

Kompatibilitas Fluida Injeksi dan Formasi Batuan pada Reservoir dengan Injeksi Air

Oleh :

Sugihardjo

I. PENDAHULUAN

Jutaan barel tambahan produksi minyak dapat diperoleh dari injeksi air, yang merupakan salah satu metode peningkatan perolehan minyak yang murah. Oleh karena itu mengoptimasi injeksi air merupakan tahap yang sangat penting agar diperoleh produksi yang optimal.

Pada proses peningkatan perolehan minyak sekunder maupun tersier akan terjadi interaksi antara fluida injeksi dan fluida reservoir maupun batuan reservoir. Oleh karena itu perlu dilakukan kajian interaksi tersebut dan kemungkinan terjadinya kerusakan formasi (*formation damage*) sebelum pelaksanaan di lapangan. Bahkan, pada proses air formasi yang diinjeksikan kembali (*recycling*) masih perlu juga dilakukan analisis agar tidak terjadi kerusakan formasi. Kualitas air injeksi perlu dikontrol agar dapat diperoleh beberapa karakteristik yang diperlukan, seperti: tidak adanya padatan terlarut yang dapat menyebabkan korosi atau pembentukan *scale*, tidak ada reaksi yang merugikan terhadap batuan dan fluida reservoir, tidak ada kandungan mikroba atau bakteri yang dapat tumbuh pesat, tidak merusak kualitas minyak, tidak ada kandungan yang berbahaya dan merusak lingkungan, dan jumlah air yang tersedia mencukupi.

Air injeksi dan air formasi yang mempunyai komposisi kimia dan konsentrasi sangat berbeda akan mempunyai potensi besar untuk terjadinya kerusakan formasi terutama di zona injeksi. Selain itu, reaksi antara kandungan kimia kedua fluida tersebut dapat menyebabkan terjadi presipitasi endapan *scale*. *Scale* dapat menyebabkan terjadinya penurunan injektivitas sumur, kerusakan formasi dan kerusakan peralatan. *Scale* yang umum terjadi adalah kalsium karbonat, kemudian yang lainnya seperti: feri oksida, fero karbonat, fero sulfida; kalsium sulfat, dan barium sulfat. proses interaksi antara fluida injeksi dan fluida reservoir tidak akan dibahas lebih lanjut, di sini hanya akan dipaparkan masalah kompatibilitas air injeksi dan batuan reservoir.

II. KERUSAKAN FORMASI

Interaksi antara air injeksi dan batuan reservoir kemungkinan dapat menyebabkan kerusakan formasi dan terjadinya penurunan permeabilitas batuan, terutama terjadi pada batuan yang mengandung mineral lempung yang tinggi, reservoir dengan permeabilitas rendah, dan reservoir yang tidak kompak. Penurunan permeabilitas di sekitar lubang sumur yang terutama menyebabkan terjadinya penurunan produksi yang tajam.

Penurunan permeabilitas yang umum disebabkan oleh adanya migrasi butiran halus. Mekanisme terjadinya migrasi butiran halus disebabkan, yang pertama, adanya pengembangan lempung, deflokulasi lempung, alterasi mika, dan laju aliran kritis. Kedua, dapat juga disebabkan adanya presipitasi mineral. Suhu, komposisi air injeksi, laju injeksi, pH, kandungan mineral batuan adalah variabel yang dapat menciptakan mekanisme di atas.

