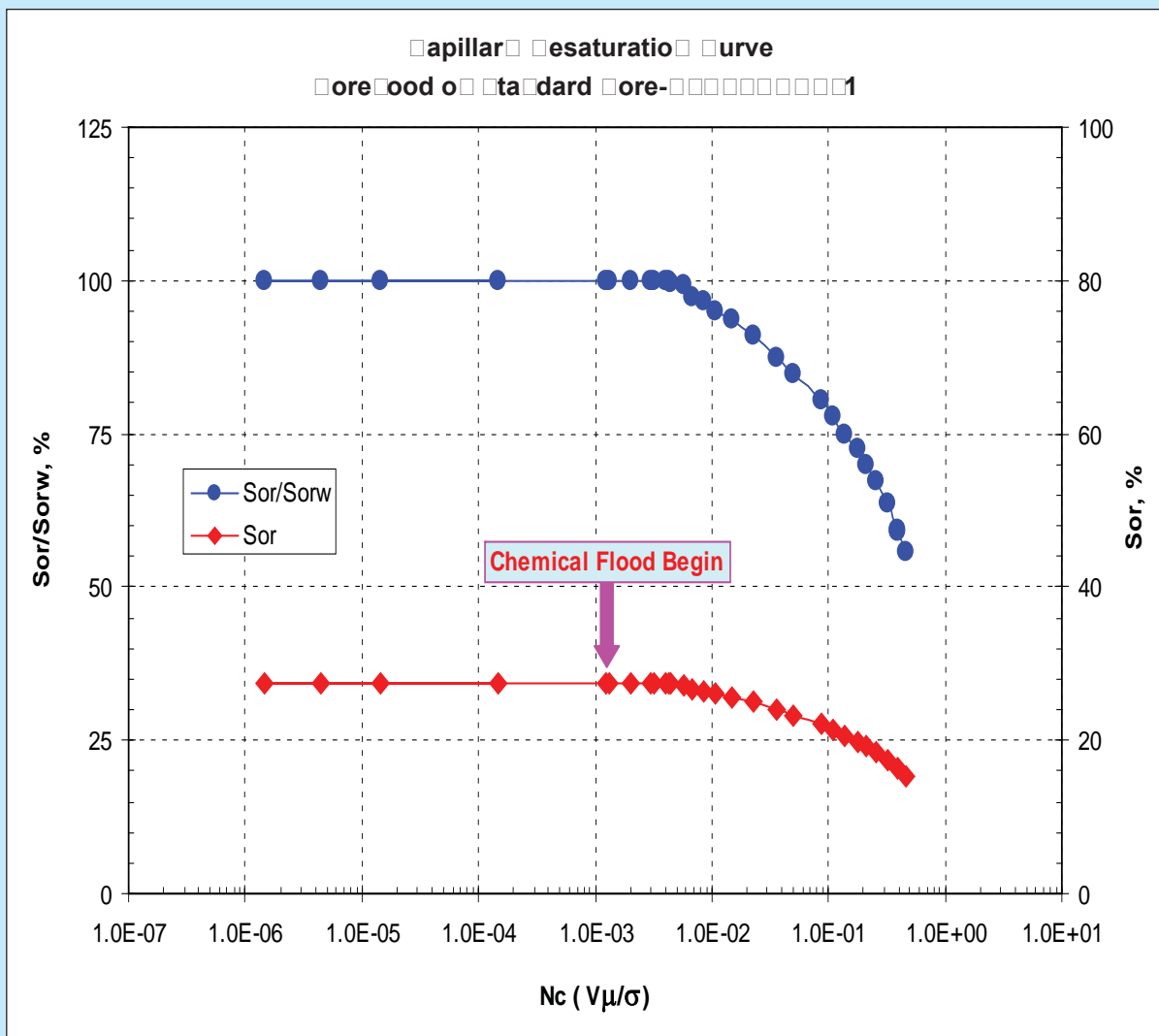
$L$  = core length (cm)

$\sigma$  = interfacial tension (mN/m)

