

KAJIAN LABORATORIUM MENGENAI KETERBASAHAN BATUAN PADA RESERVOIR YANG MENGANDUNG MINYAK PARAFIN PADA PROSES IMBIBISI

Siti Kartika, Sugiarto Kasmungin
Program Studi Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti

Abstrak

Setelah sumur produksi kehilangan tenaga dorong alamiah nya, dibutuhkan tenaga dorong bantuan agar tetap dapat memperoleh minyak. Salah satu metode yang dapat dilakukan pada tahapan *secondary recovery* ini adalah menggunakan surfaktan. Surfaktan bertujuan untuk membantu meningkatkan produksi minyak dikarenakan dapat mengurtangi tegangan antarmuka sehingga diharapkan mampu mendorong minyak kepermukaan. Pada penelitian ini, dilakukan percobaan di laboratorium untuk mengetahui konsentrasi surfaktan terhadap peningkatan perolehan minyak (*recovery factor*) pada proses imbibisi dengan salinitas tinggi. Diharapkan dari hasil percobaan tersebut, dapat diketahui besar konsentrasi surfaktan dan nilai salinitas yang ideal sehingga dapat meningkatkan perolehan minyak (*recovery factor*). Pada percobaan ini digunakan masing-masing delapan konsentrasi NaCl dan empat salinitas. Larutan brine NaCl 0.25%, brine NaCl 0.50%, brine NaCl 0.75%, brine NaCl 1%, brine NaCl 1.25%, brine NaCl 1.50%, brine NaCl 1.75%, dan brine NaCl 2% (5000 ppm, 10000 ppm 15000 ppm, dan 20000 ppm) dihitung nilai densitas, viskositas, dan tegangan permukaan. Tiap konsentrasi surfaktan dicampurkan dengan empat salinitas yang berbeda antara lain 5000 ppm, 10000 ppm 15000 ppm, dan 20000 ppm lalu dihitung tegangan antarmuka tiap larutannya. Setelah itu masing-masing core dilihat perkembangan dari hari ke hari untuk mengetahui hasil pendesakan minyak untuk dihitung nilai *recovery factor*nya. Pada salinitas 5000ppm diperoleh nilai *recovery factor* tertinggi yaitu sebesar 2.05%.

Kata kunci: Surfactant, brine, reservoir, tension

Pendahuluan

Di dalam dunia perminyakan, sering terjadi penurunan produksi minyak yang terjadi hampir di seluruh lapangan sementara bukanlah hal mudah menemukan cadangan minyak dari lapangan baru. Meningkatnya kebutuhan energi dalam negeri dan tingginya harga minyak dunia mengharuskan teknologi pengurusan tahap lanjut (EOR) mutlak untuk diimplementasikan pada lapangan-lapangan minyak tua yang masih mempunyai sisa minyak cukup banyak di dalam reservoir mempunyai sisa minyak cukup banyak di dalam reservoir.

Penurunan produksi dari reservoir bisa disebabkan karena beberapa hal, tegangan antarmuka (IFT) minyak air serta sempitnya pori-pori batuan pada reservoir merupakan salah satu faktor yang menentukan seberapa besar maksimal hasil dari proses pendesakan minyak. Jika pendesakan tersebut tidak bisa lagi dilakukan secara maksimal dengan menggunakan injeksi pada tahap *secondary recovery*, maka digunakan injeksi kimia pada tahap yang lebih lanjut atau biasa disebut dengan Enhanced Oil Recovery (EOR).

Pada tahap EOR, injeksi kimia berfungsi untuk merubah karakteristik dari reservoir. Salah satu jenis dari EOR adalah dengan menggunakan surfaktan. Tujuan digunakan surfaktan ini ditujukan untuk menurunkan tegangan antarmuka (IFT) minyak air di dalam reservoir

Problem Statement

Permasalahan yang timbul dalam penelitian ini adalah untuk mengetahui penggunaan surfaktan terhadap salinitas rendah pada reservoir. Sehingga dilakukan percobaan ini yaitu dengan metode imbibisi core pada salinitas tinggi dengan menggunakan surfaktan jenis Tween 80. Dengan percobaan ini akan diperoleh hasil dari *recovery factor* (RF).

