



Penentuan Kompatibilitas Air Injeksi Skala Laboratorium pada Batuan Reservoir Untuk Struktur LT, Lapangan L

Rosidelly

Balai Besar Pengujian Minyak dan Gas Bumi LEMIGAS
Jl. Ciledug Raya No. Kavling 109, Cipulir, Kec. Kebayoran Lama, Kota Jakarta Selatan,
Daerah Khusus Ibukota Jakarta 12230, Indonesia

ABSTRAK

Artikel Info:

Naskah diterima
21 Oktober 2025

Diterima setelah
perbaikan
17 November 2025

Disetujui terbit
30 Desember 2025

Kata Kunci:

uji kompatibilitas
air formasi
air injeksi
core plug
sebelum treatment
all chemicals
filtrat
anthracite
penurunan liquid
permeability

Sebelum penerapan injeksi air ke dalam suatu reservoir untuk struktur LT lapangan L, sangat penting melakukan studi laboratorium. Tinggi atau rendahnya faktor perolehan minyak dengan metoda injeksi air (water flooding), tidak hanya dipengaruhi oleh kualitas air, tetapi juga dipengaruhi oleh faktor kompatibilitas air injeksi terhadap batuan. Penelitian ini difokuskan terhadap penentuan uji kompatibilitas air injeksi terhadap batuan dengan menggunakan 3 sampel core plug yaitu : L1A, L1B dan L1C. Untuk lapangan minyak struktur LT, untuk pertama, air formasi vs air injeksi sebelum treatment dengan menggunakan sampel core plug L1A. Kedua, air formasi vs air injeksi (mengandung all chemicals) dengan menggunakan sampel core plug L1C. Ketiga, air formasi vs filtrat air injeksi setelah filtrasi melewati filter media anthracite dengan menggunakan sampel core plug L1B. Perbedaan liquid permeability KW2 air formasi dan KW2 air injeksi adalah sekitar 26,10 % pada kondisi sampel core plug L1A, 8,97 % pada L1C dan 36,40 % pada L1B. Pada akhir masing-masing test reversed liquid permeability menunjukkan permeabilitas naik, menunjukkan terjadinya fine migration. Dari hasil uji kompatibilitas air terhadap batuan (WRC tests) untuk tiga air injeksi yang digunakan, air injeksi (mengandung all chemicals) memperlihatkan penurunan liquid permeability lebih rendah sekitar 8,97 % dan air injeksi tersebut menunjukkan lebih kompatibel terhadap batuan reservoir.

ABSTRACT

Before implementation of water flooding into a reservoir for L structure oilfield, it is very important to study and carry out a laboratory study. The high or low oil recovery factor using water flooding method, is influenced not

only by the quality of the water but also by the compatibility of the injection water with the rock. This study is focused on determination of water rock compatibility tests between formation water vs injection water with using three core plug samples conditions. For LT structure, L oilfield, firstly, formation water vs injection water before treatment with using L1A core plug sample code. Secondly, formation water vs injection water (containing all chemicals) with using L1C core plug sample code. Thirdly, formation water vs filtrate of injection water (after filtration through anthracite filter media) with using L1B core plug sample code conditions. Differences of liquid permeability KW2 formation water and KW2 injection water are around 26.10 % in the L1A, 8.97 % in the L1C and 36.40 % in the L1B core plug samples code conditions. At the end of each test, the reversed liquid permeability showed increased permeability indicated present of fine migration. From the results of water rock compatibility tests (WRC tests) for 3 injection water used, injection water (containing all chemicals) shows lower decrease of liquid permeability around 8.97 % and injection water containing with all chemical is more effective compatible with reservoir rock.

Copyright © 2025 by Authors, Published by LEMIGAS

Korespondensi:

E-mail: (rosidelly@esdm.go.id) Rosidelly

PENDAHULUAN

Batas perolehan minyak yang biasa diikuti oleh turunnya produktivitas minyak di lapangan merupakan masalah yang tidak dapat dihindari. Hal tersebut terjadi apabila kumulatif produksi minyak sudah mendekati *ultimate primary recovery*, dan turunnya tenaga pendorong yang disertai dengan produksi air meningkat sangat pesat (saturasi mendekati 100 %) ⁽⁹⁾.

Sehubungan dengan hal tersebut diatas, maka diperlukan suatu metoda injeksi air (*water flooding*), yang merupakan aplikasi teknologi dengan cara menginjeksikan air injeksi kedalam reservoir, dimana air injeksi berperan sebagai fluida pendesak yang mendesak minyak menuju kesumur produksi, agar minyak dapat terproduksi (Charles RS 1966; His CD 1989; Hamouda 1991; Craig 1986).

Diharapkan dengan menggunakan metoda pendesakan air dilapangan, produktivitas dan perolehan minyak (*secondary recovery*) akan dapat ditingkatkan. Besar kecilnya nilai faktor perolehan minyak, sangat dipengaruhi oleh kualitas air injeksi dan kompatibilitas air injeksi terhadap batuan (Case LC 1970; Cowan J.C. 1976; Ostroff A.G 1965). Bila kualitas air injeksi yang digunakan bagus, dan air injeksi kompatibel terhadap batuan, maka nilai faktor perolehan minyak semakin tinggi. Sebaliknya, bila kualitas air injeksi tidak bagus dan air injeksi tidak kompatibel terhadap batuan, maka nilai faktor perolehan minyak semakin rendah. Kualitas air injeksi dan kompatibilitas air injeksi terhadap batuan memegang peranan sangat penting dalam menentukan besar kecilnya faktor perolehan minyak (Donalson EC dkk., 1986; Paul W 1986; Johnson KS, 1983).

Pengujian ini mengevaluasi potensi interaksi antara air yang diinjeksikan, air formasi, dan batuan *reservoir*, mengidentifikasi potensi masalah seperti presipitasi mineral atau pembengkakan lempung (Case LC 1970; Cowan J.C. 1976; Ostroff A.G. 1965).

Air injeksi tertentu dapat menyebabkan uji pembengkakan dan migrasi mineral lempung di *reservoir*, sehingga mengurangi permeabilitas dan aliran minyak (Amyx J.W. dkk. 1960; Dykstra H.A. dkk. 1950; Paul W 1986). Studi ini berfokus pada penentuan uji kompatibilitas batuan air antara air formasi dan air injeksi, termasuk sebelum pengolahan, semua bahan kimia, dan filtrat air injeksi (setelah penyaringan melalui media filter antrasit) menggunakan sampel inti tertentu (Patton CC 1977 & 1986; Johnes LW 1988; Johnson KS 1983).