Secara ringkas dapat disebutkan ada 3 mekanisme yang menyebabkan interaksi air injeksi dan batuan reservoir, yaitu:

1. Migrasi butiran halus mekanis. Terjadinya penurunan permeabilitas yang disebabkan butiran halus yang menempel pada dinding rongga pori terlepas oleh laju aliran yang melebihi aliran kritis. Butiran tersebut dalam jumlah besar dapat menyumbat leher pori batuan.
2. Sensivitas air garam. Beberapa mineral lempung sangat sensitif terhadap komposisi dan kekuatan ion air di sekitarnya. Mineral smektit akan mengembang apabila bersentuhan dengan air tawar, sedangkan kaolinit akan terdispersi. Pengembangan tersebut dapat menyumbat formasi, akan tetapi yang sering terjadi adalah terlepasnya butiran halus karena pengembangan lempung. Selanjutnya, perubahan kadar garam yang drastis pada air injeksi juga dapat menyebabkan terlepasnya butiran halus (*salinity shock*).

3. Transformasi geokimia. Pelarutan, pengendapan, dan reaksi kimia dapat terjadi apabila fluida asing diinjeksikan ke dalam reservoir. Sebagai contoh kandungan karbonat dalam air dapat mengendap tatkala CO₂ terlepas di daerah sekitar lubang sumur karena adanya penurunan tekanan.

Terjadinya kerusakan formasi yang parah atau permanen disebabkan oleh adanya interaksi antara fluida injeksi dan fluida/batuan reservoir, oleh karena itu perlu adanya analisis, terutama fluida injeksi dan fluida/batuan reservoir. Rancangan air injeksi mengandung kation total dan atau kation divalen dengan konsentrasi yang mencukupi untuk mencegah terjadinya deflokulasi mineral lempung.

III. ANALISIS BATUAN

Karakteristik pengembangan lempung dan migrasi butiran halus sangat berbeda, tergantung dari jenis lempung yang terkandung pada batuan reservoir. Jenis, morfologi, distribusi dan prosentase mineral lempung merupakan faktor yang membedakan terjadinya derajat kerusakan formasi. Untuk mengetahui parameter tersebut perlu dilakukan beberapa kajian, yaitu:

1. Analisis difraksi sinar-X. Analisis ini dapat menentukan jenis dan prosentase kandungan mineral lempung. Tabel 1 menunjukkan hasil analisis difraksi sinar-X yang menggambarkan 2 jenis batuan dengan kandungan dan jenis lempung yang berbeda. Kedua batuan tersebut akan membutuhkan penanganan air injeksi yang berbeda.
2. Analisis SEM. Fotomikrograf SEM dapat memberikan gambaran secara rinci distribusi, morfologi, dan bentuk lempung pada level mikroskopik. Peralatan ini dapat juga membedakan jenis lempung yang mempunyai karakteristik yang sama. Selain itu analisis SEM dapat mengidentifikasi

mineral-mineral berukuran mikro di dalam pori serta karakteristik sistem pori yang berkembang di dalam suatu batuan.

3. Analisis sayatan tipis. Analisis ini dapat mengidentifikasi komposisi mineral, tekstur, proses diagenesis, dan porositas (besaran lubang pori dan leher pori).
4. Kurva tekanan kapiler. Kurva ini dapat digunakan untuk mengidentifikasi tipe lempung yang berada dalam batuan berbentuk *pore bridging clay*, *pore lining clay*, dan *discretely distributed clay*. Batu inti dengan lempung tipe *pore bridging* dapat mempunyai tekanan kapiler dan tekanan masuk (*entry pressure*) yang lebih tinggi pada saturasi yang sama dibandingkan dengan batu inti yang mempunyai *pore lining*. Sedangkan batu inti yang mempunyai *pore lining* masih mempunyai tekanan kapiler lebih tinggi dibandingkan dengan batu inti dengan lempung terdistribusi. Dengan demikian kurva tekanan kapiler dapat menentukan secara kasar distribusi dan morfologi kandungan lempung. Gambar 1 menunjukkan kurva tekanan kapiler pada batu inti dengan distribusi lempung yang berbeda.
5. Distribusi ukuran pori. Ukuran pori diukur dengan besaran mikron dan hasilnya disajikan dalam bentuk gambar prosentase distribusi ukuran pori dan kumulatifnya. Ukuran besaran pori sangat menentukan besaran partikel yang dapat melewatinya dan tidak terjadi penyumbatan. Gambar 2 menunjukkan kurva distribusi ukuran pori suatu percontoh batu inti.

