

# Pengaruh Kualitatif dan Kuantitatif Kosurfaktan Terhadap Peningkatan Perolehan Minyak

Oleh :

Tjuwati Makmur

## I. PENDAHULUAN

Pada umumnya jumlah perolehan minyak dari suatu reservoir pada waktu produksi tahap awal adalah relatif kecil dibandingkan kandungan awal minyak dari reservoir tersebut, sehingga jumlah minyak yang tersisa dalam reservoir masih cukup besar. Hal ini disebabkan oleh adanya penyempitan pori-pori dan terjadi perbedaan tegangan antarmuka minyak dan air, sehingga dapat menghambat aliran minyak yang terproduksi. Penginjeksian kosurfaktan ke dalam reservoir dapat menurunkan tegangan antarmuka, sehingga minyak yang terperangkap di dalam pori batuan dapat terproduksi. Sebelum operasi pendesakan kosurfaktan dilakukan, maka kondisi reservoir harus diketahui terlebih dahulu, terutama parameter-parameter yang mempengaruhi keefektifan pendesakan kosurfaktan, seperti temperatur reservoir, sifat batuan dan fluida reservoir. Faktor-faktor yang dapat menghambat jalannya penginjeksian dan efektifitas kerja kosurfaktan antara lain adalah terjadinya adsorpsi batuan dengan adanya kandungan mineral (lempung) yang dominan.

Tujuan dari penelitian laboratorium ini adalah untuk mengetahui kualitas dan kuantitas penginjeksian kosurfaktan terhadap peningkatan perolehan minyak. Dengan menginjeksikan kosurfaktan ke-dalam percontoh batuan dapat diketahui kualitas kosurfaktan dalam menurunkan tegangan antarmuka minyak-air, di mana tekanan kapiler dapat dikurangi, sehingga sisa minyak yang terperangkap dapat diproduksi. Dalam penelitian ini digunakan satu batuan inti (*core*) berupa batu pasir (sandstone) dengan panjang 4.56 cm, diameter 2.5 cm, porositas 19.99 %, permeabilitas 56.76 mD, pada kondisi percobaan temperatur 40 °C dan laju injeksi 10 cc/jam dan kosurfaktan yang digunakan dalam penelitian ini adalah petroleum sulfonat (Leonox A), yang dilarutkan ke dalam air formasi dengan kandungan garam 21000 ppm. Untuk dapat menentukan perolehan minyak yang dihasilkan dari injeksi kosurfaktan adalah dengan analisis kuantitatif menggunakan spektrometri inframerah (IR). Perubahan

pori-pori dalam batuan untuk percontoh batuan sebelum dan sesudah penginjeksian kosurfaktan dapat dilihat dengan menggunakan *scanning electron microscope* (SEM).

## II. INJEKSI KOSURFAKTAN

Di dalam operasi injeksi/pendesakan kosurfaktan perlu ditentukan kualitas dan kuantitas kosurfaktan. Kualitas kosurfaktan merupakan efektivitas kerja dari kosurfaktan untuk menurunkan tegangan antarmuka minyak dan air, sehingga residual minyak yang tertinggal pada saat injeksi air dapat diproduksi.

Analisis kuantitatif kosurfaktan meliputi penentuan volume kosurfaktan yang diperlukan untuk pendesakan, supaya pengurangan residual minyak dengan cara menurunkan tegangan antarmuka minyak dan air dapat berjalan dengan baik. Bila ukuran slug kosurfaktan tidak mencukupi, kemungkinan daerah yang tidak terjangkau lebih besar. Sedangkan bila ukuran slug surfaktan terlalu berlebihan, proses ini tidak menghasilkan keuntungan yang maksimal. Penentuan ukuran slug dilakukan dengan cara penelitian terlebih dahulu di laboratorium, di mana batuan inti dari formasi tersebut diinjeksikan dengan kosurfaktan pada suatu volume (*% pore volume*) tertentu. Bila akan digunakan pada skala yang sebenarnya tinggal mengalikan harga *% pore volume* kosurfaktan yang dapat menghasilkan perolehan paling besar dengan volume pori-pori reservoir yang didesak oleh kosurfaktan. Dengan demikian volume kosurfaktan yang diperlukan dapat ditentukan. Metode-metode yang digunakan dalam penelitian adalah sebagai berikut.

### A. Metode Tegangan Antarmuka

$$IFT = \frac{(10^6 \Delta \rho d^3)}{(8n^3 P^2)} \quad (2.1)$$

Pengukuran tegangan antarmuka minyak-air dapat dilakukan dengan menggunakan alat *spinning drop interfacial tensiometer* yang mempunyai kemampuan mengukur tegangan antarmuka (IFT) sampai  $10^{-4}$  dyne/cm dengan

menggunakan persamaan sebagai berikut:  
di mana :

- IFT : tegangan antarmuka, dyne/cm  
 $\Delta \rho$  : perbedaan densitas larutan, gr/cm.  
 d : lebar *dropping*, cm  
 n : indeks bias  
 P : periode, msec.