BAHAN DAN METODE

Sampel batuan

Untuk mewakili batuan reservoir sebagai subjek untuk penginjeksian air digunakan sampel batuan yang diambil dari *conventional cored samples* hasil dari *coring* struktur LT, Lapangan L. Sampel *conventional core* yang diterima merupakan batupasir berdiameter 10 inci.

Selanjutnya untuk pelaksanaan pengujian di laboratorium, sampel yang akan diuji merupakan *core plug*, sampel dengan bentuk silinder berdiameter 1.5 inci yang diperoleh dengan cara mengebor sampel *conventional core* di laboratorium dengan mata bor berdiameter 1.5 inci.

Air formasi

Air formasi yang digunakan untuk mensaturasi sampel core dibuat berdasarkan analisa Air Formasi yang dilakukan di Laboratorium Eksploitasi pada air formasi yang sesungguhnya.

Air injeksi

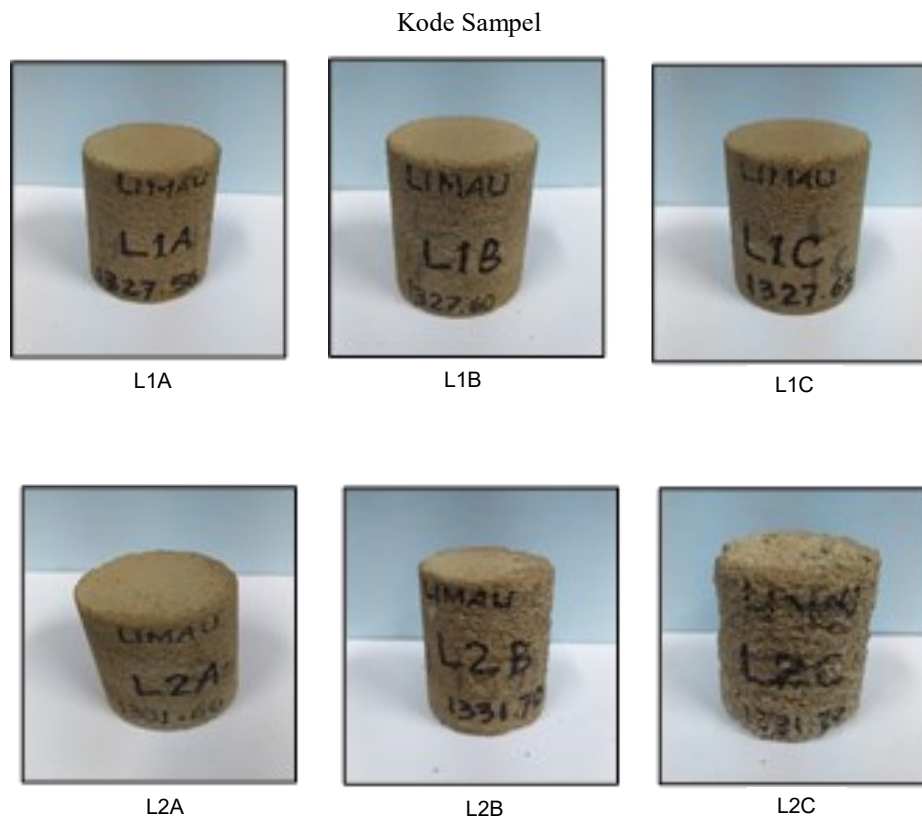
Disamping air formasi, yang akan digunakan untuk mensaturasi batuan, diperlukan juga air injeksi yang akan digunakan untuk pengujian kompatibilitas air injeksi terhadap batuan. Air

injeksi tidak dibuat oleh laboratorium melainkan disediakan dan dikirim dari perusahaan. Sebelum digunakan untuk sebagian besar pengujian RCA dan SCA, semua sampel diratakan untuk mendapatkan permukaan yang rata, dibersihkan menggunakan pelarut (toluena dan metanol) dan kemudian dikeringkan dalam oven yang dikontrol otomatis (Adim H 1975 & 1993).

Semua pengujian dan perhitungan selanjutnya dilakukan sesuai dengan Rekomendasi Praktik No. 40 dari *American Petroleum Institute* (API). Sebelum pengukuran, sampel dibersihkan menggunakan peralatan Dean-Stark dengan pelarut standar *toluena* dan metanol. Hal ini dilakukan untuk mengekstrak hidrokarbon dan air serta melarutkan garam yang terendapkan, filtrat lumpur, dan kontaminan lain yang terkandung dalam *core plug*. Sampel yang telah dibersihkan kemudian dikeringkan dalam oven otomatis yang terkontrol (Adim H 1975 & 1993, API - RP 40, *Special Core Analysis* 1972). Porositas diperoleh melalui penggunaan Coreval 700 dengan hukum Boyle sebagai prinsip panduan.

Pengujian ini sendiri sebenarnya bertujuan untuk mendapatkan volume butiran dan volume pori, yang darinya porositas ($\text{porositas} = \frac{[\text{volume curah} - \text{volume butiran}]}{\text{volume curah}} \times 100\%$) dan densitas butiran ($\text{densitas butiran} = \frac{\text{berat kering}}{\text{volume butiran}}$) dihitung.

Nilai permeabilitas Klinkenberg dan udara (absolut) diperoleh langsung dari pengukuran menggunakan alat Coreval 700 dengan prinsip operasi penurunan tekanan tak tunak – sistem aliran gas aksial (Adim H, 1975 & 1993, API RP40). Peralatan penurun tekanan menggunakan manifold gas hulu yang terpasang pada wadah sampel yang mampu memberikan tekanan pembatas pada sampel silinder berdiameter D dan panjang L. *Reservoir* gas hulu dengan volume terkalibrasi dapat dihubungkan ke, atau diisolasi dari, volume manifold terkalibrasi tersebut melalui katup. (Beberapa volume reservoir digunakan untuk mengakomodasi berbagai permeabilitas). *Port outlet* dari wadah sampel dialirkan ke atmosfer. *Port* ini dilengkapi dengan katup, yang dapat ditutup untuk keperluan start-up. Sebuah transduser tekanan akurat yang mengukur tekanan *gauge* dihubungkan ke *manifold* tepat di hulu wadah sampel (Adim H 1975 & 1993; API - RP 40 *Special Core Analysis* 1972).



