

Studi Laboratorium Pengaruh Penggunaan Fluida Kompleksi CaBr₂ Terhadap Sifat Fisik Batuan Sandstone Sintetik

Amry Nisfi Febrian, M. G. Sri Wahyuni, Listiana Satiawati
Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Trisakti

Abstract

Completion fluid has a good development in now days. One of some completion fluid is CaBr₂. In this paper will explain how the effectivities of this completion fluid to porosity and permeability of sandstone. The influence of CaBr₂ completion fluid to permeability of water, permeability of crude oil, and wettabilities of sandstone. And than this study can be used for a oil and gas activities.

Keywords: CaBr₂, Completion Fluid

Pendahuluan

Pada perkembangan zaman saat ini ada berbagai macam jenis fluida kompleksi yang digunakan. Salah satu fluida kompleksi yang mulai banyak digunakan adalah CaBr₂. Tujuan dari penulisan tugas akhir ini adalah untuk mengetahui keefektivitasan dan efisiensi penggunaan CaBr₂ sebagai fluida kompleksi berdasarkan variabel Spesifik Gravitynya. Dan nantinya dapat dilakukan dalam kegiatan perminyakan yang sebenarnya.

Rumusan Masalah

Permasalahan yang akan muncul dalam penelitian ini adalah pengaruh variabel Spesifik Gravity terhadap porositas dan permeabilitas batuan Sandstone. Apakah dalam pengujian ini nantinya memberikan efek yang baik atau buruk terhadap porositas dan permeabilitas batuan Sandstone sintetik.

Teori Dasar

Fluida Kompleksi Pada dasarnya, fluida kompleksi berguna untuk menghilangkan padatan yang tersisa di lubang sumur setelah proses pengeboran selesai dilakukan. Fluida kompleksi ini menggantikan lumpur pemboran pada saat pengeboran telah selesai dilaksanakan.

Fluida kompleksi CaBr₂ memiliki spesifik gravity sekitar 1.4-1.7 dan pH sekitar 8-9. Dan nantinya akan dilakukan pengujian terhadap poositas dan permeabilitas batuan Sandstone sintetis.

Porositas

Porositas (ϕ) didefinisikan sebagai perbandingan antara volume ruang pori-pori (*pore volume*) terhadap volume batuan total (*bulk volume*). Besar kecilnya porositas suatu batuan akan menentukan kapasitas penyimpanan fluida reservoir. Secara matematis porositas dapat dinyatakan sebagai :

$$\phi = \frac{V_b - V_s}{V_b} = \frac{V_p}{V_b}$$

Dimana :

ϕ = Porositas (%)

V_b = Volume batuan total (*bulk volume*)

V_s = Volume padatan batuan total

(*volume grain*)

V_p = Volume ruang pori-pori batuan

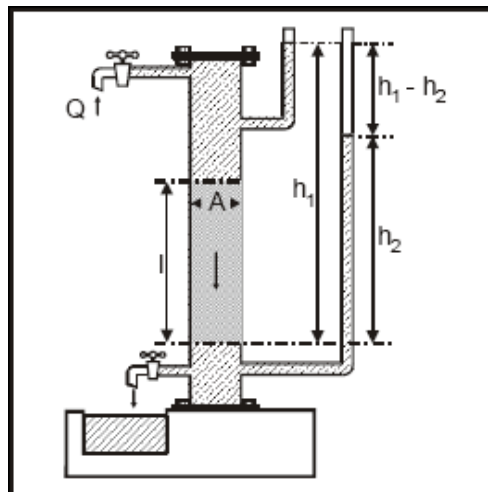
Berikut ini adalah klasifikasi porositas:

Tabel 1 Klasifikasi Porositas

Porositas (%)	Kualitas
0 – 5	Porositas sangat buruk
5 – 10	Porositas buruk
10 – 15	Porositas sedang
15 – 20	Porositas baik
Diatas 20	Porositas sangat baik

Permeabilitas

Permeabilitas batuan (k) merupakan nilai yang menunjukkan kemampuan dari sifat fisik batuan untuk mengalirkan atau melewati fluida melalui pori-pori yang berhubungan tanpa merusak partikel pembentuk atau kerangka batuan tersebut. Adapun skema percobaan permeabilitas sebagai berikut:



Gambar 1 Skema Percobaan Permeabilitas

Pada perhitungannya nilai permeabilitas ditentukan sebagai berikut:

$$k = \frac{Q \cdot \mu}{A \cdot \left(\frac{\Delta P}{\Delta l}\right)}$$

Dimana :

k = Permeabilitas media berpori, darcy

Q = Laju aliran, cm^3/s

μ = Viscositas fluida yang dijenuhi, cp

A = Luas penampang media, cm^2

ΔP = Beda tekanan masuk dengan tekanan keluar,
atm
 Δl = Panjang media berpori, cm

Berikut ini adalah klasifikasi permeabilitas:

Tabel 2 Klasifikasi Permeabilitas

Permeabilitas (md)	Keterangan
0 – 5	Ketat (<i>Tight</i>)
5 – 10	Cukup (<i>Fair</i>)
10 – 100	Baik (<i>Good</i>)
100 – 1000	Sangat Baik (<i>Very Good</i>)

Metodologi Penelitian

Metode yang digunakan dalam penelitian ini yaitu menggunakan peralatan laboratorium untuk menghitung permeabilitas dengan alat *Hassler Core Holder*.

Sistematika Percobaan di Laboratorium

1. Penentuan *Bulk Volume* Batuan.
2. Penentuan Viskositas.
3. Penentuan *Spesific Gravity* (4 variasi SG) fluida kompleks.
4. Penentuan pH (Derajat Keasaman).
5. Penentuan Porositas.
6. Penentuan Permeabilitas Air Formasi sebelum penggunaan CaBr_2 (K_{w1}) dengan injeksi.
7. Penentuan Permeabilitas Minyak sebelum penggunaan CaBr_2 (K_{o1}) dengan injeksi.
8. Penginjeksian fluida kompleks CaBr_2 dengan posisi *core* dibalik dari kondisi awal, selama ± 1 jam.
9. Proses *Aging*, yaitu penjuanan sampel batuan dan pemanasan fluida kompleks dengan menggunakan oven yang diatur pada temperatur 125°C (dengan asumsi temperatur *reservoir*) selama ± 24 jam.
10. Mengukur dan menghitung nilai porositas dan permeabilitas batuan Sandstone setelah proses *Aging*.
11. Penentuan Permeabilitas Air Formasi setelah proses *Aging* (K_{w2}).
12. Penentuan Permeabilitas Crude Oil setelah proses *Aging* (K_{o2}).
13. Membandingkan hasil awal antara K_{w1} dan K_{o1} dengan K_{w2} dan K_{o2} .

Hasil Percobaan di Laboratorium

Berdasarkan pengukuran, perhitungan, dan analisa di laboratorium dimana nilai porositas sampel batuan sebelum dan sesudah dilakukan proses *Aging* adalah sebagai berikut:

Tabel 3 Porositas Sampel Batuan *Sandstone* Awal

No. Sampel	Dry Weight (gr)	Wet Weight (gr)	L (cm)	D (cm)	BV (cm ³)	θ (%)
1	42.72	46.57	3.89	2.54	19.701	19.542
2	40.4	43.64	3.61	2.54	18.283	17.722
3	41.89	45.67	3.82	2.54	19.346	19.539
4	42.79	46.58	3.9	2.54	19.752	19.188

Setelah didapat nilai permeabilitas awal dilakukan juga pengujian porositas batuan setelah proses *Aging* dimana menghasilkan sebagai berikut:

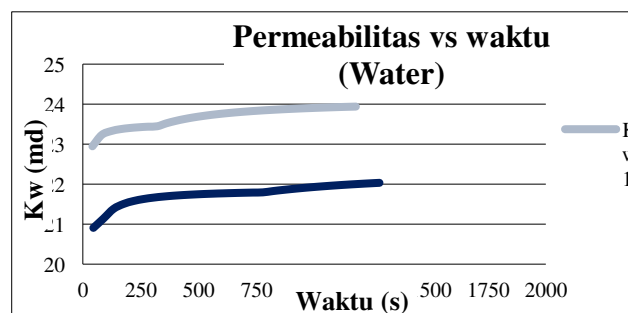
Tabel 4 Porositas Sampel Batuan *Sandstone* Setelah Proses *Aging*