### B. Metode Buckley Leverett

Perolehan minyak dari penginjeksian air dengan sistem penginjeksi an vertikal dapat dihitung dengan menggunakan rumus Buckley Leverett, sebagai berikut:

$$F_w = \frac{1 - 0.0000488 \frac{K_{ro} A}{\mu_o q t} \Delta \rho \sin \theta}{1 + K_{rw} \eta_o}$$

dimana:

- f<sub>w</sub> = fraksi aliran  
 K<sub>ro</sub> = permeabilitas relatif minyak, mD  
 K<sub>rw</sub> = permeabilitas relatif air, mD  
 $\mu_o$  = viskositas minyak, cp  
 $\mu_w$  = viskositas air, cp  
 qt = laju akhir, cc

Minyak yang terproduksi saat *breakthrough*:

$$N_{pDBT} = S_{wb} - S_{wc}$$

di mana:

- S<sub>wb</sub> = saturasi air saat *breakthrough*  
 S<sub>wc</sub> = saturasi air konat

Perolehan minyak sesudah penginjeksian air adalah sebagai berikut:

$$\text{Perolehan} = 1 - S_{or} - S_{wc}$$

di mana:

- S<sub>or</sub> = saturasi minyak sisa  
 S<sub>wc</sub> = saturasi air konat

### C. Metode Spektrometri Inframerah (IR)

Surfaktan mempunyai dua sifat, yaitu larut dalam air dan larut dalam minyak. Oleh karena itu larutan yang ditampung dari hasil penginjeksian kosurfaktan ke dalam batuan percontoh tidak dapat dihitung hanya dengan melihat secara visual untuk mengetahui jumlah minyak yang terproduksi. Untuk dapat menentukan kandungan minyak dalam larutan kosurfaktan dan air formasi sebagai perolehan

dari injeksi kosurfaktan perlu dilakukan analisis kuantitatif secara spektrometri inframerah. Hasil dari inframerah tersebut berupa grafik spektrum, di mana kandungan minyak (ppm) dapat dihitung dengan menggunakan persamaan:

$$A = \text{Log} \frac{I_o}{I_t}$$

$$A = a \cdot b \cdot c \quad (2.3)$$

di mana:

- I<sub>o</sub> = Jarak antara garis dasar sampai garis transmittan 0 %  
 I<sub>t</sub> = Jarak puncak spektrum dari gugus yang bersangkutan sampai garis transmittan 0 %  
 A = Absorban  
 a = Koefisien absorpsi  
 b = Ketebalan medium  
 c = Konsentrasi

$$\text{ppm} = \frac{1000 \times F_p \times A}{a \times \text{Vol. sample}} \quad (2.4)$$

di mana:

- F<sub>p</sub> = Faktor pengenceran  
 A = Absorban  
 a = Koefisien adsorpsi  
 Vol. sample = Volume total sebelum dilakukan pengenceran

$$\text{Volume minyak} = \frac{\text{ppm}}{\text{BD crude oil}} \quad (2.5)$$

### C. Metode Spektrometri Ultraviolet (UV)

Untuk mengetahui jumlah kandungan sulfonat dalam larutan, dapat di hitung menggunakan metoda ultraviolet dan hasil yang didapat berupa spektrum.

Rumus yang digunakan adalah:

$$\text{ppm} = \frac{\text{abs. percontoh}}{\text{Abs std}} \times \text{ppm std} \times F_p \quad (2.6)$$

di mana:

- abs. percontoh = absorban percontoh  
 abs. std = absorban standar  
 ppm std. = ppm standar  
 F<sub>p</sub> = faktor pengenceran

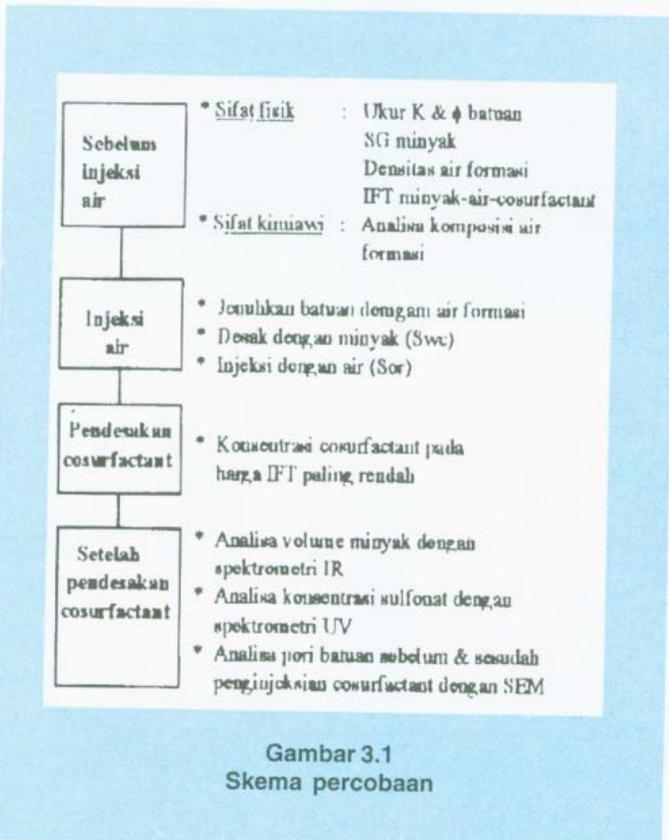
### D. Metode Scanning Electron Microscope (SEM)