Teori Dasar

Memproduksi hidrokarbon secara maksimal sangat penting bagi sebuah perusahaan migas. Tahap di dalam memproduksi hidrokarbon dari reservoir dibagi menjadi 3 tahapan produksi, yaitu Primary Recovery, Secondary Recovery, dan Tertiary Recovery. Primary Recovery merupakan tahapan awal dalam memproduksi minyak. Pada tahapan Primary Recovery, reservoir diproduksi hanya dengan menggunakan tenaga dorong alami dari reservoir itu sendiri tanpa menggunakan artificial lift apapun.

Semakin lama reservoir diproduksi, maka suatu saat kemampuan tenaga dorong alami dari reservoir tersebut akan berkurang dikarenakan menurunnya tekanan dari reservoir tersebut. Berkurangnya kemampuan dari tenaga dorong akan berdampak pada penurunan produksi, oleh karena itu dibutuhkan tahapan produksi selanjutnya yaitu Secondary Recovery.

Setelah tahapan Secondary Recovery tidak lagi optimal maka dilakukan tahapan yang lebih lanjut, yaitu Tertiary Recovery. Pada tahap tersebut atau biasa disebut EOR (Enhanced Oil Recovery), usaha untuk menekan tingkat perolehan minyak dari reservoir dilakukan dengan cara menginjeksikan fluida maupun energy dari luar ke dalam reservoir dengan tujuan agar mampu merubah karakteristik dari reservoir itu sendiri sehingga tingkat perolehan hidrokarbonnya akan lebih maksimal.

Karakteristik dari reservoir itu sendiri meliputi karakteristik dari batuan reservoir dan karakteristik dari fluida reservoir. Dan untuk selanjutnya dilihat juga karakteristik dari fluida injeksi EOR nya, dalam Penelitian ini menggunakan fluida injeksi Surfaktan dan Co-Surfaktan

Hasil dan Pembahasan

Serangkaian penelitian yang dilakukan pada penelitian ini dimaksudkan untuk menganalisa pengaruh penambahan konsentrasi pada larutan surfaktan terhadap proses imbibisi. Analisa ini ditujukan untuk melihat pengaruh *core* sebagai representasi reservoir terhadap kinerja surfaktan dalam berbagai komposisi. Komposisi surfaktan yang divariasikan adalah perbedaan konsentrasi dan jenis surfaktan. Baik atau buruknya kinerja surfaktan ditunjukkan oleh jumlah perolehan minyak setelah proses imbibisi.

Surfaktan yang digunakan pada injeksi ini adalah non ionik surfaktan, jenis surfaktan yang digunakan sebagai co-surfaktan untuk meningkatkan kelarutan fasa. Meskipun nonionik surfaktan lebih toleransi terhadap salinitas tinggi, namun fungsi non ionik surfaktan untuk penurunan tegangan antarmuka tidak sebaik pada anionik surfaktan. Jumlah keseluruhan sample larutan yang digunakan adalah 32 sampel larutan yang terdiri dari 4 variasi salinitas dengan nilai 5000ppm, 10000ppm, 15000ppm, dan 20000ppm serta 8 variasi konsentrasi Tween 80 dengan nilai 0.25%, 0.50%, 0.75%, 1%, 1.25%, 1.5%, 1.75%, dan 2%. Dari 32 sampel larutan tersebut dilakukan 288 penelitian. Analisa penelitiannya meliputi sifat-sifat fisik fluida seperti viskositas, densitas, dan tegangan antarmuka. Penelitian juga dilanjutkan dengan merendam *core* didalam *wettability tube*. Hasil dari pengukuran densitas pada larutan brine dengan surfaktan tween 80 menunjukkan peningkatan nilai densitas larutan dengan semakin besarnya konsentrasi surfaktan pada larutannya. Hal ini terlihat dari hasil densitas semakin besar konsentrasi larutannya maka densitas larutannya akan cenderung naik. Hasil densitas tertinggi ada pada larutan brine 20000ppm dengan konsentrasi 0.25 % memiliki nilai densitas 1.064 gr/cc, hasil densitas terendah pada larutan brine 5000ppm yang dengan 2 % memiliki nilai densitas 1.028 gr/cc. Hasil analisa viskositas yang dilakukan pada larutan brine dengan surfaktan Tween 80. Semakin besar konsentrasi larutannya maka viskositas larutan surfaktan tersebut akan semakin besar. Analisa ini berdasarkan hasil pengamatan dari viskositas larutan surfaktan Tween 80 dengan hasil viskositas terendah pada larutan brine 5000ppm dengan konsentrasi surfaktan 0.25% memiliki nilai viskositas 0.94 cp