IV. ANALISIS FLUIDA INJEKSI

Analisis komposisi kandungan garam fluida injeksi merupakan parameter yang paling penting, oleh karena jenis dan konsentrasi garam yang terlarut sangat

Tabel 1
Analisis difraksi sinar-X

No	Per contoh	Mineral lempung			Karbonat		Mineral-mineral			
		Illit	Kaolinit	Klorit	Kalsit	Siderit	Kuarsa	K-Felds.	Plagio.	Gypsum
1	Batu Pasir	1	1	-	-	-	94	4	tr	-
2	Batu Pasir Lempungan	7	12	5	1	1	72	-	1	1

berpengaruh terhadap terjadinya pengembangan lempung maupun terciptanya migrasi butiran halus. Beberapa parameter uji fluida injeksi adalah sebagai berikut:

1. Salinitas dan komposisi fluida injeksi. Salinitas merupakan ukuran kandungan garam suatu fluida. Pada umumnya kandungan garam dengan valensi tunggal maupun valensi ganda perlu diperhatikan, namun yang lebih penting adalah jumlah valensi ganda, seperti ion Ca^{++} dan Mg^{++} yang dapat mempengaruhi sensitivitas lempung terhadap

Tabel 2
Kandungan garam fluida injeksi

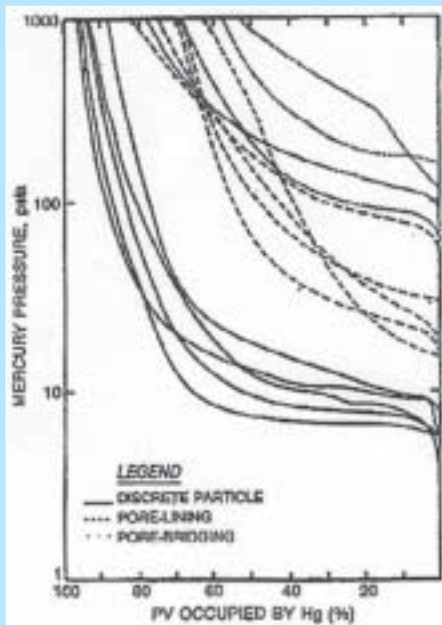
Komponen	meq/L	mg/L
Sodium	250,60	5.763,00
Kalsium	14,80	296,60
Magnesium	3,40	41,30
Klorida	255,00	9.041,50

deflokulasi maupun pengembangan. Tabel 2 adalah contoh analisis fluida injeksi yang dipersiapkan untuk suatu lapangan.