Untuk mengetahui adanya jenis mineral dalam batuan secara kualitatif digunakan alat *scanning electron*

microscope (SEM). Dalam penelitian ini percontoh batuan yang dianalisis adalah percontoh batuan sebelum injeksi kosurfaktan dan sesudah injeksi kosurfaktan. Perubahan pori-pori dalam percontoh batuan yang dianalisis tersebut dalam bentuk foto.

### III. PERCOBAAN

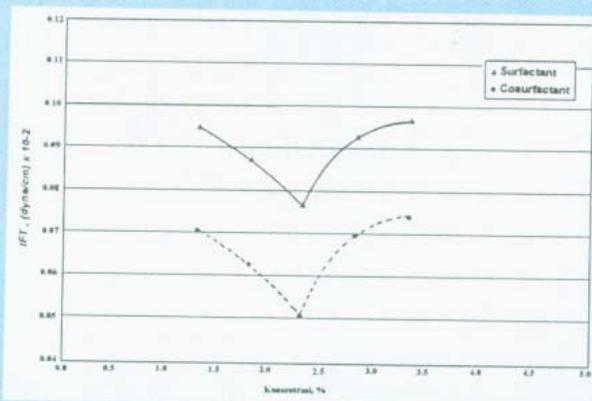
Tahap pelaksanaan penelitian ini di jelaskan secara skematis pada Gambar 3.1.



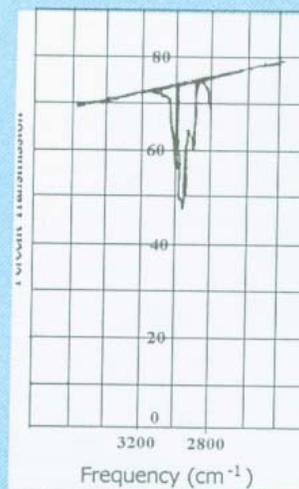
Gambar 3.1  
Skema percobaan

### IV. PEMBAHASAN

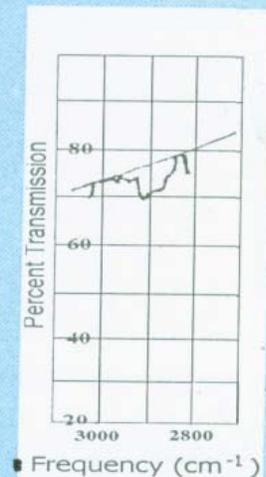
Tujuan dari percobaan ini adalah untuk mengetahui kualitas kosurfaktan dalam menurunkan tegangan antarmuka minyak-air dan kuantitas kosurfaktan dalam menaikkan perolehan minyak. Surfaktan yang digunakan dalam penelitian ini adalah Leonox A, yang dilarutkan dalam air formasi yang mengandung 3 % isobutanol dengan salinitas air formasi 21000 ppm. Sebelum dilakukan penginjeksian larutan kosurfaktan ke dalam batuan terlebih dahulu dilakukan pengukuran tegangan antarmuka minyak-air dengan berbagai konsentrasi kosurfaktan. Dari hasil penelitian ternyata konsentrasi 2.3 % kosurfaktan (Gambar 4.1) mempunyai nilai tegangan antarmuka paling rendah yaitu 0.0507 dyne/cm. Konsentrasi kosurfaktan 2.3 % inilah yang digunakan untuk diinjeksikan ke dalam batuan. Percobaan dimulai dengan menginjeksikan minyak ke dalam batuan percontoh ternyata mempunyai harga OIP sebesar 3.54 cc. Pengurasan minyak pertama-tama dilakukan dengan cara injeksi air dan menghasilkan minyak sekitar 2.6 cc dengan perolehan sebesar 73.45 %. Dari proses injeksi air dapat dilihat ternyata minyak yang terproduksi belum seluruhnya, berarti masih ada minyak yang tertinggal di reservoir, yaitu yang masih terjebak di pori-pori batuan. Salah satu penyebabnya adalah karena adanya perbedaan tegangan antar muka minyak-air yang tinggi. Dari hasil penginjeksian kosurfaktan ke dalam batuan percontoh, menghasilkan perolehan sebesar 25.96 % dari sisa minyak sesudah injeksi air. Perolehan dari hasil penginjeksian kosurfaktan dihitung dari analisis kuantitatif spektrometri inframerah berupa grafik spektrum yang dapat dilihat pada Gambar 4.2-4.26. Faktor-faktor yang dapat menghambat jalannya pendesakan kosurfaktan adalah