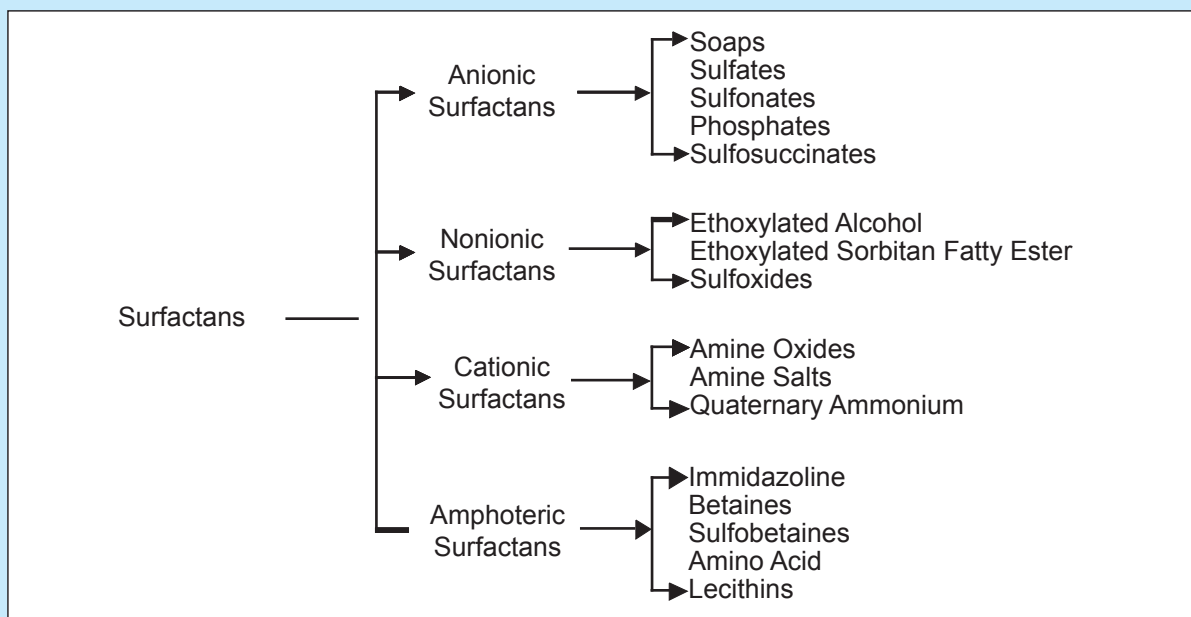
$V$  = apparent velocity (m/s)

$\mu$  = viscosity of displacing fluid (Pa.s)

Rumus tersebut dapat digambarkan sebagai hubungan antara  $N_c$  dan Sor/Sorw yang dihasilkan



Gambar-1 Kurva desaturasi kapiler (sesudah sugihardjo, 2009).



Gambar 2  
Jenis surfaktan.

dari percobaan coreflooding. Diatas harga  $N_c$  kritis maka nilai  $Sor/Sor_w$  akan turun sangat drastis.

Bahan kimia surfaktan yang digunakan dalam injeksi ASP adalah berbahan dasar petroleum sulfonates. Ada beberapa jenis surfaktan yang meliputi surfaktan Anionik, Nonionik, Kationik, dan Amfoterik sebagai berikut:

**c. Injeksi polimer**

Larutan polimer berfungsi memperbaiki nisbah

mobilitas antara fluida pendorong dan yang didorong (air-minyak) dengan cara menaikkan viskositas fluida pendorong. Harga nisbah mobilitas diharapkan kurang dari satu agar proses pendorongan dapat berlangsung dengan efisien (Sugihardjo, 1999/2000). Secara matematis dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$M = \frac{K_{rw}/\mu_w}{K_{ro}/\mu_o}$$

Tabel 1  
Kriteria penyaringan metode injeksi surfaktan/polimer, asp, dan alkali (sesudah taber dkk., 1996)

No	Sifat Minyak		Metoda Injeksi
	Karakteristik Reservoar		Micelar/ Polimer, ASP dan Alkali
1	Gravity Minyak	°API	> 20 ↗ <u>35</u> ↗
2	Viskositas Minyak	cp	< 35 ↘ <u>13</u> ↘
3	Komposisi		Ringan, intermediat, asam organik untuk injeksi alkali
4	Saturasi Minyak	%	> 35 ↗ <u>53</u> ↗
5	Jenis Formasi	SS/CB	Disukai SS
6	Ketebalan lapisan	ft	NC
7	Permeabilitas rata-rata	mD	> 10 ↗ <u>450</u> ↗
8	Kedalaman	ft, ss	<9,000 ↘ <u>3250</u>
9	Suhu Reservoar	°F	>200 ↘ <u>80</u>

Harga M diharapkan dapat dirubah menjadi lebih kecil dari satu agar dapat diperoleh model penedasan “*piston like displacement*”.