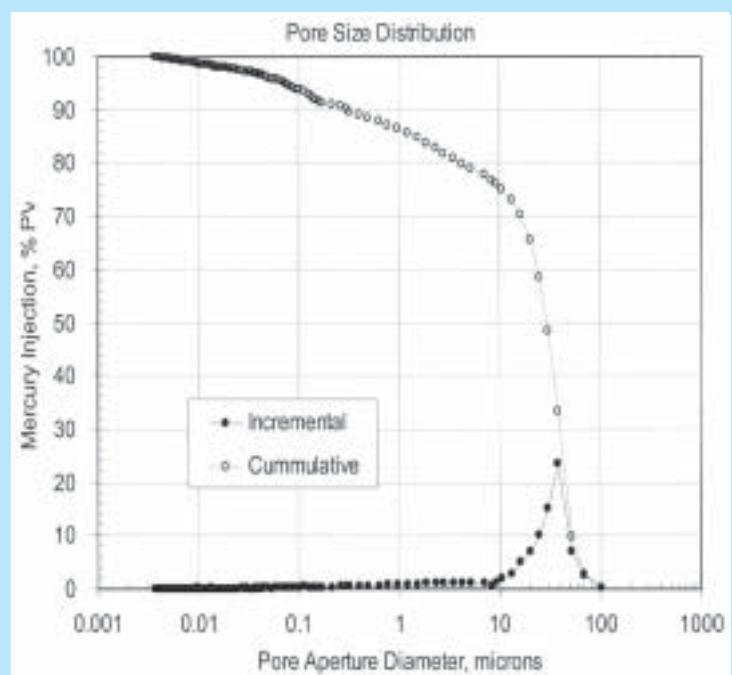
2. Distribusi ukuran kandungan partikel. Untuk mengetahui ukuran dan jumlah partikel yang terlarut dalam air injeksi perlu dilakukan analisis distribusi ukuran kandungan partikel. Kerusakan formasi dapat juga disebabkan adanya penyumbatan partikel yang terkandung dalam air injeksi. Gambar 3 adalah suatu contoh hasil analisis distribusi ukuran kandungan partikel. Menurut teori filtrasi, kerusakan formasi dapat disebabkan oleh penyumbatan partikel walaupun ukurannya lebih kecil dari leher pori. Partikel akan lolos melewati leher pori apabila ukuran leher pori tujuh kali lebih besar daripada ukuran partikel. Gambar 4 adalah gambar *overlay* antara distribusi ukuran partikel dan ukuran pori batuan yang dapat digunakan untuk memprediksi terjadinya penyumbatan.

V. SENSITIVITAS BATUAN TERHADAP FLUIDA INJEKSI

Untuk mengetahui sensitivitas batuan terhadap fluida injeksi, dengan indikasi adanya pengembangan



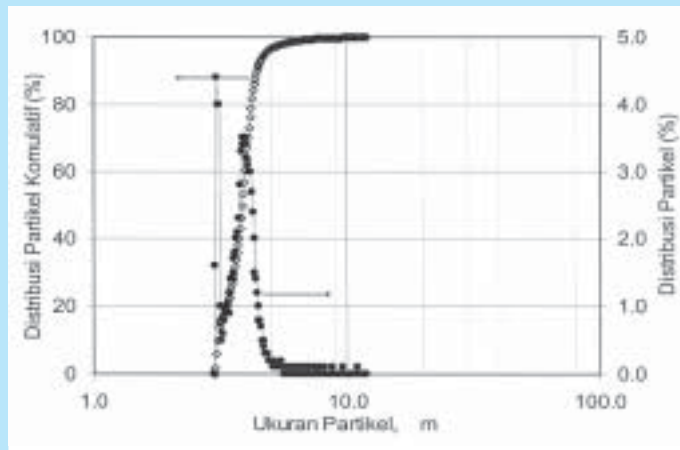
Gambar 1
Kurva tekanan kapiler untuk beberapa distribusi lempung (menurut Vitthal dkk, 1989)



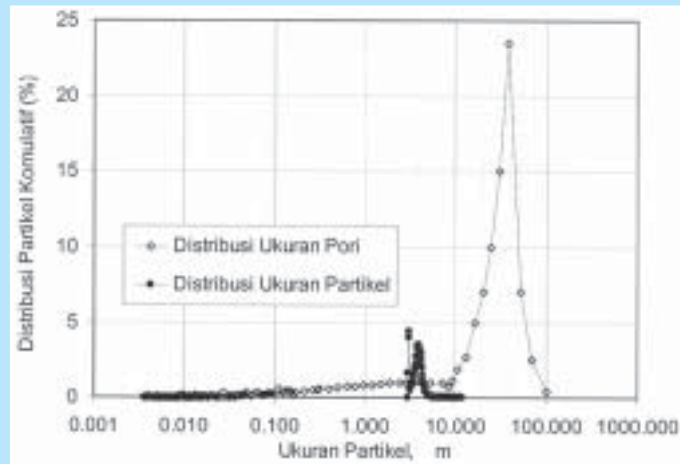
Gambar 2
Distribusi ukuran pori

lempung dan migrasi butiran halus, dapat dilakukan dengan beberapa metode yang dikemukakan oleh beberapa ahli. Ada 2 penemuan yang perlu dikemukakan di sini, yaitu:

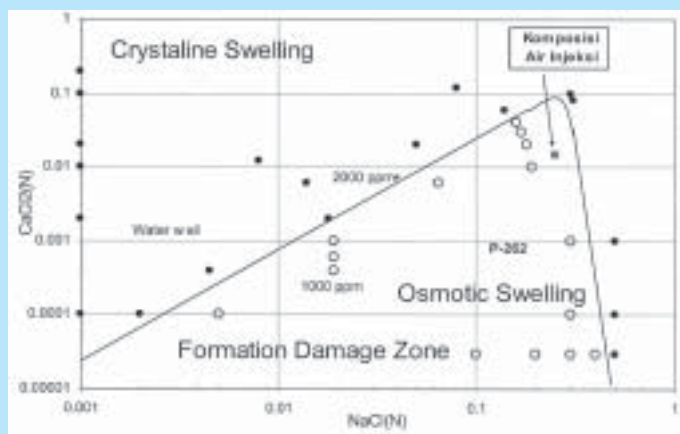
1. Diagram pengembangan lempung. Kandungan lempung terutama jenis monmorilonit dapat menyebabkan kerusakan batuan apabila diinjeksi dengan air tawar. Untuk mencegah timbulnya masalah tersebut perlu adanya tambahan sedikit ion seperti ion Na^+ dan Ca^{2+} dalam air injeksi. Zhou dkk. (1977) membuat diagram pengembangan lempung berdasarkan hubungan kandungan NaCl dan CaCl_2 dalam air formasi. Pada prinsipnya, lempung apabila bersentuhan dengan air akan mengembang. Pengembangan tersebut dapat dikategorikan menjadi 2 macam, yakni: *crystalline swelling* dan *osmotic swelling*. *Crystalline swelling* tidak menyebabkan kerusakan formasi, dan lain halnya dengan *osmotic swelling* yang dapat menyebabkan penyumbatan. Gambar 5 dapat digunakan untuk memprediksi adanya kerusakan formasi. Ternyata fluida injeksi yang direncanakan pada Tabel-2 berada di daerah *formation damage*, maka perlu ada penambahan ion agar berada di atas garis batas *formation damage*.
2. Kriteria kompatibilitas air injeksi. Gambar 6 dikemukakan oleh Scheuerman dkk. (1989), bahwasanya komposisi air injeksi dapat dibagi menjadi empat daerah komposisi. Daerah A, sebelah atas dan kanan garis salinitas flokulasi merupakan daerah kompatibel. Daerah B, air tidak cukup mempunyai kandungan kation total/divalen yang dapat mempertahankan flokulasi lempung, sehingga dapat menyebabkan kerusakan formasi. Semakin ke kiri maka potensi kerusakan semakin besar. Daerah C, fraksi pertukaran ion divalen sedikit di atas titik kritis, di mana kerusakan yang terjadi masih dapat ditoleransi. Pada