No. Sampel	Dry Weight (gr)	Wet Weight (gr)	L (cm)	D (cm)	BV (cm ³)	θ (%)
1	42.72	46.6	3.89	2.54	19.701	19.695
2	40.4	43.67	3.61	2.54	18.283	17.886
3	41.89	45.7	3.82	2.54	19.346	19.694
4	42.79	46.6	3.9	2.54	19.752	19.290

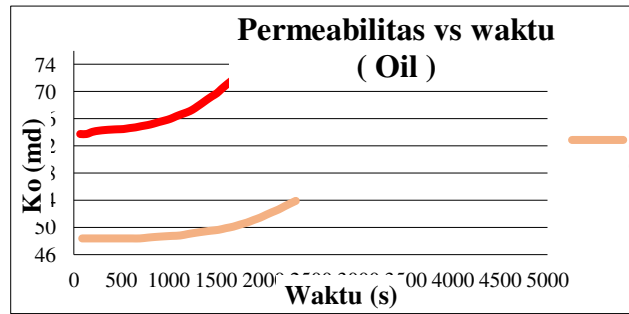
Dapat dilihat berdasarkan perbandingan porositas batuan sampel tidak mengalami perubahan yang signifikan atau bisa dikatakan identik.

Selanjutnya dilakukan pengujian permeabilitas awal dari air formasi dan crude oil, permeabilitas sampel batuan setelah proses *Aging*, serta pengaruh terhadap *wettability* dari sampel batuan *sandstone*.

Untuk sampel 1 menggunakan SG CaBr₂ 1.4, dimana menghasilkan perbandingan Kw₁ dan Kw₂ sebagai berikut:

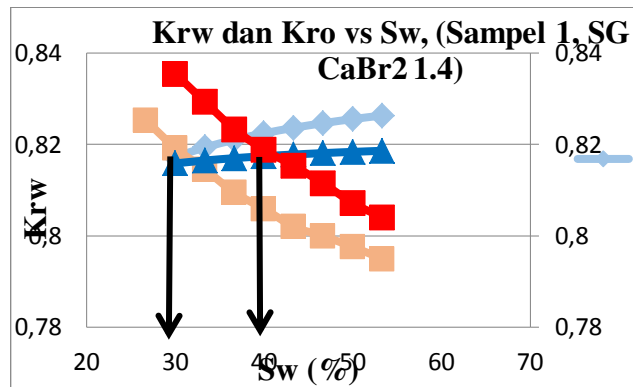
Gambar 2 Grafik Perbandingan Kw₁ dan Kw₂ sampel 1

Selain itu untuk perbandingan nilai Ko₁ dan Ko₂ sampel 1 adalah sebagai berikut:



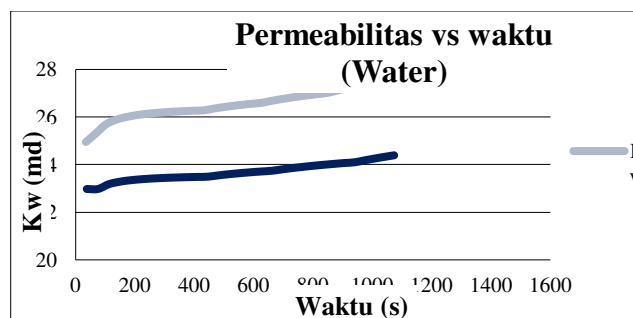
Gambar 3 Grafik Perbandingan Ko₁ dan Ko₂ sampel 1

Dan untuk perbandingan *imbibisi* dari sampel 1 ini adalah sebagai berikut:



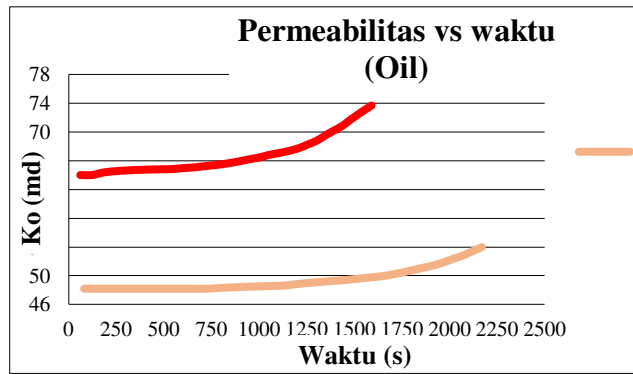
Gambar 4 Grafik Perbandingan Krw₁ dan Kro₁ dengan Krw₂ dan Kro₂ vs Sw Sampel 1