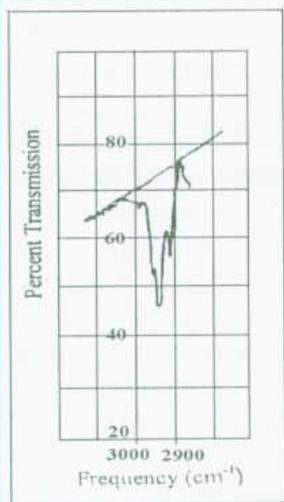
Gambar 4.1  
Skema percobaan



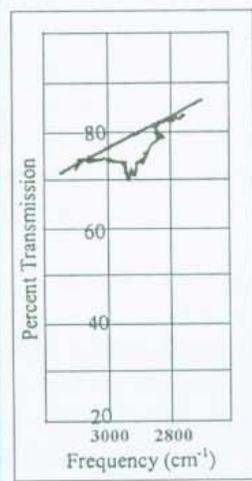
Gambar 4.2  
Spektrum standard  
crude oil



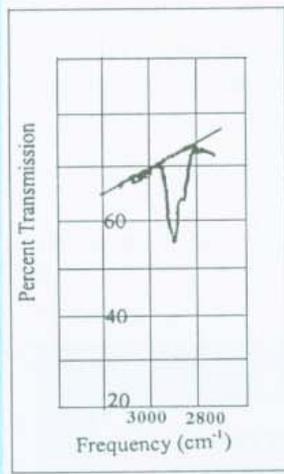
Gambar 4.3  
Spektrum contoh pada  
0.25 PV Cosurfactant



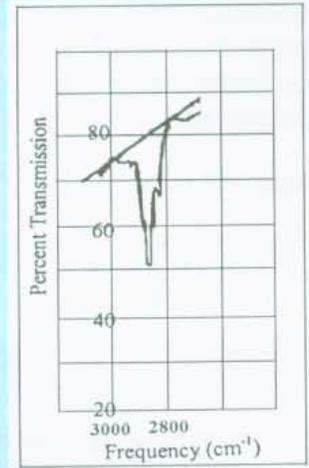
**Gambar 4.4**  
Spektrum contoh pada  
3.0 PV Brine



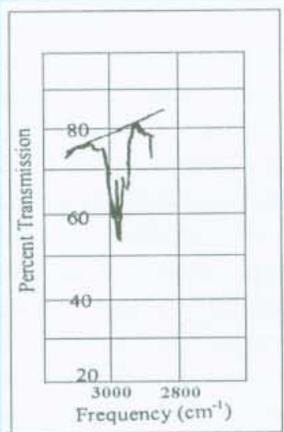
**Gambar 4.5**  
Spektrum contoh pada  
0.5 PV cosurfactant



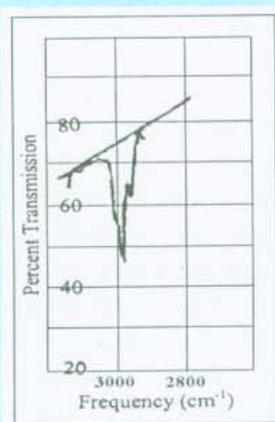
**Gambar 4.6**  
Spektrum contoh pada  
3.0 PV Brine



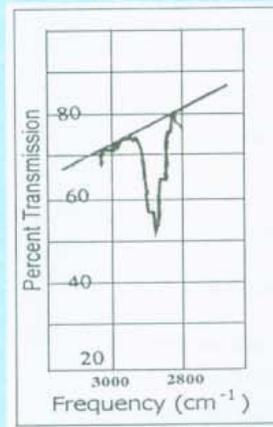
**Gambar 4.7**  
Spektrum contoh pada  
0.75 PV cosurfactant



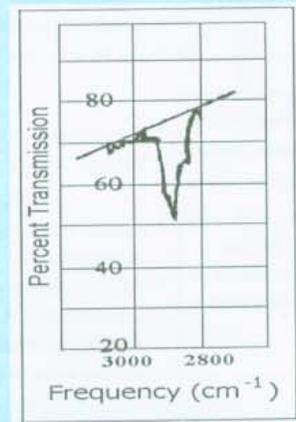
**Gambar 4.8**  
Spektrum contoh pada  
3.0 PV Brine



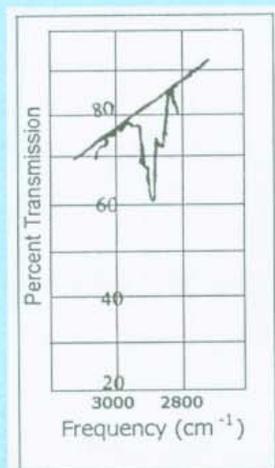
**Gambar 4.9**  
Spektrum contoh pada  
1.0 PV cosurfactant