Gambar 3
Distribusi ukuran kandungan partikel



Gambar 4
Distribusi ukuran partikel dan pori



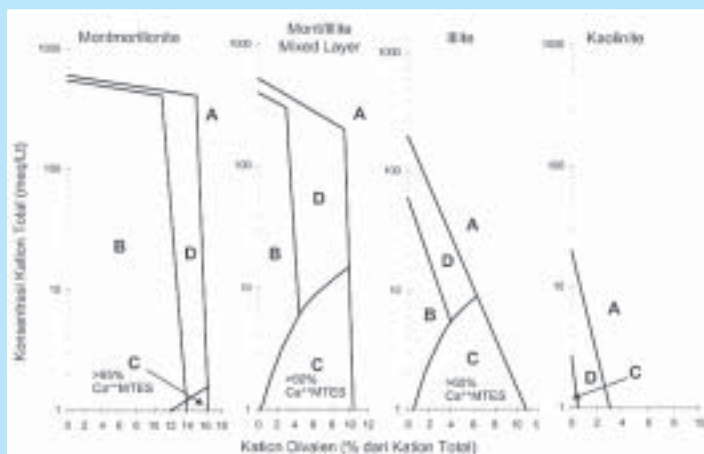
Gambar 5
Diagram pengembangan lempung (menurut Zhou dkk, 1977)

daerah ini sulit memperkirakan derajat kerusakan yang terjadi, maka sebaiknya merupakan pilihan terakhir. Daerah D, merupakan kondisi flokulasi lempung yang terjaga untuk beberapa kasus lapangan (dari beberapa pustaka). Daerah D ini masih memerlukan penelitian lanjut yang mendalam.

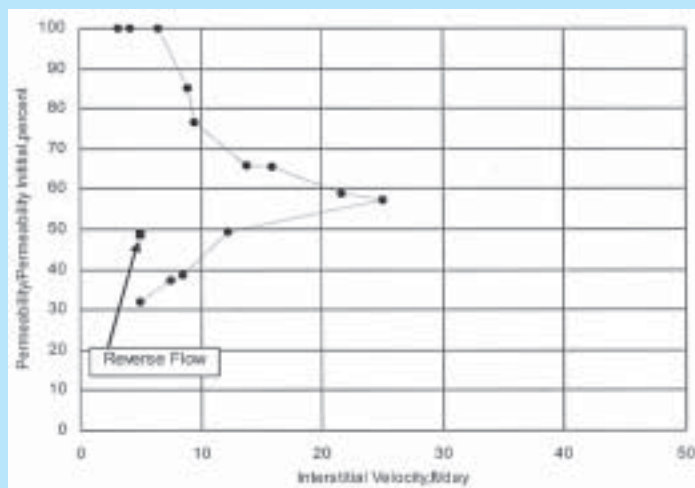
VI. KELAKUAN EMPIRIS

Analisis yang dipaparkan di atas dan prediksi berdasarkan korelasi dapat digunakan untuk melakukan pendekatan atau studi awal yang dapat menerangkan setiap kelakuan yang akan terjadi di laboratorium ataupun aplikasi lapangan. Namun untuk mengetahui karakteristik dan interaksi riil fluida injeksi terhadap batuan reservoir perlu dilakukan beberapa uji pendesakan, antara lain:

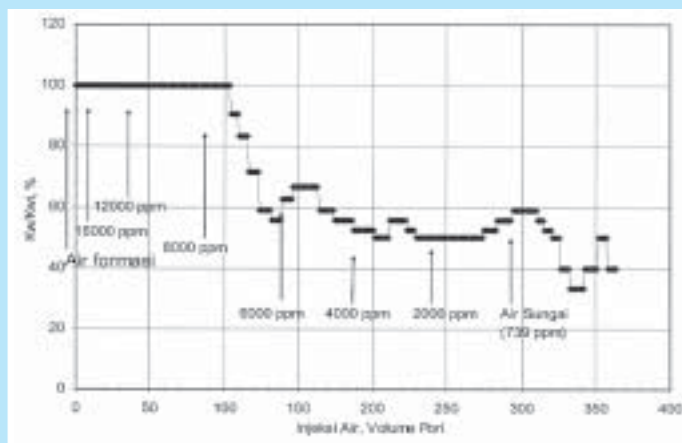
1. Uji laju aliran kritis (*critical flow velocity test*). Uji ini untuk mengetahui pada laju injeksi berapa batuan mengalami kerusakan. Gambar 7 menunjukkan hasil uji laju kritis, di mana batuan mengalami penurunan permeabilitas pada laju injeksi di atas 6,5 ft/hari. Untuk menghindari kerusakan formasi maka perlu dijaga laju injeksi tidak boleh melebihi dari 6,5 ft/hari.
2. Uji sensitivitas salinitas. Uji sensitivitas ini dilakukan dengan melakukan pendesakan fluida injeksi ke dalam batu inti dengan beberapa variasi kadar garam, mulai dengan kadar garam yang tinggi sampai rendah, sehingga diperoleh harga kadar garam yang tidak menyebabkan perubahan permeabilitas. Gambar 8 menunjukkan hasil uji sensitivitas salinitas, injeksi dengan air formasi tidak menimbulkan kerusakan formasi, akan tetapi dengan penurunan kadar garam sampai 8000 ppm ke bawah menyebabkan terjadinya penurunan permeabilitas dan kerusakan formasi.