Pada saat ini polymer yang banyak digunakan untuk EOR adalah *Xanthan* dan *Polyacrylamides* (PAM). Sedangkan HPAM (Partially hydrolyzed polyacrylamide) juga banyak digunakan dimana tingkat hidrolisis akan menentukan kualitas polymer terhadap sifat fisiknya seperti adsorpsi, stabilitas shear, dan ketahanan suhu (Sugihardjo, 2011)

### Tahapan Penyaringan EOR

Ada beberapa tahapan didalam implementasi EOR pada tahap pilot sebelum dilakukan pada tahap lapangan penuh, yaitu pemilihan kandidat reservoir dan area lapangan yang sebaiknya dipilih untuk uji pilot EOR.

#### a. Pemilihan Metode EOR

Injeksi alkali dilakukan pada reservoir yang minyaknya memiliki bilangan asam (*acid number*) cukup besar. Sedangkan kriteria untuk injeksi polimer saja dan campuran bahan kimia ASP dapat dilihat pada Tabel 1 dan 2.

Batasan-batasan yang dibuat tidak spesifik dan kaku, namun lebih bersifat rekomendasi. Sebagai contoh, untuk *API gravity* minyak “>20/35” ini berarti bahwa prosesnya akan bekerja dengan baik pada minyak dengan gravity lebih besar 20°API, dan pada gravity yang lebih besar prosesnya akan lebih baik lagi. Secara umum proyek injeksi kimia di

dunia rata-rata mempunyai gravity 35°API. Kriteria penyaringan tersebut akan selalu diupdate sesuai dengan perkembangan teknologi.

#### b. Pemilihan Reservoir

Pemilihan kandidat reservoir harus memenuhi kriteria penyaringan di atas. Apabila ada beberapa reservoir yang memenuhi kriteria penyaringan di atas maka perlu dipilih salah satu atau beberapa sebagai kandidat pilot EOR. Reservoir yang dipilih sebaiknya mempunyai karakter: properti batuan (porositas dan permeabilitas), sifat minyak (viskositas, dan gravity °API) tebal lapisan, jumlah minyak yang tertinggal (*remaining oil*), jenis batuan, suhu reservoir mempunyai besaran hampir sama dengan harga rata rata lapangan (Hestuti dkk., 2008)

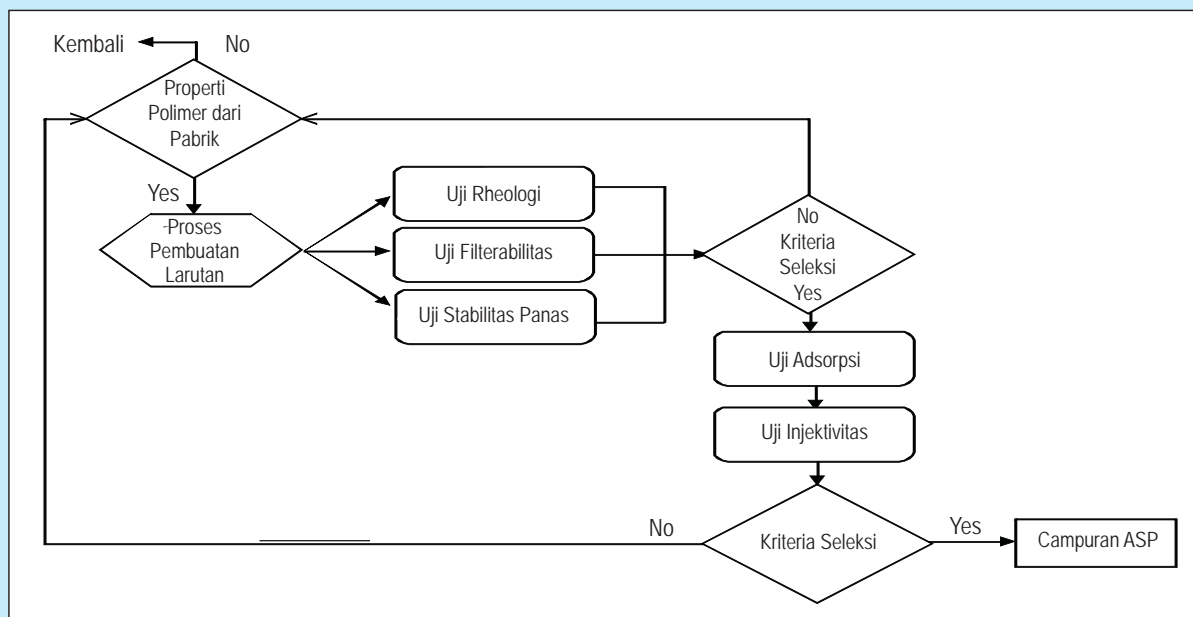
Agar dipilih juga reservoir yang tidak mempunyai *thief zone* seperti: rekahan, kontras permeabilitas yang tinggi, *active water drive* karena hal tersebut akan mempercepat terjadinya *breakthrough* dan mengurangi efisiensi penyapuan.