Untuk sampel 2 menggunakan SG CaBr₂1.5, dimana menghasilkan perbandingan Kw₁ dan Kw₂ sebagai berikut:



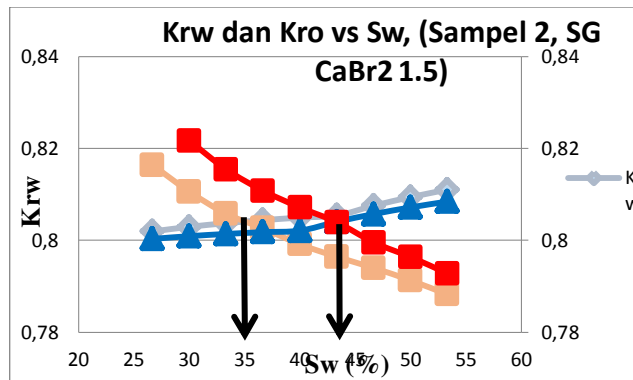
Gambar 5 Grafik Perbandingan Kw₁ dan Kw₂ sampel 2

Selain itu untuk perbandingan nilai Ko_1 dan Ko_2 sampel 2 adalah sebagai berikut:



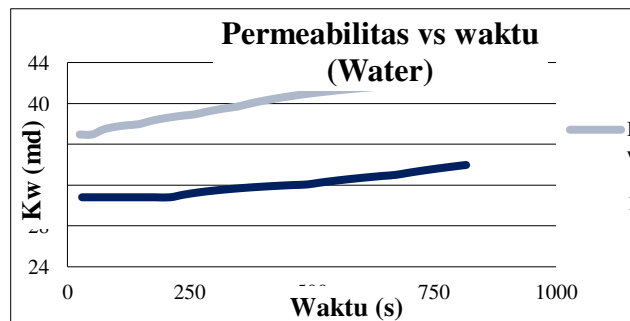
Gambar 6 Grafik Perbandingan Ko_1 dan Ko_2 sampel 2

Dan untuk perbandingan *imbibisi* dari sampel 2 ini adalah sebagai berikut:



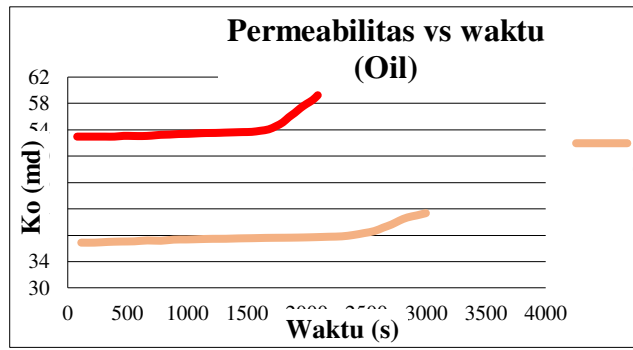
Gambar 7 Grafik Perbandingan Krw_1 dan Kro_1 dengan Krw_2 dan Kro_2 vs Sw Sampel 3

Untuk sampel 3 menggunakan SG $CaBr_2$ 1.6, dimana menghasilkan perbandingan Kw_1 dan Kw_2 sebagai berikut:



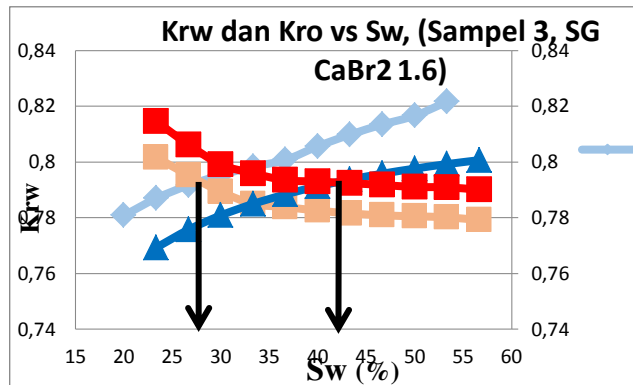
Gambar 8 Grafik Perbandingan Kw_1 dan Kw_2 sampel 3