Gambar 6
Kriteria salinitas untuk beberapa tipe lempung
(menurut Scheuerman dkk. 1989)



Gambar 7
Uji laju aliran kritis



Gambar 8
Uji sensitivitas air garam

VI. KESIMPULAN

1. Kompatibilitas fluida injeksi dengan batuan reservoir pada tahap produksi primer dan tersier dapat diamati melalui analisis fluida dan batuan. Analisis batuan meliputi analisis sinar-X, SEM, sayatan tipis, kurva tekanan kapiler, dan distribusi ukuran pori. Sedangkan analisis fluida meliputi komposisi kimia, kadar garam, dan distribusi ukuran kandungan partikel.
2. Prediksi sensitivitas batuan menggunakan metode diagram pengembangan lempung dan kurva kriteria kompatibilitas air injeksi, dapat membantu analisis awal kemungkinan terjadinya kerusakan formasi.
3. Walaupun analisis pada no.1 dan 2 sangat menunjang pembuatan rancangan fluida injeksi, namun untuk mengetahui karakteristik yang sebenarnya perlu dilakukan uji pendesakan laju aliran kritis dan sensitivitas kadar garam.

KEPUSTAKAAN

1. Scheuerman R.F., Bergersen B.M., 1989, "Injection Water Salinity, Formation Pretreatment, and Well Operations Fluid Selection Guidelines" SPE 18461, *dipresentasikan* pada SPE International Symposium on Oilfield Chemistry di Houston, TX, 8-10 Februari.
2. Leone J.A., Scott M.E., 1988, "Characterization and Control of Formation Damage During Waterflooding of a High-Clay-Content Reservoir", SPE 16234, SPE Reservoir Engineering, November, hal 1279-1286.
3. Vitthal S., Gupta A., Sharma M.M., 1989, "A Rule-Based System for Estimating Clay Distribution, Morphology, and Formation Damage in Reservoir Rocks", SPE 16870, SPE Reservoir Engineering, Desember, hal 621-626.
4. Zhou Z., Cameron S., Kadatz B., 1996, "Clay Swelling Diagrams: Their Applications in Formation Damage Control", SPE 31123, *dipresentasikan* pada SPE International Symposium on Formation Damage di Lafayette, Louisiana, 14-15 Februari.
5. Zhou Z., Cameron S., Kadatz B., dan William D.G., 1997, "Clay Swelling Diagrams: Their Applications in Formation Damage Control", *SPR Journal*, Volume 2, Juni, hal. 99-106.
6. Civan F., Knapp R.M., 1987, "Effects of Clay Swelling and Fines Migration on Formation Permeability", SPE 16235, *dipresentasikan* pada SPE Production Operations Symposium di Oklahoma, 8-10 Maret.
7. Frampton H., Morgan J.C., Cheung S.K., Munson L., Chang K.T., Williams D., 2004, "Development of a Novel Waterflood Conformance Control System", SPE 89391, *dipresentasikan* pada Symposium SPE/DOE ke 14 Improved Oil Recovery di Tulsa, Oklahoma, 17-21 April. •