#### c. Pemilihan Area

Pemilihan area dapat meliputi luas area minimal satu pola (*pattern*). Area yang dipilih harus mempunyai properti fluida dan batuan yang dapat mewakili seluruh lapangan apabila nantinya akan dilakukan *upscaling* untuk seluruh lapangan akan lebih mudah. Pola yang dipilih berdasarkan lokasi sumur-sumur saat ini, meskipun lebih dianjurkan

Tabel 2  
Kriteria Penyaringan Metode Injeksi Polimer (Sesudah Taber dkk., 1996)

No	Sifat Minyak		Metoda Injeksi
	Karakteristik Reservoir		Micelar/ Polimer, ASP dan Alkali
1	Gravity Minyak	°API	> 15
2	Viskositas Minyak	cp	< 150, >10
3	Komposisi		NC
4	Saturasi Minyak	%	> 50 ↗ 80 ↗
5	Jenis Formasi	SS/CB	Disukai SS
6	Ketebalan lapisan	ft	NC
7	Permeabilitas rata-rata	mD	> 50 ↗ 800 ↗
8	Kedalaman	ft, ss	<9,000
9	Suhu Reservoir	°F	>200 ↘ 140



**Gambar 3**  
**Diagram alir uji polimer.**

untuk memakai pola *five spots* atau *four spots* dengan jarak sumur sekitar 125m (Zhu dkk., 2012) Koneksitas antar sumur harus cukup baik dengan didukung oleh data uji *tracer*, tekanan, dan produksi.

**Uji Penyaringan Laboratorium.**

Uji penyaringan yang terdiri dari uji penyaringan Alkali, Surfaktan, Polimer secara individu dan uji penyaringan campuran diantara keduanya (SP) atau ketiganya (ASP). Uji tersebut terdiri dari:

**a. Uji larutan Alkali.**

Larutan alkali harus mempunyai kompatibilitas terhadap air formasi dan air injeksi dengan tidak terjadi adanya endapan waktu dilakukan pencampuran sesuai dengan konsentrasi yang dikehendaki. Yang kedua pH diharapkan netral antara 7 sampai dengan 9 apabila pH nya terlalu tinggi akan mempunyai sifat korosif.

**b. Uji Larutan Polimer.**

Larutan polimer dibuat sesuai dengan viskositas yang dikehendaki agar dapat memperbaiki mobilitas ratio. Gambar-3 menunjukkan skema urutan uji penyaringan polimer (Sugihardjo 2011).

**c. Uji Larutan Surfaktan.**

Beberapa parameter uji larutan surfaktan juga dilakukan untuk mengetahui kemampuan surfaktan dalam menciptakan mekanisme pendesakan dengan penurunan tegangan antar muka mendekati ultra low interfacial tension. Gambar-4 menunjukkan diagram alir uji penyaringan larutan surfaktan (Sugihardjo, 2002, 2004; Sugihardjo dkk., 2008; Sugihardjo

2009, 2010, 2011; sugihardjo dkk., 2014). Uji wetabilitas dan imbibisi dilakukan untuk mengetahui apakah larutan surfaktan yang diseleksi mempunyai kapabilitas dalam merubah sifat kebasahan batuan. Diharapkan surfaktan mampu mengubah sifat kebasahan batuan dari cenderung basah minyak menjadi lebih suka air. Hal ini diketahui dengan uji kebasahan batuan setelah batuan direndam surfaktan dan juga uji imbibisi (Sugihardjo 2009, 2013).