Gambar 1. Core plug sumur L5A - 079, struktur LT structure, lapangan L

Reservoir, manifold, dan sampel (ke katup *outlet*) diisi dengan gas. Setelah beberapa detik mencapai kesetimbangan termal, katup *outlet* dibuka untuk memulai *transien* tekanan. Ketika tekanan hulu telah menurun hingga sekitar 85 persen dari tekanan pengisian, selama waktu tersebut profil tekanan yang halus terbentuk di sepanjang sampel, pengumpulan data dimulai. Tekanan pada interval tertentu dan waktu yang telah berlalu terkait dibaca dan dicatat (Adim H 1975 & 1993 API - RP 40, Analisis Inti Khusus 1972).

HASIL DAN DISKUSI

Hasil dan pembahasan pengukuran parameter dasar *core plug* untuk *core* konvensional diambil dari sumur L5A-222, struktur LT, lapangan L. *Core* dipilih dari interval pasir dengan kedalaman 1327,56 – 1331,74 m. Litologi *core* adalah batupasir. Sampel *core* berupa *core plug* silinder berukuran 1,5 inci. Jumlah total sampel

core plug adalah 6 dengan panjang sekitar 4,999 – 5,091 cm, yang dapat dilihat pada Gambar 1.

Analisis *core* rutin meliputi porositas, permeabilitas, kerapatan butir, dan deskripsi singkat litologi yang ditabulasikan pada Tabel 1 (Adim H, 1975 & 1993). Semua pengujian dan perhitungan selanjutnya dilakukan sesuai dengan Rekomendasi Praktik No. 40 dari *American Petroleum Institute* (API). Sebelum pengukuran porositas dan permeabilitas, sampel dibersihkan menggunakan *toluena* dan metanol untuk mengekstrak hidrokarbon dan melarutkan semua garam yang terkandung dalam sampel inti. Sampel yang telah dibersihkan kemudian dikeringkan dalam oven yang dikontrol secara ketat. Porositas diperoleh melalui penggunaan Porosimeter Gas Helium dengan hukum Boyle sebagai prinsip panduan. Pengujian ini sendiri sebenarnya bertujuan untuk mendapatkan volume butiran dan volume pori, yang darinya porositas ($\text{porositas} = \frac{[\text{volume curah} - \text{volume butiran}]}{\text{volume curah}} \times 100\%$) dan densitas butiran ($\text{densitas butiran} =$

Penentuan Kompatibilitas Air Injeksi Skala Laboratorium
pada Batuan Reservoir Untuk Struktur LT, Lapangan L (Rosidelly).

berat kering / volume butiran) dihitung (Buckley SE, 1942; Craig FF 1980; Paul W 1986).

Porositas yang dihitung kemudian diperoleh, berkisar antara 25,11 hingga 27,40% (lihat Tabel 1) dengan 26,87% untuk kode sampel L1A, 26,03% untuk L1B, 25,90% untuk L1C, 25,11 untuk L2A, 25,79% untuk L2B, dan 27,40% untuk L2C. Sementara itu, kerapatan butir ke-6 sampel berkisar antara 2,65 hingga 2,66 gr/cc (disajikan pada Tabel 1).

Pengukuran permeabilitas dilakukan menggunakan Nitrogen Gas Permeameter yang menerapkan hukum Darcy. Alat ini mengukur permeabilitas dalam arah horizontal (Buckley SE, 1942; Craig FF 1980; Paul W 1986). Hasilnya menunjukkan nilai permeabilitas horizontal antara 988,22 dan 1421,48 mD. Dari enam core plug dengan kode sampel L1A, L1B, L1C, L2A, L2B, dan L2C yang telah disebutkan sebelumnya, dipilih tiga *core plug*, yaitu *core plug* L1A, L1C, dan L1B yang akan digunakan untuk uji laboratorium kompatibilitas air-batuan dengan kondisi sebagai berikut: 1). Kode sampel L1A pada kondisi FW vs IW sebelum pengolahan.; 2). Kode sampel L1C pada kondisi FW vs IW (mengandung semua bahan kimia, seperti penghambat kerak, biosida, penghambat korosi, demulsifier terbalik, pemulung oksigen, masing-masing konsentrasi 50 mg/L); 3). Kode sampel

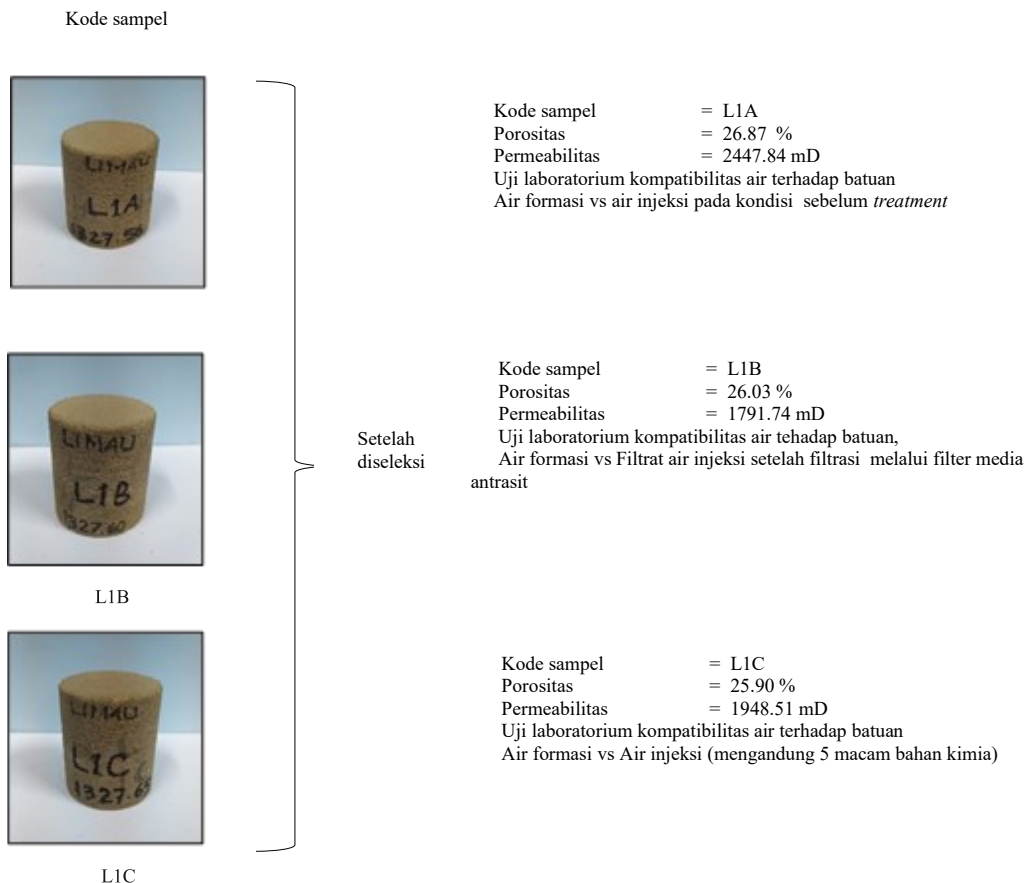
L1B pada kondisi FW vs Filtrat IW setelah penyaringan melalui media filter antrasit. Penjelasan di atas dapat dilihat secara skematis pada Gambar 2 di bawah. Kode sampel L1A, L1C, dan L1B digunakan untuk uji laboratorium kompatibilitas air-batuan pada kondisi tertentu yang disebutkan pada gambar 1.