sedangkan hasil viskositas tertinggi yaitu larutan brine 20000ppm dengan konsentrasi surfaktan 1.5% memiliki nilai viskositas 1 cp. Hasil analisa pengukuran tegangan antarmuka atau *interfacial tension* (IFT) semakin besar konsentrasi larutan surfaktan maka nilai dari tegangan antarmuka larutan tersebut akan semakin rendah serta semakin panas larutannya semakin rendah nilai IFTnya. Nilai IFT terendah pada larutan brine 5000ppm terdapat pada konsentrasi 1.5% dengan nilai IFT 34 pada suhu ruangan, 28 pada suhu 80°C, dan 26 pada suhu 60°C. Nilai IFT terendah pada larutan brine 10000ppm terdapat pada konsentrasi 1.5% dengan nilai IFT 34.5 pada suhu ruangan, 25.5 pada suhu 80°C dan 23.5 pada suhu 90°C. Nilai IFT terendah pada larutan brine 15000ppm terdapat pada konsentrasi 2% dengan nilai IFT 34.5 pada suhu ruangan, 28 pada suhu 80°C dan 26 pada suhu 90°C. Nilai IFT terendah pada larutan brine 20000ppm terdapat pada konsentrasi 2% dengan nilai IFT 34.5 pada suhu ruangan, 26 pada suhu 80°C dan 25 pada suhu 90°C.

Peningkatan suhu memberikan pengaruh pada penurunan nilai viskositas 0,3% sampai 19%, karena semakin tinggi suhu maka akan semakin rendah nilai viskositas. Hubungan tersebut berlaku pada semua larutan dengan masing-masing konsentrasinya. Salah satunya dibuktikan pada pengukuran larutan brine 5000ppm dengan konsentrasi surfaktan 0.25% menghasilkan nilai viskositas terendah 0,94cp pada suhu ruangan, 1.24cp pada suhu 80°C, 1.32cp pada suhu 90°C.

Penurunan viskositas tersebut disebabkan oleh pemanasan zat cair menyebabkan molekul- molekulnya memperoleh energi dan dapat bergerak sehingga gaya interaksi antar molekulnya melemah. Analisa sifat fisik lainnya dilakukan terhadap densitas larutan. Pengaruh konsentrasi dan suhu terhadap nilai densitas sama dengan pengaruh konsentrasi dan suhu pada viskositas bahwa nilai densitas dengan peningkatan suhu akan menurun antara 5% sampai 25%. seiring dengan bertambahnya konsentrasi dan peningkatan suhu.

Penurunan nilai densitas seiring dengan bertambahnya suhu dibuktikan dengan pengukuran larutan surfaktan yang menghasilkan densitas tertinggi pada larutan brine 20000ppm dengan konsentrasi 0.25 % memiliki nilai densitas 1.064 gr/cc pada suhu ruangan dan densitas terendah pada larutan brine 5000ppm yang dengan 2 % memiliki nilai densitas 1.012 gr/cc pada suhu 90°C.