**d. Uji Larutan SP/ASP.**

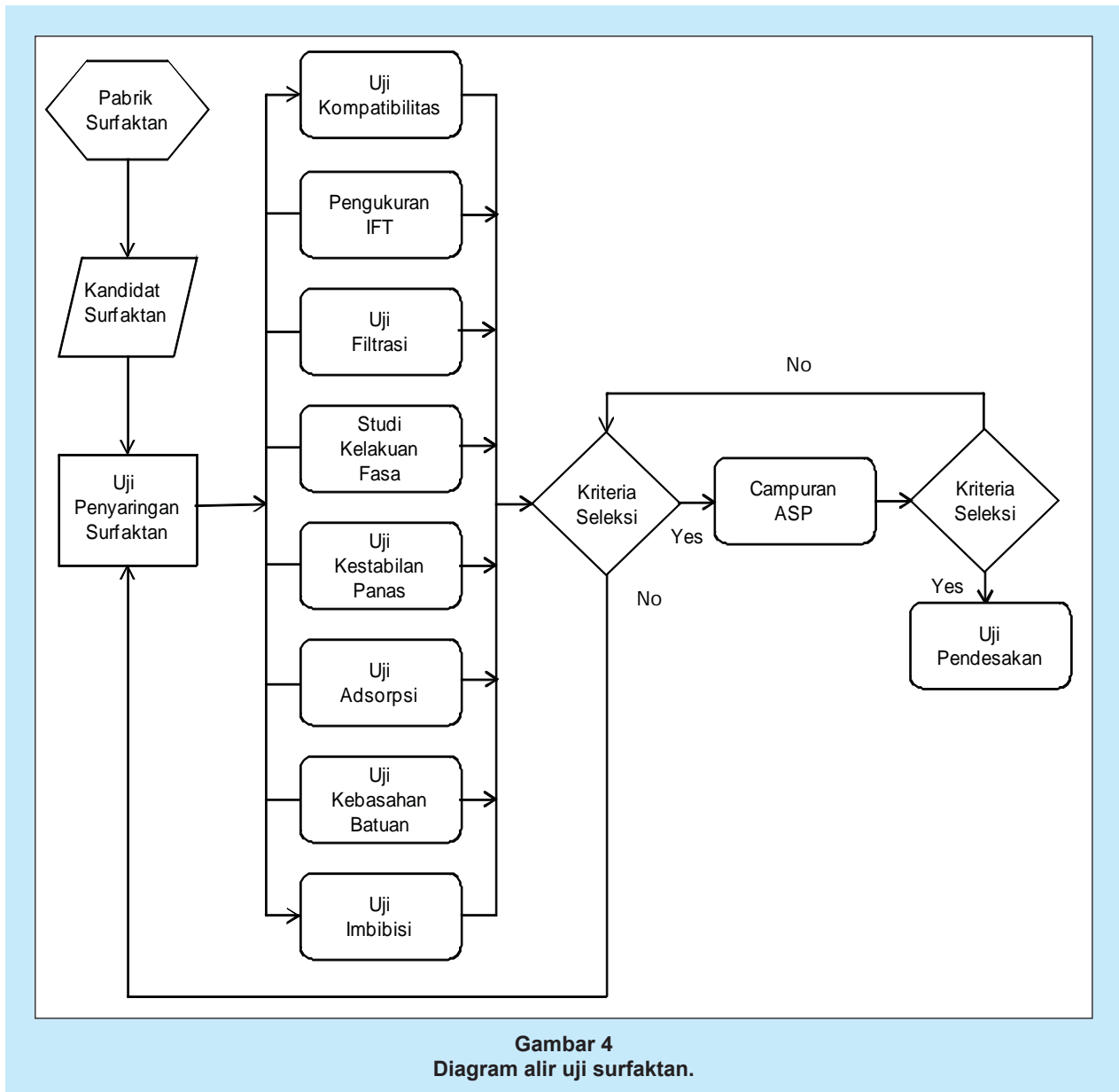
Interaksi antara bahan kimia, yang merupakan campuran SP atau ASP, harus mempunyai properti yang sama dengan properti individu bahan kimia tersebut. Aritnya kompatibilitas, IFT, viskositas dan properti yang lainnya sama dengan properti surfaktan dan polimer sebelum dicampur.