Hasil dan pembahasan uji laboratorium kompatibilitas air-batuan

Uji kompatibilitas batuan perlu dilakukan untuk mengetahui pengaruh air formasi dan air injeksi terhadap batuan dengan menggunakan inti permeabilitas tertentu (Johnson KS 1988; Paul W 1986; Patton CC 1986). Uji kompatibilitas batuan dilakukan untuk melihat seberapa besar perubahan permeabilitas pada laju aliran injeksi konstan dan pada kondisi reservoir. Air formasi (FW) dikumpulkan dari air formasi sumur L5A - 079 dan air injeksi dari stasiun pengumpul (SP), struktur LT, dan lapangan L. Dalam studi ini, cakupan uji laboratorium kompatibilitas batuan adalah sebagai berikut: 1). Kondisi FW vs IW sebelum pengolahan dengan menggunakan kode sampel L1A *core plug*; 2). Kondisi FW vs IW (mengandung semua bahan kimia) dengan menggunakan kode sampel L1C *core plug*. Semua bahan kimia terdiri dari inhibitor kerak, biosida, inhibitor korosi, *reverse demulsifier*, *oxygen*

Tabel 1. Hasil Uji Pengukuran Parameter Dasar *Core Plugs* sumur L5A - 222 Kode Sampel, L1A, L1B, L1C, L2A, L2B and L2C Struktur LT, Lapangan L

Basic Data LTWe11													PC= 400 psi		Deskripsi lithology
No	Sample	Depth	D	L	w	GD	GV	BV	PV	φ	KHe	KKlin			
	Code	meter	mm	mm	gr	gr/cc	cc	cc	cc	%	mD	mD			
1	L1A	1327.56	37.72	50.13	104.48	2.65	39.44	53.93	14.49	26.87	2447.84	2256.46	SS, gry, fin, fgr,s brdd- ldd, wsrt, quarz.		
2	L1B	1327.60	37.81	49.99	106.02	2.65	39.97	54.05	14.07	26.03	1791.74	1636.06	SS, gry, fin, fgr,sbrdd- ad, wsrt, quarz.		
3	L1C	1327.65	37.83	50.31	107.41	2.65	40.53	54.69	14.17	25.9	1948.51	1784.04	SS, gry. fili, fgr,s brdd- ldd. wsrt, quarz.		
4	L2A	1331.66	37.82	50.049999	107.29	2.64	40.58	54.18	13.61	25.11	3124.26	2899.37	SS, g, ' ,fri- hd, fgr-mgr,sbrdd- rdd, wsrt, quar.		
5	L2B	1331.7	37.73	50.91	106.27	2.65	40.10	54.04	13.94	25.79	3834.36	3577.69	SS, gry ,fri, cgr-vcgr,sbldd- rdd, p-srt, quarr.		
6	L2C	1331.74	37.450001	50.549999	96.33	2.66	36.28	49.97	13.69	27.4	8558.45	8126.67	SS, gor , fri, cgr-vcgr,s brdd- ldd, p-slt, quarz.		



Gambar 2. Kode sampel *core plugs* L1A, L1C dan L1B untuk uji laboratorium kompatibilitas air - batuan, struktur LT, lapangan L

scavenger, masing-masing dengan konsentrasi 50 mg/L.; 3). Kondisi FW vs Filtrat IW (setelah penyaringan melalui media filter antrasit) dengan menggunakan kode sampel L1B.

Hasil uji laboratorium kesesuaian air batuan dengan menggunakan kode sampel L1A pada air formasi vs air injeksi sebelum kondisi perlakuan

Dalam studi ini, hasil uji laboratorium kompatibilitas air-batuan dilakukan dengan menggunakan kode sampel L1A pada kondisi air formasi dibandingkan dengan kondisi air injeksi sebelum pengolahan dan suhu *reservoir* (224 °F) dan dapat dilihat pada Gambar 3 (Case LC 1970; Cowan J.C 1976; Patton CC 1986). Air formasi sumur L5A - 079, struktur LT, lapangan L menunjukkan kualitas air yang buruk dengan nilai kekeruhan 45,30 NTU, konsentrasi kandungan minyak 37,12 mg/L, ukuran partikel dalam air 11,77832 µm, konsentrasi TSS 39,65 mg/L dan

nilai RPI 46,60. Sumur formasi L5A - 079 diinjeksikan ke dalam *core plug* dengan kode sampel L1A sebagai *baseline*.

Permeabilitas udara sampel L1A adalah 2447,84 mD. Setelah injeksi air formasi 0,5 PV, nilai permeabilitas cairannya adalah 1869,9388 mD (air formasi KW1). Air formasi terus diinjeksikan hingga kurang dari 100 PV, kemudian permeabilitas cairannya tercatat sebesar 934,9694 mD (air formasi KW2). Hasil menunjukkan penurunan permeabilitas cairan sebesar 50% yang menunjukkan bahwa batuan formasi sensitif terhadap air.

Air injeksi SP V lapangan L menunjukkan kualitas air yang buruk dengan nilai kekeruhan 140,00 NTU, konsentrasi kandungan minyak 3,50 mg/L, ukuran partikel dalam air 6,77822 mm, konsentrasi TSS 36,03 mg/L dan nilai RPI 41,57. Setelah itu, air injeksi SP V sebelum perlakuan diuji kepekaannya terhadap batuan, air injeksi SP V sebelum perlakuan diinjeksikan ke dalam sampel

Penentuan Kompatibilitas Air Injeksi Skala Laboratorium
pada Batuan Reservoir Untuk Struktur LT, Lapangan L (Rosidelly).