Penurunan tersebut disebabkan oleh peningkatan suhu yang mengakibatkan penguapan sehingga massa berkurang. Tegangan antar muka diamati pada larutan brine dengan surfaktan Tween 80 yang menunjukkan nilai yang terus menurun dengan bertambahnya konsentrasi surfaktan. Yang dapat ditunjukkan dengan hasil pengukuran larutan brine 5000ppm dengan surfaktan Tween 80 secara berturut-turut untuk konsentrasi 0.25%, 0.5%, 0.75%, 1%, 1.25%, 1.5%, 1.75% dan 2,0% adalah 35 dyne/cm, 35 dyne/cm, 35 dyne/cm, 35 dyne/cm, 35 dyne/cm, 34 dyne/cm, 34 dyne/cm, dan 35 dyne/cm. Penurunan tegangan antarmuka tidak akan terjadi seterusnya melainkan akan berhenti ketika telah mencapai Konsentrasi Misel Kritis (KMK). Adapun pengaruh suhu pada nilai tegangan antar muka akan semakin rendah dengan penurunan 23 % sampai 50%.

Terdapat empat set *core* yang memiliki porositas tidak jauh berbeda yang direndam dalam parafin selama 3 hari untuk kemudian akan direndam dalam larutan brine 5000ppm, 10000ppm, 15000ppm, dan 20000ppm. Core 1 di rendam dengan larutan brine 5000ppm dengan konsentrasi surfaktan 1.5%, Core 2 di rendam dengan larutan brine 10000ppm dengan konsentrasi surfaktan 1.5%, Core 3 di rendam dengan larutan brine 15000ppm dengan konsentrasi surfaktan 2%, Core 4 di rendam dengan larutan brine 5000ppm dengan konsentrasi surfaktan 2%. Hasil yang diberikan dari *core* yang direndam dengan larutan surfaktan dengan salinitas lebih rendah baik dibandingkan dengan *core* yang direndam dengan surfaktan dengan salinitas lebih tinggi. Hal ini dibuktikan dengan hasil dari penelitian menggunakan *wettability tube* larutan surfaktan tween 80 konsentrasi 2,0% mendapatkan hasil 0,52% sedangkan larutan brine 0,34%.

Kesimpulan

Berdasarkan hasil pembahasan yang telah dilakukan sebelumnya, maka didapat beberapa kesimpulan diantaranya :

1. Larutan surfaktan Tween 80 dengan konsentrasi 1.5 % memiliki tegangan antar muka yang terendah di antara larutan-larutan lainnya. Hasil dari analisa surfaktan penurunan tegangan antar muka (IFT) pada larutan surfaktan Tween80 dengan salinitas 15000 ppm, 20000 ppm, dan 25000 ppm akan terus menurun seiring dengan bertambahnya konsentrasi surfaktan dan dengan adanya peningkatan suhu tegangan antarmuka akan tetap sama terus menurun nilai IFT nya. Larutan brine 10000ppm dengan konsentrasi surfaktan 1.5 % memiliki tegangan antar muka yang terendah di antara larutan-larutan lainnya. Hasil dari analisa surfaktan penurunan tegangan antar muka (IFT) pada larutan berine 5000ppm, 10000ppm 15000ppm, dan 20000ppm akan terus menurun seiring dengan bertambahnya konsentrasi surfaktan dan dengan adanya peningkatan suhu tegangan antar muka akan tetap sama terus menurun nilai IFT nya.
2. Peningkatan suhu memberikan pengaruh pada penurunan nilai viskositas, semakin tinggi suhu maka semakin rendah nilai viskositas. Hal ini terbukti dengan pengukuran larutan surfaktan yang menghasilkan densitas tertinggi pada larutan brine 20000ppm dengan konsentrasi 0.25 % memiliki nilai densitas 1.064 gr/cc pada suhu ruangan dan densitas terendah pada larutan brine 5000ppm yang dengan 2 % memiliki nilai densitas 1.012 gr/cc pada suhu 90°C. Hal ini disebabkan oleh pemanasan zat cair menyebabkan molekul-molekulnya memperoleh energi dan dapat bergerak, sehingga interaksi antar molekul melemah.
3. Peningkatan suhu memberikan pengaruh pada penurunan nilai densitas, semakin tinggi suhu maka semakin rendah nilai densitas. Hal ini terbukti dengan pengukuran larutan surfaktan yang menghasilkan densitas tertinggi pada larutan brine 20000ppm dengan konsentrasi 0.25 % memiliki nilai densitas 1.064 gr/cc pada suhu ruangan dan densitas terendah pada larutan brine 5000ppm yang dengan 2 % memiliki nilai densitas 1.012 gr/cc pada suhu 90°C.
4. Konsentrasi surfaktan memiliki pengaruh yang besar terhadap pertambahan minyak sisa agar lebih optimal terlihat pada perolehan larutan dengan konsentrasi surfaktan 2,0% mendapatkan perolehan minyak 0,52 % selama empat hari pengamatan..