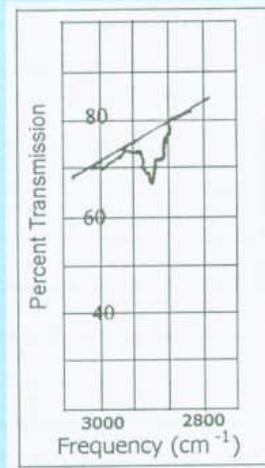
**Gambar 4.10**  
Spektrum contoh pada  
3.0 PV Brine



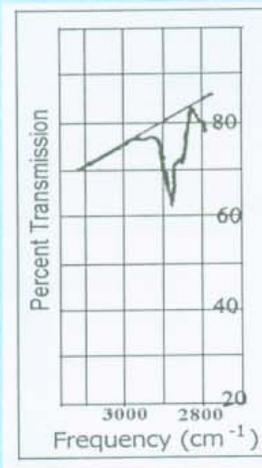
**Gambar 4.11**  
Spektrum contoh pada  
1.5 PV Brine



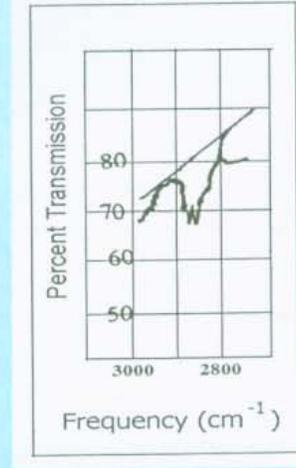
**Gambar 4.12**  
Spektrum contoh pada  
3.0 PV Brine



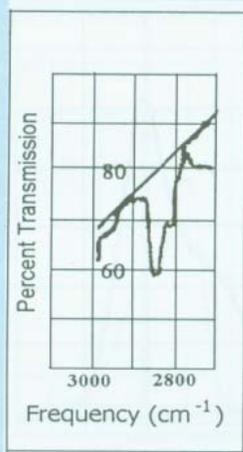
**Gambar 4.13**  
Spektrum contoh pada  
2.0 PV cosurfactant



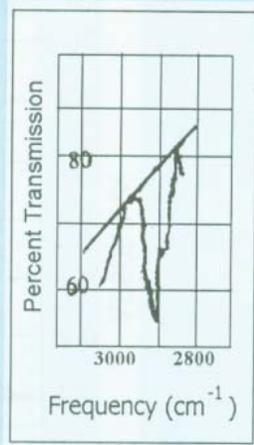
**Gambar 4.14**  
Spektrum contoh pada  
3.0 PV Brine



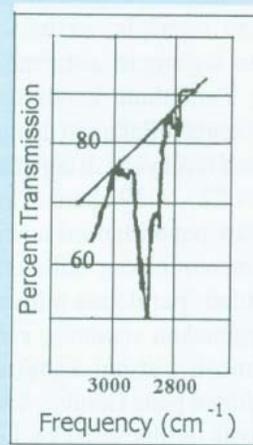
**Gambar 4.15**  
Spektrum contoh pada  
2.5 PV cosurfactant



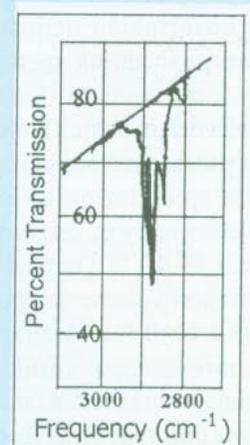
Gambar 4.16  
Spektrum contoh pada  
3.0 PV Brine



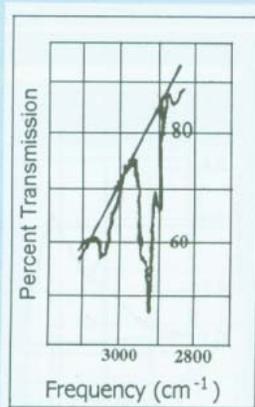
Gambar 4.17  
Spektrum contoh pada  
0.5 PV Cosurfactant



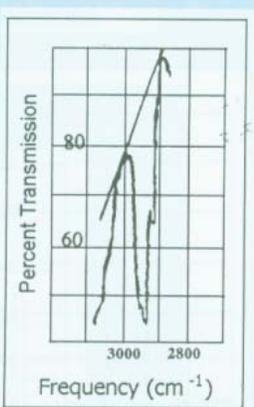
Gambar 4.18  
Spektrum contoh pada  
3.0 PV Brine



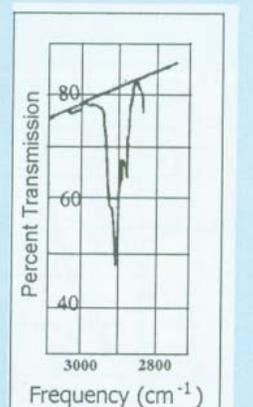
Gambar 4.19  
Spektrum contoh pada  
0.75 PV Cosurfactant