L1A. Pada injeksi air injeksi SP V 0,5 PV, permeabilitas cairan bernilai 1520,1432 mD (air injeksi KW1). Air injeksi SP V diinjeksikan hingga sekitar 100 PV, permeabilitas cairan turun drastis menjadi 690,9742 mD (air injeksi KW2) yaitu sekitar 54,55%. Ketika nilai permeabilitas cairan air formasi KW2 (934,9694 mD) dibandingkan dengan nilai permeabilitas cairan air injeksi KW2 (690,9742 mD) pada *core plug* kode sampel L1A, terjadi penurunan permeabilitas cairan sekitar 26,10% pada *core plug*. Pada akhir pengujian, permeabilitas terbalik dicatat dengan mengubah titik injeksi ke titik produksi. Permeabilitas cairan terbalik menunjukkan nilai 817,28 mD yang menunjukkan adanya migrasi halus. Hasilnya dapat diringkas pada Tabel 2.

Hasil uji laboratorium kompatibilitas air-batuan dengan menggunakan kode sampel L1C pada Air formasi vs. air injeksi (mengandung *all chemicals*)

Pemilihan sampel telah didiskusikan dengan PT.

Pertamina. Dalam studi ini, hasil uji laboratorium kompatibilitas air-batuan dilakukan dengan menggunakan kode sampel L1C pada kondisi air formasi dibandingkan dengan air injeksi (mengandung semua bahan kimia) dan suhu reservoir (224 oF) dan dapat dilihat pada Gambar 3.4 (Case LC, 1970, Cowan J.C, 1976, Patton CC, 1986, Vetter O.J, 1972). Air formasi sumur L5A-079, struktur LT, lapangan L menunjukkan kualitas air yang buruk dengan nilai kekeruhan 45,30 NTU, konsentrasi kandungan minyak 37,12 mg/L, ukuran partikel dalam air 11,77832 mm, konsentrasi TSS 39,65 mg/L, dan nilai RPI 46,60. Formasi sumur L5A-079 diinjeksikan ke dalam core plug dengan kode sampel L1C sebagai baseline.

Permeabilitas udara sampel L1C adalah 1948,51 mD. Setelah injeksi air formasi 0,5 PV, nilai permeabilitas cairannya adalah 1523,0656 mD (air formasi KW1). Air formasi terus diinjeksikan hingga kurang dari 100 PV, kemudian permeabilitas cairannya tercatat sebesar 829,2246 mD (air formasi KW2). Hasil menunjukkan penurunan permeabilitas cairan sebesar 45,56% yang menunjukkan bahwa

Tabel 2. Rangkuman hasil uji kompatibilitas air terhadap batuan untuk kode sampel L1A air formasi sumur L5A - 079 vs air injeksi SP-V pada kondisi sebelum treatment struktur LT, lapangan L.

L1A (Sebelum treatment)

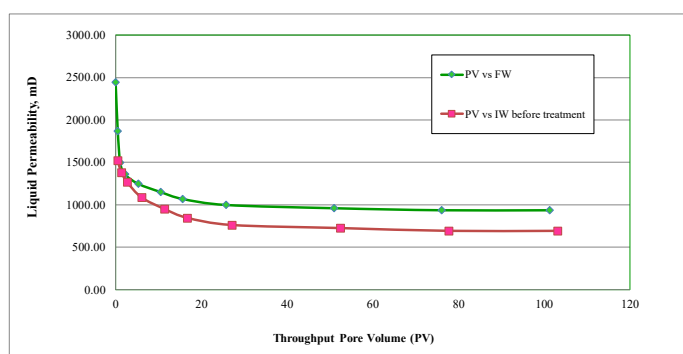
Sampel	Air formasi (FW)		% Dec.	Air injeksi (IW)		K- reverse	% Dec.	TOTAL % Dec	Ka	Ratio Kw/Ka
	Kw1	Kw2		Kw1	Kw2					
L1A	1869.9	934.97	50.00	1520.14	690.97	817.28	54.55	26.10	2447.84	0.76

LIQUID PERMEABILITY DATA

Sample Number : L1A for WRC Lab. Test
(IW - before treatment)

Porosity, % : 23.1
Air Permeability, mD : 2447.84

	Liquid Permeability, mD	Throughput, Pore Volumes	Liquid/Air Permeability Ratio	
Kw1	2447.8400	0.0000	-	Brine
	1869.9388	0.5000	0.76391	
	1495.9511	1.0764	0.61113	
	1359.9555	2.1839	0.55557	
	1246.6253	5.3125	0.50928	
	1150.7316	10.4559	0.47010	
	1068.5358	15.6040	0.43652	
	997.3007	25.7614	0.40742	
	958.9430	50.9290	0.39175	
	934.9694	76.0927	0.38196	
Kw2	934.9694	101.2563	0.38196	
	1520.1432	0.5000	0.6210	Injection water
	1381.9484	1.3451	0.5646	Before treatment
	1266.7860	2.6901	0.5175	
	1085.8165	6.0352	0.4436	
	950.0894	11.3803	0.3881	
	844.5239	16.7253	0.3450	
	760.0715	27.0704	0.3105	
	723.8777	52.4155	0.2957	
	690.9742	77.7605	0.2823	
Kw2	690.9742	103.1056	0.2823	
	817.2812	Reversed		



Gambar 3. Hasil uji laboratorium kompatibilitas air terhadap batuan air formasi (FW) vs air injeksi (IW) pada kondisi sebelum treatment dan temperatur reservoir struktur LT, lapangan L

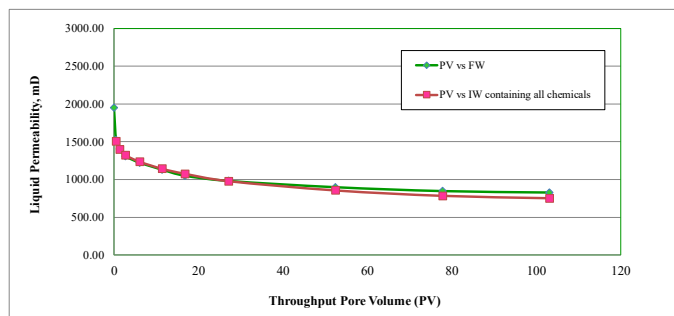
Table 3. Rangkuman hasil uji laboratorium air terhadap batuan untuk kode sampel L1C air formasi (FW) sumur L5A - 079 vs air injeksi IW SP-V (mengandung *all Chemicals*) struktur LT, lapangan L**L1C (containing all chemicals)**