**Kriteria Uji Penyaringan Injeksi Kimia.**

Untuk dapat melakukan seleksi bahan kimia yang cocok dengan fluida dan batuan reservoir serta mempunyai kemampuan untuk memperbaiki mekanisme pendesakan sehingga dapat menaikkan produksi minyak maka perlu dilakukan standar kriteria uji penyaringan injeksi kimia. Standar kriteria uji penyaringan (Sugihardjo dkk., 2014) yang telah dirumuskan adalah sebagai berikut:

**Larutan Alkali.**

- Kompatibilitas (tidak ada endapan)
- Uji pH (disarankan netral, antar 7 sampai dengan 9)



#### Larutan Polimer.

- Uji filtrasi (*Filtration ratio*,  $FR < 1.2$ )
- Uji viskositas *versus shear rate*
- Uji kestabilan panas (viskositas *versus* suhu dan waktu), maksimal penurunan 20%
- Uji adsorpsi (sekitar 400  $\mu\text{g/g}$ )
- Uji injektivitas (penurunan permeabilitas maksimal rata-rata 20% untuk permeabilitas sedang-rendah, dan bisa lebih untuk permeabilitas tinggi)

#### Larutan Surfaktan.

- Uji kompatibilitas (tidak ada endapan)
- Pengukuran tegangan antar muka ( $10^{-3}$  dyne/cm atau lebih kecil)

- Kelakuan fasa (fasa tengah atau bawah)
- Uji kestabilan panas (stabil dalam waktu 3 bulan)
- Uji filtrasi (*Filtration ratio*,  $FR < 1.2$ )
- Uji adsorpsi (sekitar 400  $\mu\text{g/g}$ )

#### Uji larutan campuran ASP.

Meliputi parameter yang sama dengan yang dilakukan pada uji masing masing polimer dan surfaktan. Demikian juga harga dari hasil uji parameter mempunyai nilai yang sama dengan properti dari masing masing sifat bahan kimia tersebut.

#### Interaksi larutan kimia (alkali/surfaktan/ polimer) dengan batuan.

- Uji adsorpsi ASP dinamik (lebih kecil dari 400  $\mu\text{g/g}$ )

- Uji perubahan sifat kebasahan batuan (basah air lebih disukai)
- Uji imbibisi surfaktan (menunjukkan RF lebih besar dibandingkan dengan imbibisi air injeksi)
- Uji pendesakan batu inti (*core flooding*, menunjukkan RF setelah  $S_{or} \geq 15\%$  OOIP).

### III. HASIL DAN DISKUSI

Kriteria uji penyaringan injeksi kimia ini dibuat sebagai pedoman dalam menentukan harga parameter uji laboratorium yang disarikan dari beberapa penelitian di Lemigas seperti yang tercantum dalam daftar pustaka serta dari beberapa tulisan ilmiah SPE agar memenuhi kriteria yang diperlukan dalam implementasi injeksi kimia sehingga dapat diharapkan dapat memperbaiki mekanisme pendesakan dan dapat menaikkan perolehan minyak.

Namun demikian standar ini sifatnya hanya sebagai pedoman saja yang tidak kaku sehingga dapat dilakukan penyesuaian apabila diperlukan dan secara teknik dan ekonomi masih dapat dipertimbangkan. Kemudian pedoman ini harus selalu diperbarui sesuai dengan perkembangan teknologi. Beberapa kriteria dapat didiskusikan lebih lanjut sebagai berikut:

- Larutan alkali yang digunakan harus kompatibel dengan fluida reservoir terutama air formasi/injeksi dan tidak ada endapan yang terbentuk. PH diharapkan antara 7 (netral) sampai 9, apabila pH lebih tinggi fluidanya cenderung korosif. Namun apabila diperlukan pH lebih untuk mendapatkan fasa tengah surfaktan dan tidak terjadi korosi pada peralatan produksi, pH lebih dari 9 dapat ditoleransi.
- Larutan Polimer dengan kriteria diatas diharapkan tidak merusak/menurunkan permeabilitas batuan secara signifikan, viskositasnya stabil pada kondisi suhu reservoir dalam jangka waktu yang 3 sampai 6 bulan (tergantung jarak antara sumur injeksi dan produksi) dan stabil dengan adanya adsorpsi kedalam batuan. Harga parameter parameter filtration ratio,  $FR < 1.2$ ; uji kestabilan panas, maksimal penurunan 20%; uji adsorpsi, sekitar 400  $\mu\text{g/g}$ ; tersebut tidak "mati" namun dapat diberikan rentang harga dan secara teknis dan ekonomis masih bisa diterima.
- Parameter larutan surfaktan seperti kompatibilitas surfaktan dengan air injeksi/formasi adalah penting dan tidak boleh ada endapan.  $FR < 1.2$  adalah angka untuk menunjukkan bahwa surfaktan mampu diinjeksikan kedalam batuan

reservoir tanpa adanya friksi atau tersaring pada permukaan batuan (*sand face*) yang menyebabkan kerusakan larutan surfaktan itu sendiri. Pada kondisi larutan surfaktan satu fasa dan merupakan fasa kontinue maka larutan tersebut akan mampu melewati saringan dengan besaran 0.22 mikron.

- Sedangkan kelakuan fasa yang dicanangkan adalah fasa tengah namun demikian apabila terbentuk fasa bawah dengan IFT lebih kecil dari  $10^{-3}$  dyne/cm maka masih memenuhi kriteria. Uji kestabilan panas menunjukkan harga IFT yang stabil pada kondisi reservoir dalam waktu 3 sampai 6 bulan (tergantung jarak antara sumur injeksi dan produksi). Parameter lainnya seperti adsorpsi memang sedikit dapat diberikan toleransi dimana secara teknis dan ekonomis dapat diterima.
- Campuran ASP yang juga dilakukan uji parameter yang sama dengan parameter masing masing bahan kimia tidak menunjukkan penyimpangan yang signifikan, artinya nilai parameter uji sama dengan parameter uji polimer dan surfaktan. Harga viskositanya tidak mengalami penurunan demikian juga harga IFT dan kelakuan fasanya.
- Interaksi antara bahan kimia dengan batuan reservoir, yang meliputi adsorpsi dinamik, perubahan kebasahan batuan, imbibisi, dan *core flooding*. Pada uji terakhir ini sangat menentukan bahan kimia tersebut bisa digunakan di lapangan atau tidak meskipun pada uji parameter sebelumnya sangat bagus.

Terutama hasil core flooding harus menunjukkan hasil peningkatan perolehan minyak yang signifikan pada pendesakan batu inti pada kondisi saturasi minyak  $S_{or}$  (*residual oil saturation*). Sebagai angka acuan adalah  $RF \geq 15\%$ . Harga ini diambil dengan asumsi sebagai hasil pendesakan linier. Apabila efisiensi pendesakan vertikal dan areal masing masing 0.7 maka secara keseluruhan efisiensi pendesakan volumetrik sama dengan 0.49. Sehingga RF dari hasil core flooding terkoreksi menjadi  $RF \geq 7.5\%$ . Diharapkan dengan  $RF \geq 7.5\%$  secara ekonomis dapat menghasilkan keuntungan.

### IV. KESIMPULAN DAN SARAN

Kriteria uji penyaringan injeksi kimia ASP sangat diperlukan agar dapat digunakan sebagai acuan untuk menentukan besaran parameter uji yang diperlukan untuk seleksi laboratorium bahan kimia yang akan digunakan untuk injeksi kimia dalam rangka implementasi EOR.



Bahan kimia yang terseleksi akan kompatibel dengan fluida dan batuan reservoir, tidak terjadi endapan dan tidak merusak properti reservoir, mempunyai harga parameter yang dikehendaki untuk memperbaiki mekanisme pendesakan sehingga dapat meningkatkan perolehan minyak.