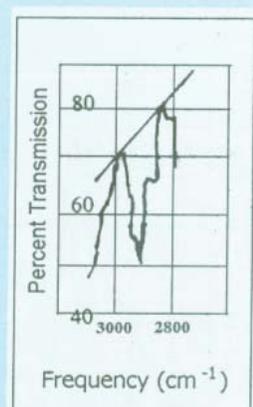
Gambar 4.20  
Spektrum contoh pada  
3.0 PV Cosurfactant



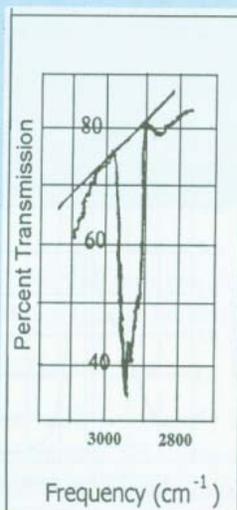
Gambar 4.22  
Spektrum contoh pada  
3.0 PV Brine



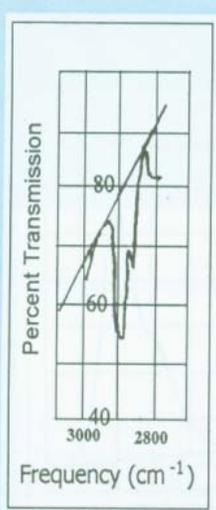
Gambar 4.23  
Spektrum contoh pada  
1.5 Cosurfactant



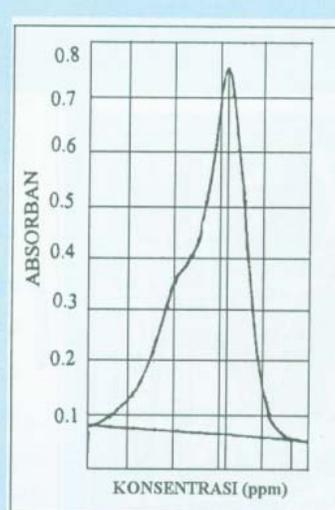
Gambar 4.24  
Spektrum contoh pada  
3.0 PV Brine



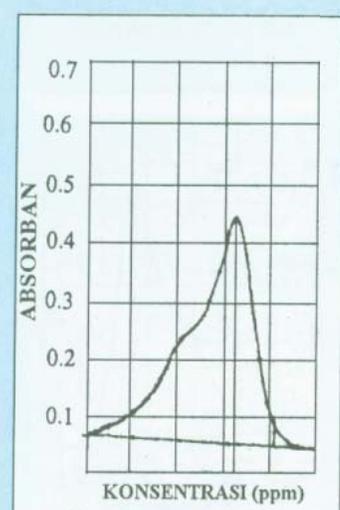
Gambar 4.25  
Spektrum contoh pada  
2.0 PV Cosurfactant