Selain itu untuk perbandingan nilai Ko_1 dan Ko_2 sampel 3 adalah sebagai berikut:



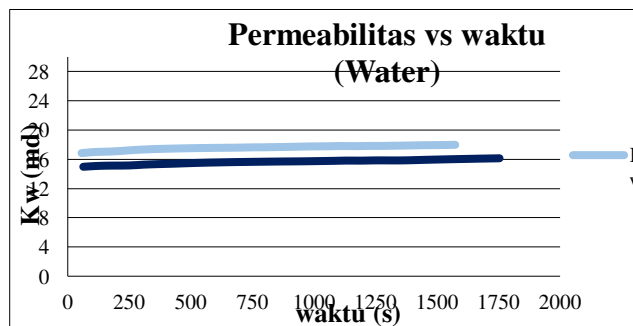
Gambar 9 Grafik Perbandingan Ko_1 dan Ko_2 sampel 3

Dan untuk perbandingan *imbibisi* dari sampel 3 ini adalah sebagai berikut:



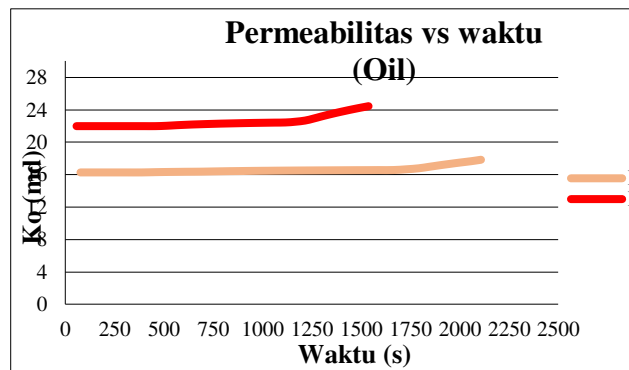
Gambar 10 Grafik Perbandingan Krw_1 dan Kro_1 dengan Krw_2 dan Kro_2 vs Sw Sampel 3

Untuk sampel 4 menggunakan SG $CaBr_2$ 1.7, dimana menghasilkan perbandingan Kw_1 dan Kw_2 sebagai berikut:



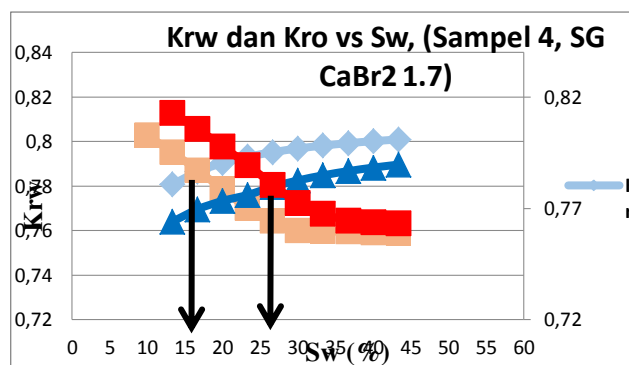
Gambar 11 Grafik Perbandingan Kw_1 dan Kw_2 sampel 4

Selain itu untuk perbandingan nilai Ko_1 dan Ko_2 sampel 4 adalah sebagai berikut:



Gambar 12 Grafik Perbandingan Ko_1 dan Ko_2 sampel 4

Dan untuk perbandingan *imbibisi* dari sampel 4 ini adalah sebagai berikut:



Gambar 13 Grafik Perbandingan Krw_1 dan Kro_1 dengan Krw_2 dan Kro_2 vs Sw Sampel 4

Pembahasan

Pembahasan hasil penelitian dalam tugas akhir ini mengacu pada bahasan perhitungan nilai perubahan permeabilitas dari batuan sampel. Dalam meningkatkan nilai permeabilitas ini dilakukan dengan cara menginjeksikan fluida kompleks Calcium Bromite ($CaBr_2$) kedalam batuan tersebut untuk menahan tekanan formasi setelah tahap pemboran. Penelitian kali ini difokuskan untuk membahas permeabilitas sebelum diinjeksikan larutan Calcium Bromite ($CaBr_2$) sampai dengan setelah diinjeksikan larutan tersebut dengan variasi konsentrasi dari SG yang berbeda kedalam tiap sampel batuan. Bab V ini membahas hasil pengujian tentang pengaruh injeksi Calcium Bromite ($CaBr_2$).