Sampel	Air formasi (FW)		% Dec.	Air injeksi (IW)		K- reverse	% Dec.	TOTAL % Dec	Ka	Ratio Kw/Ka
	Kw1	Kw2		Kw1	Kw2					
L1C	1523.07	829.22	45.56	1509.72	754.86	1020.08	50.00	8.97	1948.51	0.78

LIQUID PERMEABILITY DATA

Sample Number : L1C for WRC Lab. Test Porosity, % : 23.1 25.9
(IW - containing all chemicals) Air Permeability, mD : 46 **1948.51**

	Liquid Permeability, mD	Throughput, Pore Volumes	Liquid/Air Permeability Ratio	
Kw1	1948.5100	0.0000	-	Brine
	1523.0656	0.5000	0.78166	
	1408.1173	1.3529	0.72266	
	1309.3020	2.7057	0.67195	
	1223.4462	6.0586	0.62789	
	1130.7608	11.4114	0.58032	
	1051.1298	16.7643	0.53945	
	981.9765	27.1171	0.50396	
	899.1592	52.4700	0.46146	
	848.0706	77.8229	0.43524	
Kw2	829.2246	103.1757	0.42557	Injection water All chemicals
Kw1	1509.7203	0.5000	0.7748	
	1397.8892	1.3529	0.7174	
	1324.3161	2.7057	0.6797	
	1237.4757	6.0586	0.6351	
	1143.7275	11.4114	0.5870	
	1078.3716	16.7643	0.5534	
	980.3378	27.1171	0.5031	
	857.7956	52.4700	0.4402	
	786.3127	77.8229	0.4035	
	754.8601	103.1757	0.3874	
Kw2	1020.0810	Reversed		

Gambar 4. Hasil uji laboratorium kompatibilitas air terhadap batuan air formasi (FW) vs air injeksi IW (*containing all chemicals*) pada kondisi temperatur reservoir struktur LT, lapangan L

batuan formasi sensitif terhadap air. Air injeksi SP V (mengandung semua bahan kimia) dari struktur LT menunjukkan kualitas air yang buruk dengan nilai kekeruhan 56,00 NTU, konsentrasi kandungan minyak 1,74 mg/L, ukuran partikel dalam air 4,99296 mm, konsentrasi TSS 17,95 mg/L dan nilai RPI 20,90. Setelah itu, air injeksi SP V yang mengandung semua bahan kimia diuji sensitivitasnya terhadap batuan, air injeksi SP V yang mengandung semua bahan kimia disuntikkan ke dalam sampel L1C. Pada injeksi air injeksi SP V 0,5 PV, permeabilitas cairan bernilai 1509,7203 mD (air injeksi KW1).

Air injeksi SP V disuntikkan hingga sekitar 100 PV, permeabilitas cairan turun drastis menjadi 754,8601 mD (air injeksi KW2) yaitu sekitar 50%. Ketika nilai permeabilitas cairan air formasi KW2 (829,2246 mD) dibandingkan dengan nilai permeabilitas cairan KW2 air injeksi (754,8601 mD) pada *core plug* L1C dengan kode sampel, terjadi penurunan permeabilitas cairan sekitar 8,97% pada *core plug*.

Pada akhir pengujian, permeabilitas terbalik dicatat dengan mengubah titik injeksi ke titik produksi. Permeabilitas cairan terbalik menunjukkan nilai 1020,08 mD yang menunjukkan adanya migrasi halus. Hasilnya dapat diringkas dalam Tabel 3.

Hasil uji laboratorium kompatibilitas air terhadap batuan untuk kode sampel L1B, air formasi (FW) vs filtrat air injeksi setelah filtrasi melalui media antrasit.

Dalam pengujian ini, sensitivitas batuan reservoir diuji terhadap air injeksi SP V yang difiltrasi melalui media filter Antrasit. Sampel L1B digunakan untuk uji kompatibilitas batuan air, dan hasilnya dapat dilihat pada Gambar 2 & 4 (Case LC 1970; Cowan J.C 1976; Patton CC 1986; Vetter O.J 1972). Air formasi sumur L5A - 079, struktur LT, lapangan L menunjukkan kualitas air yang buruk dengan nilai kekeruhan 45,30 NTU, konsentrasi kandungan minyak 37,12 mg/L, ukuran partikel dalam air 11,77832 mm, konsentrasi TSS

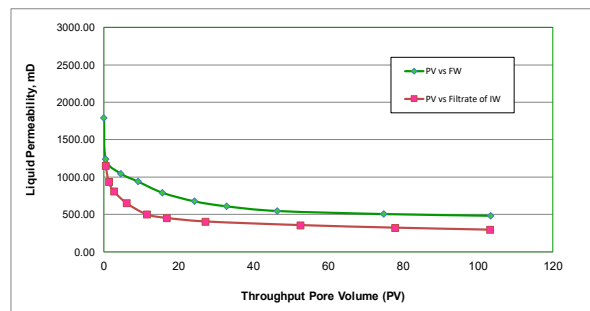
Penentuan Kompatibilitas Air Injeksi Skala Laboratorium
pada Batuan Reservoir Untuk Struktur LT, Lapangan L (Rosidelly).

Table 4. Rangkuman hasil uji laboratorium kompatibilitas air terhadap batuan untuk kode sampel L1B air formasi (FW) sumur L5A - 079 vs filtrat air injeksi setelah filtrasi melalui media antrasit struktur LT, lapangan L

Sampel	Air formasi (FW)		% Dec.	Air injeksi (IW)		K-reverse	% Dec.	TOTAL	Ka	Ratio Kw/Ka
	Kw 1	Kw 2		Kw1	Kw2			% Dec		
L1B	1237.233	482.03893	61.03896	1152.744	295.1025	567.50	74.40	38.78	1791.74	0.69

LIQUID PERMEABILITY DATA
Sample Number : L1B for WRC Lab. Test Porosity, % : 26.03
(IW - filtrate) Air Permeability, mD : 1791.74