Gambar 4.26  
Spektrum contoh  
pada 3.0 PV Brine

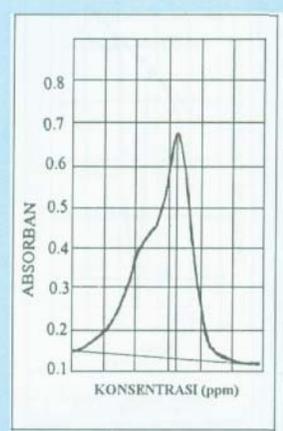
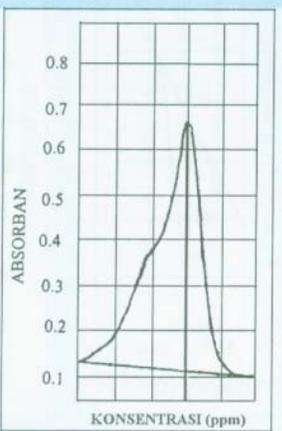
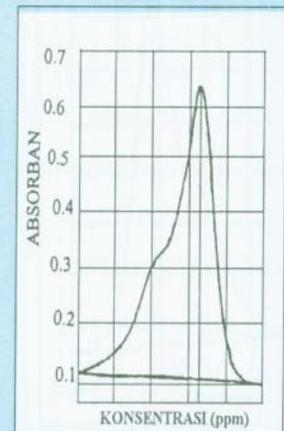
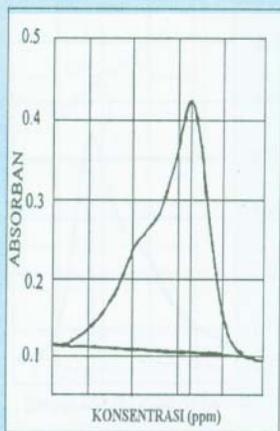
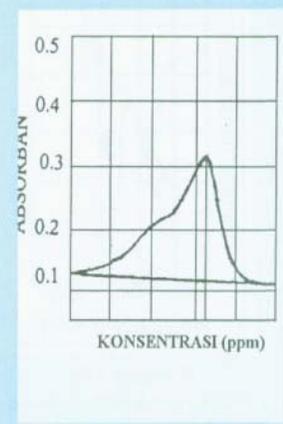
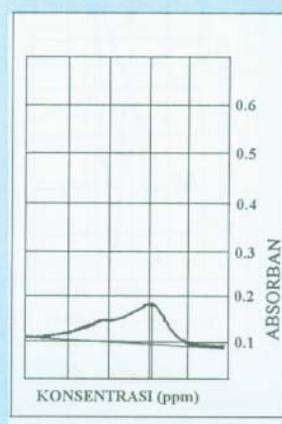
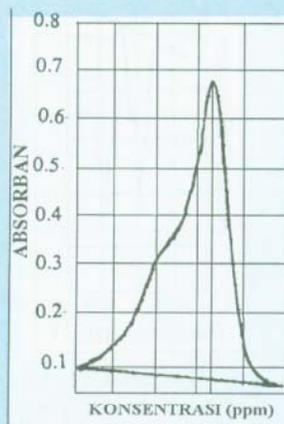
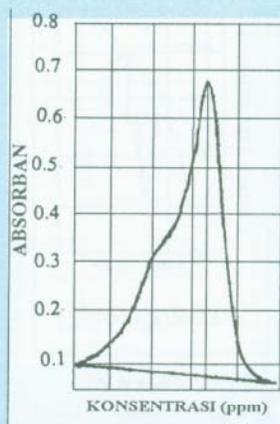
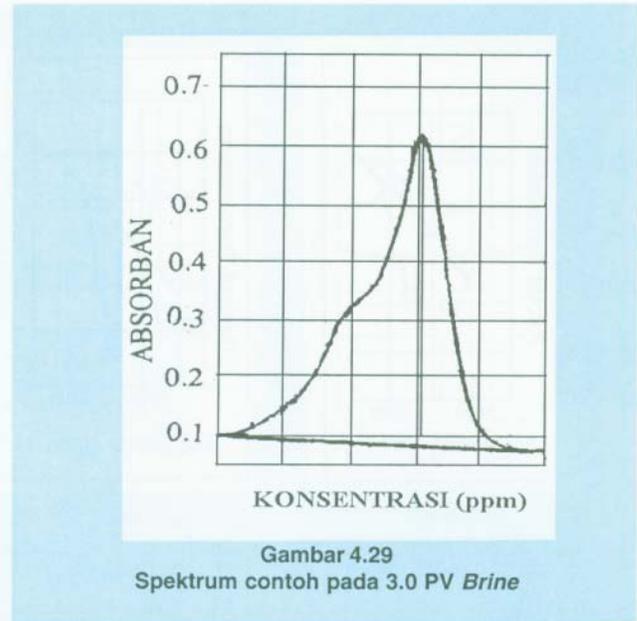


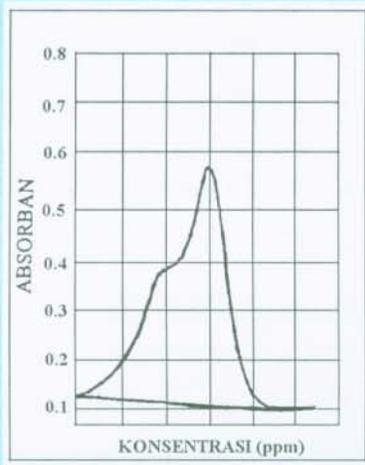
Gambar 4.27  
Spektrum contoh pada  
standard Cosurfactant



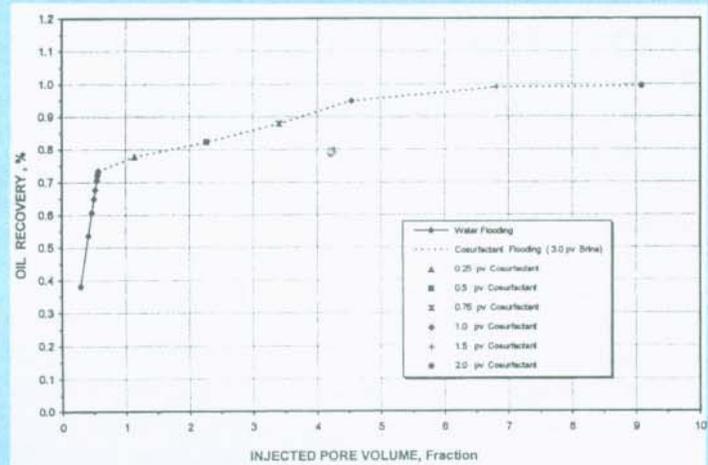
Gambar 4.28  
Spektrum contoh pada  
0.25 PV Cosurfactant