Kriteria dan harga parameter uji tidak “mati” namun ada rentang harga yang secara teknis dan ekonomis dapat diterima. Berapa rentang harga yang dapat diterima, untuk masing masing bahan kimia dan lapangan minyak akan berbeda beda. Hal ini dapat ditentukan dengan percobaan laboratorium secara intensif dan simulasi reservoir menggunakan *software*.

## KEPUSTAKAAN

- Hestuti Eni, dan Sugihardjo. November 2008.** Reactivation of Mature Field by Chemical Injection, Presented at IATMI national Symposium and Congress X.
- Laporan DIPA. 2013.** Uji Coba Sumuran Surfaktan Lemigas Berbasis MES Dengan Metode Huff And Puff Sebagai Persiapan Aplikasi EOR.
- Sugihardjo. 1996.** Investigation of the Reaction between Various Core Samples and Alkaline as the Preparation of Alkaline Flood, Lemigas Publication No.3.
- Sugihardjo. 1998.** Increasing Oil Recovery Through Alkaline Flood, JTMGB.
- Sugihardjo. 1999/2000.** Increasing Oil Recovery through Low-Tension Polymer Flooding, Lemigas Scientific Contribution to petroleum Science & Technology, No. 2.
- Sugihardjo. 2001.** Phase behavior of a mixture of reservoir fluid and injected surfactant for Enhanced Water Flooding implementation, presented at Symposium VII IATMI, Yogyakarta, and published in the Proceedings, ISBN: 979-8918-31-2.
- Sugihardjo. 2002.** Optimum formulation of a mixture of Surfactant, brine, and oil, published in Lemigas publication Number 3, ISSN. 0125-9644.
- Sugihardjo. 2004.** Phase behavior and interfacial tension determination of a mixture of oil-Surfactant-co surfactant-brine, Lemigas publication Volume 38 No.1, ISSN. 0125-9644.
- Sugihardjo. October 2007.** Interfacial Tension between Injecting Fluid and Reservoir Oil at Elevated Pressure and Temperature, published in LEMIGAS Scientific Contributions to Petroleum Science & Technology magazine. ISSN: 0126 – 3501.
- Sugihardjo dan Edward Tobing. 2008.** Important Parameters of Fluid Injection Design in ASP EOR Project, Presented in IPA Annual Convention Jakarta.
- Sugihardjo. December 2008.** Surfactant Properties Evaluation For Chemical Flooding, Lemigas Scientific Contribution To Petroleum Science & technology, Volume 31, Number 3. ISSN : 0126 – 3501.
- Sugihardjo. April 2009.** Capillary Desaturation Curves for Evaluating Surfactant Performace by Core Flooding Experiments Lemigas Scientific Contribution To Petroleum Science & technology Volume 32, Number 1. ISSN: 0126 – 3501.
- Sugihardjo. April 2009.** Surfactant-Induced Wettability Alteration Lemigas Scientific Contribution To Petroleum Science & technology Volume 32, Number 1. ISSN: 0126 – 3501.
- Sugihardjo. Agustus 2010.** Screening Test of Surfactant for chemical Injection Lemigas publication Volume 44, Number 2., ISSN : 0125 – 9644.
- Sugihardjo. September 2011.** Polymer Properties Determination For Designing Chemical Flooding, Lemigas Scientific Contribution To Petroleum Science & technology Volume 34, Number 2., ISSN: 2089 – 3361.
- Sugihardjo. August 2013.** A Study of Spontaneous Imbibition Recovery Mechanism of Surfactant Formulated from Methyl Ester Sulfonates, Lemigas Scientific Contribution To Petroleum Science & technology Volume 36, Number 2. ISSN: 0126 – 3501.
- Sugihardjo dan Hestuti Eni. April 2014.** Substitution of Petroleum Base with MES Base Surfactant For EOR: Laboratory Screening. Scientific Contributions Oil & Gas, Volume 37, Number 1. ISSN: 2089-3361. LEMIGAS Research and Development for Oil and Gas Technology.
- Taber, J.J., F.D. Martin and R.S. Seright. 21-24 April 1996.** EOR Screening Criteria Revisited. SPE/DOE 35385, presented at the SPE/DOE 10th Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma. p. 387-415.
- Zhu Y., Hou, W., Liu, W., Ma, D., and Liao, Q. 2012.** Recent Progress and Effects Analysis of ASP Flooding Field Tests, SPE 151285.