	Liquid Permeability, mD	Throughput, Pore Volumes	Liquid/Air Permeability Ratio
Kw1	1791.7400	0.0000	- Brine
	1237.2333	0.5000	0.69052
	1045.5492	4.5537	0.58354
	939.6708	9.1073	0.52445
	789.7234	15.6610	0.44076
	674.8545	24.2146	0.37665
	608.4754	32.7683	0.33960
	545.8382	46.3220	0.30464
	504.9932	74.8756	0.28185
	482.0389	103.4293	0.26903
Kw2	1152.7442	0.5000	0.64337 Filtrate of Injection water
	933.8687	1.3554	0.5212
	810.7212	2.7107	0.4525
	652.8816	6.0661	0.3644
	501.8750	11.4215	0.2801
	452.6112	16.7768	0.2526
	405.3606	27.1322	0.2262
	356.4040	52.4876	0.1989
	322.1643	77.8429	0.1798
	295.1025	103.1983	0.1647
	567.5048	Reversed	



Gambar 5. Hasil uji kompatibilitas air terhadap batuan

air formasi (FW) vs filtrat air injeksi setelah filtrasi melalui media antrasit struktur LT *structure*, lapangan L

39,65 mg/L, dan nilai RPI 46,60. Air formasi sumur L5A - 079 diinjeksikan ke dalam *core plug* dengan kode sampel L1B sebagai *baseline*. Permeabilitas udara sampel L1B adalah 1791,74 mD. Setelah injeksi air formasi 0,5 PV, nilai permeabilitas cairan adalah 1234,63 mD (air formasi KW1). Air formasi terus diinjeksikan hingga kurang dari 100 PV, kemudian permeabilitas cairan tercatat sebesar 462,99 mD (air formasi KW2).

Hasil menunjukkan penurunan permeabilitas cairan sebesar 62,50% yang menunjukkan bahwa batuan formasi sensitif terhadap air. Filtrat SP V air injeksi (setelah penyaringan melalui media filter antrasit) Limau Timur menunjukkan kualitas air yang buruk dengan nilai kekeruhan 15,35 NTU, konsentrasi kandungan minyak 0,60 mg/L, ukuran partikel dalam air 2,27563 m, konsentrasi TSS 7,68 mg/L dan nilai RPI 9,30. Setelah itu, filtrat air injeksi SP V diuji sensitivitasnya terhadap batuan, filtrat air injeksi SP V diinjeksikan ke dalam sampel L1B. Pada injeksi 0,5 PV filtrat air injeksi SP V, permeabilitas cairan bernilai 1150,32 mD (air injeksi KW1).

Filtrat air injeksi SP V diinjeksikan hingga sekitar 100 PV, permeabilitas cairan turun drastis menjadi 294,48 mD (air injeksi KW2) yaitu sekitar 74,40%. Ketika nilai permeabilitas cairan air formasi KW2 (462,99 mD) dibandingkan dengan nilai permeabilitas cairan KW2 air injeksi (294,48 mD) pada *core plug* kode sampel L1B, terjadi penurunan permeabilitas cairan sekitar 36,40% pada *core plug*.

Pada akhir pengujian, permeabilitas terbalik dicatat dengan mengubah titik injeksi ke titik produksi. Permeabilitas cairan terbalik menunjukkan nilai 566,31 mD yang menunjukkan adanya migrasi halus. Hasilnya dapat diringkas pada Tabel 4.

Hasil uji laboratorium kompatibilitas air terhadap batuan untuk tiga kode sampel: L1A *core plug* (IW pada kondisi sebelum *treatment*), *core plug* L1C (air injeksi IW mengandung *all chemicals*) dan *core plug* L1B (filtrat air injeksi) dapat dirangkum pada Tabel 5.

Table 5. Rangkuman hasil uji laboratorium kompatibilitas air terhadap batuan kode sampel L1A, L1C, L1B struktur LT, lapangan L

L1A (Sebelum <i>treatment</i>)										
Sampel	Air formasi (FW)		% Dec.	Air injeksi (IW)		K- reverse	% Dec.	TOTAL % Dec	Ka	Ratio Kw/Ka
	Kw1	Kw2		Kw1	Kw2					
L1A	1869.9	934.97	50.00	1520.14	690.97	817.28	54.55	26.10	2447.84	0.76

L1C (Contraining <i>all chemicals</i>)										
Sampel	Air formasi (FW)		% Dec.	Air injeksi (IW)		K- reverse	% Dec.	TOTAL % Dec	Ka	Ratio Kw/Ka
	Kw1	Kw2		Kw1	Kw2					
L1C	1523.07	829.22	45.56	1509.72	754.86	1020.08	50.00	8.97	1948.51	0.78

L1B Filtrat air injeksi setelah filtrasi melalui media antrasit										
Sampel	Air formasi (FW)		% Dec.	Air injeksi (IW)		K- reverse	% Dec.	TOTAL % Dec	Ka	Ratio Kw/Ka
	Kw 1	Kw 2		Kw1	Kw2					
L1B	1237.233	482.03893	61.03896	1152.744	295.1025	567.50	74.40	38.78	1791.74	0.69

KESIMPULAN DAN SARAN

1). Berdasarkan hasil uji studi Laboratorium Kompatibilitas Air-Batuan (uji WRC) untuk struktur LT, lapangan L, air injeksi menunjukkan persentase penurunan permeabilitas cairan (air formasi KW2 terhadap air injeksi KW2). Nilai penurunannya adalah 26,10% untuk air injeksi sebelum kondisi perlakuan, 8,97% untuk air injeksi (mengandung semua bahan kimia), dan 38,78% untuk filtrat air injeksi setelah penyaringan melalui media filter antrasit; 2). Berdasarkan WRC yang menggunakan air injeksi (mengandung semua bahan kimia), air yang digunakan dapat digunakan untuk injeksi *waterflood*.

DAFTAR ISTILAH /SINGKATAN

Simbol	Definisi	Unit
Injeksi air (water flooding)	Metode peningkatan perolehan minyak (enhanced oil recovery/EOR) dengan menyuntikkan air ke dalam reservoir untuk mendorong minyak ke arah sumur produksi.	