absorpsi batuan reservoir terhadap larutan kosurfaktan. Jika absorpsi kuat sekali, maka kosurfaktan yang ada dalam slug kosurfaktan dengan segera menipis, akibatnya kemampuan untuk menurunkan tegangan antarmuka minyak-air menjadi berkurang. Penentuan kandungan sulfonat dalam bentuk larutan percontoh dilakukan dengan menggunakan metode ultraviolet dan hasil yang di dapatkan berupa spectrum pada Gambar 4.27 - 4.39. Sedangkan perolehan minyak keseluruhan dari penelitian ini adalah sebesar 99.40 % Gambar 4.40 menunjukkan hubungan injeksi pori volume dengan kumulatif perolehan minyak. Analisis hasil foto dengan menggunakan *scanning electron microscope* untuk percontoh batuan sebelum penginjeksian kosurfaktan dapat dilihat pada Gambar 4.41, di mana pori-pori dalam batuan masih terlihat terisi kaolinit dan minyak yang masih tersisa di dalam pori-pori terjebak. Setelah penginjeksian kosurfaktan, pori-pori dalam batuan sudah membersihkan, terlihat kaolinit yang terdapat dalam pori

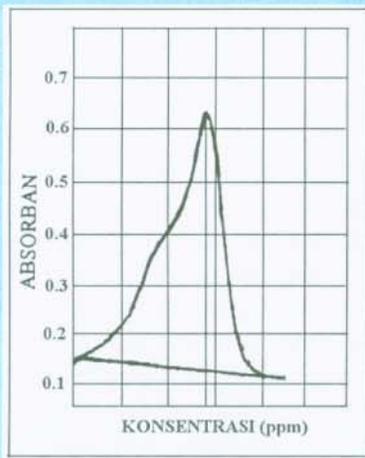




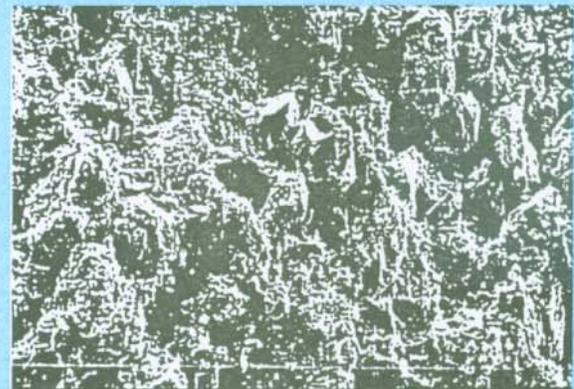
Gambar 4.38  
Spektrum contoh pada 2.0 PV  
*Cosurfactant*



Gambar 4.40  
Hubungan injeksi pore volume terhadap  
kumulatif recovery minyak



Gambar 4.39  
Spektrum contoh pada  
3.0 PV *Brine*



Gambar 4.41  
Sebelum injeksi *Cosurfactant*



Gambar 4.42  
Sesudah injeksi *cosurfactant*

juga berkurang, minyak yang tadinya terperangkap tidak terlihat lagi (lihat Gambar 4.42).

## V. KESIMPULAN

1. Dari hasil petrografi, batuan percontoh yang dianalisis merupakan batuan pasir, mempunyai kandungan mineral dominan, yaitu silika = 91%. Segmen yang dominan adalah kaolinit.
2. Hasil pengamatan tegangan antar muka minyak dan air, larutan yang baik digunakan adalah kosurfaktan

dengan konsentrasi 2.3 % yang menghasilkan harga tegangan antarmuka minyak-air (IFT) sebesar 0.0507 dyne/cm.

3. Perolehan minyak yang dihasilkan dari penginjeksian air adalah sebesar 73.45 %.
4. Setelah dilakukan penginjeksian kosurfaktan ke dalam batuan, dapat menaikkan produksi minyak, yaitu: sebesar 25.954 % setelah penginjeksian air. Dan perolehan minyak keseluruhan dari penelitian ini adalah sebesar 99.40 %.

#### KEPUSTAKAAN

1. Noronha, J.C and Shah D.O : "Ultra Low IFT, Phase Behaviour and

Micro-structure in Oil / Brine/ Surfactant/Alcohol Systems", Aiche Symposium Series, Vol. 78, No. 212, 1982.

2. Gardner J.E and Hayes M.E: "Spinning Drop Interfacial Tensiometer Instruction Manual".
3. Leonox for Micellar-Polymer Flooding, Juli 1985.
4. Fayer F.J.: "Enhanced Oil Recovery", Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, Oxford, New York, 1981.
5. Adamson, A.W : "Physical Chemistry Of Surface", Interscience Publisher, Inc. New York, 1960.

6. Dr. Ing. Evita H. Legowo: "Dasar-Dasar Teori Infrared", PPPTMGB "LEMIGAS".

#### DAFTAR SIMBOL

- $\Delta \rho$  = perbedaan *density* larutan gr/cm
- d = lebar *dropping*, cm
- n = indeks bias
- p = periode, msc/rev
- A = absorban total
- FP = faktor pengenceran
- a = koefisien absorpsi
- v = volume. •