Untuk mendapatkan permeabilitas tiap sampel, terlebih dahulu dilakukan analisa batuan meliputi perhitungan porositas, bulk volume (V_b), pengukuran panjang (L) dan pengukuran diameter (D) sampel sedangkan pada fluida kompleks dan minyak meliputi pengukuran volume, viskositas, SG, dan pH sebagai contoh pada sampel. Pada pengukuran porositas menggunakan 4 sampel, yaitu : Sampel 1, Sampel 2, Sampel 3, dan Sampel 4 pada batuan sandstone sintesis. Volume pori pada batuan sintesis tersebut relatif sama yaitu sekitar 19% nan, sehingga didapat porositas pada Sampel 1 sebesar 19.542% , pada Sampel 2 sebesar 17.722%, pada Sampel 3 sebesar 19.539%, dan pada Sampel 4 sebesar 19.188%. Nilai porositas pada tiap sampel rata-rata lebih dari 12% sehingga dikategorikan cukup baik. Porositas sangat berpengaruh terhadap permeabilitas batuan, tetapi batuan yang mempunyai porositas baik tidak selalu memiliki nilai permeabilitas yang baik. Kemudian batuan yang memiliki permeabilitas baik selalu mempunyai porositas yang baik. Maka perlu dianalisa permeabilitas dari sampel batuan tersebut.

Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian batuan sintesis pada laboratorium, maka didapatkan kesimpulan :

1. Hasil perhitungan porositas pada batuan sandstone sintesis tersebut didapat nilai untuk sampel 1 sebesar 19.542%, untuk sampel 2 sebesar 17.772%, untuk sampel 3 sebesar 19.539%, dan untuk sampel 4 sebesar 19.188%.
2. Hasil perhitungan pH CaBr₂ didapatkan untuk SG 1.4 sebesar 8.97, untuk SG 1.5 sebesar 8.79, untuk SG 1.6 sebesar 8.59, dan untuk SG 1.7 sebesar nilai 8.2 yang didapat dari alat pH meter elektrik.
3. Hasil Pengukuran pada sampel batuan sandstone sintesis tersebut didapatkan hasil persentase nilai kenaikan permeabilitas dari masing-masing sampel batuan yaitu :
 - Diinjeksikan dengan SG CaBr₂ 1.4 mengalami kenaikan hingga 34%.
 - Diinjeksikan dengan SG CaBr₂ 1.5 mengalami kenaikan hingga 36%.
 - Diinjeksikan dengan SG CaBr₂ 1.6 mengalami kenaikan hingga 43%.
 - Diinjeksikan dengan SG CaBr₂ 1.7 mengalami kenaikan hingga 37%.
4. Sesuai dengan hasil perhitungan nilai permeabilitas, maka fluida kompleks CaBr₂ yang paling efektif untuk batuan dengan SG 1.6

Daftar Pustaka

Adim, Herlan dkk., "Penuntun Praktikum Analisa Batuan Reservoir", Universitas Trisakti, Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi Universitas Trisakti, Jakarta. 2007.

Allen, T.O., Thomas, and Roberts, A. P., "Production Operation I Well Completion, Work Over, and Stimulation", Oil and Gas Consultant International Inc, Tulsa, 1978.

"Penuntun Praktikum Kimia Dasar", Laboratorium Kimia Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi Universitas Trisakti.

Rubiandini, Rudi, "Teknik Operasi Pemboran I", Institut Teknologi Bandung, Bandung. 2012.

Said, Lestari, dkk., "Petunjuk Praktikum Analisa Minyak dan Gas Bumi", Laboratorium Analisa Fluida Reservoir Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi, Jakarta. 2007.

<http://www.freepatentsonline.com/y2010/0305010.html>

<https://id-id.facebook.com/BelajarKimiaFisikaMatematikaSma/posts/322085067932304>