Daftar Simbol

- \emptyset = Porositas, %
 PV = Volume pori batuan, cc
 BV = Volume total batuan, cc
 GV = Volume butiran, cc
 K = Permeabilitas, Darcy
 q = Laju alir fluida, cm³/sec
 μ = Viscositas fluida, cp
 A = Luas permukaan batuan, cm²
 L = Panjang batuan, cm
 P = Beda tekanan, atm
 kf = Permeabilitas absolut, Darcy
 keff = Permeabilitas efektif, Darcy
 kr = Permeabilitas relatif, Darcy
 Sw = Saturasi air, %
 So = Saturasi minyak, %
 Sg = Saturasi gas, %
 Np = Kumulatif produksi minyak, STB

N = Cadangan minyak awal ditempat, STB
 Bo = Faktor volume formasi minyak, RB/STB
 Boi = Faktor volume formasi minyak awal, RB/STB
 Swi = Saturasi air awal,%
 A = Tegangan antarmuka, dynes/cm
 θ = Sudut Kontak, derajat
 so = Energi antarmuka antara padatan dan minyak, dyne/cm
 sw = Energi antarmuka antara padatan dan fluida, dyne/cm
 swo = tegangan antarmuka antara fluida dan minyak, dyne/cm
 p = Densitas, lb/ft²
 m = Massa, lb
 V = Volume, ft³
 P = Tekanan, psi
 Z = Faktor deviasi gas
 R = Konstanta gas, 10.75 ft³ psi/lbmol^oR
 T = Suhu, ^oR
 Mw = Berat molekul, lbm/lb-mol

Daftar Pustaka

Ayirala, C. Subash : Surfactant-Induced Relative Permeability Modifications For Oil Recovery 80 Konsentrasi 2% pada core 2

Enhancement, Thesis, Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College. Louisiana. 2002.

Green, D.W. and Willhite, G.P : "Enhanced Oil Recovery," SPE Textbook Series Vol.6.

Hutomo, Ditya : Mekanisme Perolehan Oleh Surfaktan dalam Proses Penyapuan Minyak dan Faktor Perolehan Minyak pada Model Fisik 2D (Unconsolidated Sandpack) dengan Metode Injeksi Surfaktan Berpola 5-Titik, Penelitian, TM-ITB, Bandung. 2001

Irham, Syamsul dan Mulia Ginting, "Penuntun Praktikum Analisa Batuan Reservoir", Universitas Trisakti, Jakarta, 2004

Maurich, D : Evaluasi Laboratorium terhadap Beberapa Parameter Usulan yang Penting dalam Mendisain Injeksi Surfaktan Untuk Meningkatkan Perolehan Minyak (EOR), Tesis, Bandung. (2009).

Sheng, J. James. 2011. "Modern Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice," Gulf Professional Publishing. USA.

Santana, Vanessa Cristina and Tereza Neuma, "The Use Of Microemulsion System in Oil Industry ", Fedral University of Rio Grande do Norte, Brazil.

Sumantri, R., "Teknik Reservoir", Diktat Kuliah, Teknik Perminyakan Universitas Trisakti, Jakarta, 1998.

Siregar, Septorotmo, "Teknik Peningkatan Perolehan (Enhanced Oil Recovery)", Institut Teknologi Bandung, Bandung, 2000.