Reservoir	Formasi batuan bawah tanah yang berpori dan permeabel, mengandung minyak, gas, atau air.
Faktor perolehan minyak (recovery factor)	Persentase minyak yang dapat diproduksi dari total minyak awal di tempat (original oil in place).
Kompatibilitas	Keserasian antara air injeksi dan batuan reservoir, untuk menghindari reaksi negatif seperti pembentukan scale, swelling clay, atau migrasi fine.
Core plug	Sampel batuan berbentuk silinder kecil yang diambil dari batuan reservoir, digunakan untuk pengujian laboratorium.
Air formasi (formation water)	Air asli yang terdapat dalam pori-pori batuan reservoir.
Air injeksi (injection water)	Air yang disuntikkan ke dalam reservoir untuk proses water flooding.
All chemicals	Semua bahan kimia yang ditambahkan ke dalam air injeksi, misalnya inhibitor korosi, biocide, atau scale inhibitor.
Filtrat air injeksi	Air injeksi yang telah disaring (difiltrasi) untuk menghilangkan padatan tersuspensi.
Filter media anthracite	Media penyaring berbasis antrasit (jenis batubara) untuk menyaring air injeksi.
Liquid permeability (KW)	Kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida (air/minyak) di dalam pori-porinya, diukur dalam satuan milidarcy (mD).
Perbedaan permeabilitas (%)	Selisih persentase antara permeabilitas air formasi dan permeabilitas air injeksi, menunjukkan dampak ketidakkompatibelan.

Penentuan Kompatibilitas Air Injeksi Skala Laboratorium
pada Batuan Reservoir Untuk Struktur LT, Lapangan L (Rosidelly).

Reversed liquid permeability	Pengukuran permeabilitas yang dilakukan setelah aliran dibalik (reverse flow) untuk mengevaluasi perubahan akibat fine migration.
Fine migration	Perpindahan partikel halus (seperti clay) di dalam pori batuan akibat aliran fluida, yang dapat menyumbat pori dan menurunkan permeabilitas.
WRC test (Water-Rock Compatibility test)	Uji kompatibilitas antara air injeksi dan batuan reservoir untuk melihat pengaruhnya terhadap permeabilitas batuan.

DAFTAR PUSTAKA

- Amyx, J.W, Bass, D.M.Jr., and Whiting, R.L.: *Petroleum Reservoir Engineering*, McGraw - Hill Book Co.Inc., New York City, (1960).
- API – RPI 40 : *Recommended Practice for Core Analysis Procedure, American Petroleum Institute, Dallas*.
- Adim, Herlan , Msc, Petunjuk Analisa Sifat Fisik Batuan, Laboratorium Analisa Batuan Inti, Teknik Perminyakan, FTM Usakti, Jakarta (1998).
- Adim. Herlan, Msc, Petunjuk Analisa Sifat Fisik Fluida, Laboratorium Petrofisika, LEMIGAS, Jakarta, (1975).
- Adim, Herlan, Msc, Penuntun Analisa Laboratorium Sifat Batuan Reservoir dan Gas Bumi, Lemigas, Jakarta, (1993).
- Ahmadi, S., Khormali, A., & Meerovich, F. (2022). *Optimization of the demulsification of water-in-heavy crude oil emulsions using resp Society of Petroleum Engineers, Water Flood Injection Water Quality and Remedial Treatment Study, Prudhoe Bay Field, Alaska, SPE 20689*.
- Amer Badr Bin Merdhah and Abu Azam Mohd Yassin. *Scale Formation in Oil Reservoir During Water Injection at High-Salinity Formation Water* Journal of Applied Sciences, Malaysia, (2007).
- Amer Badr Bin Merdhah and Abu Azam Mohd Yassin. *Study of Scale Formation in Oil Reservoir During Water Injection-A review* Marine Science and Technology Seminar, Malaysia, (2007).
- Buckley, S.E and Leverett, M.C: *Mechanism of Fluid Displacement in Sands*, Trans, AIME 146, 107-116, (1942).
- Charles, R.S. : *Secondary Oil Recovery Lition* Educational Publishing, INC. Florida, p.183 – 224, (1966).
- Craig,F.F.Jr., *The Reservoir Engineering Aspects Of Waterflooding* Third Printing, Dallas, (1980).
- Donalson. Erle C, George V. Chilingarian, The Fu Yen, *Enhanced Oil Recovery Fundamentals and Analyses* Amsterdam, Oxford, New York, Tokyo, (1985).
- Case, L.C., *Water Problem In Oil Production*, The Petroleum Publishing Co, Tulsa Oklahoma, (1970).
- Cowan, J.C. and Weintritt, D.J., *Water Formed Scale Deposits*, Houston, Gulf Publishing Co, (1976).
- Dykstra, H and R.L. Parsons, *The Prediction of Oil Recovery by Waterflood*, Secondary Recovery of Oil in the US Principles and Practise, 2nd ed., API, 160-174, (1950).
- His.C.D , Starssner.J.E, Tucker H.E. and Townsend M.A.: *Prudhoe Bay Field, Alaska, Waterflood Injection Water Quality and Remedial Treatment Study*, SPE 20689, p.
- Hamouda, A.A ,*Water Injection Quality in Ekofisk-UV Sterilization and Monitoring Techniques*, SPE 21048, Phillips Petroleum Co. Norway Society Petroleum Engineers,(1991).
- Jones, L.W. : *Corrosion and Water Technology For Petroleum Producers* OGGI Publication, (1988), Tulsa.
- Johnson, K. S., *Water Scaling Problems in the Oil Production Industry*, Chemicals in Oil Industry, (1983), p. 140-152.
- Makmur, T. :”Penentuan Kompatibilitas Air Injeksi Terhadap Air Formasi dan Batuan Pada Kondisi Reservoir”, Media Informasi dan Komunikasi Mineral & Energi. Vol.2/No.5, December 2004, Jakarta, ISSN :1693-4121.
- Makmur.T, Nuraini.: ”Data Preparation For Water Injection Laboratory Tests”, Lemigas Scientific Contribution (LSC), Volume 1, No. 1, March 2004, Jakarta, ISSN: 0126-3501. <https://doi.org/10.29017/SCOG.27.1.1046>.
- Ostroff. A.G : *Introduction to Oilfield Water Technology* New Jersey, 1965.
- Paul Willhite, *Water Flooding*, SPE Textbook Series, vol 3, 1986.

Patton. Charles. C., *Applied Water Technology*
First Printing, June, Oklahoma, USA, (1986).

Patton. Charles. C., *Oilfield Water System*,
Norman, Oklahoma, (1977).

Rosidelly; "Waterflood Susceptibility of Ngrayong
Sandstone Reservoir in "X" - well, XYZ Field,
SCOG, Vol.40, number 1, April 2017. [https://
doi.org/10.29017/SCOG.40.1.34](https://doi.org/10.29017/SCOG.40.1.34).

Vetter, O. J., *An Evaluation of Scale Inhibitors*,
Journal of Petroleum Technology August, (1972).

Special Core Analysis and Industrial Water Technology
Manual, Special Core Analysis Studies Section, Core
Laboratories Inc, April (1972).