

Perubahan Sifat Kebasahan Fluida dan Sifat Kelistrikan Batuan Reservoir: Isu Lama, Persoalan Aktual

Oleh:

Bambang Widarsono

S A R I

Eksponen saturasi (n) adalah salah satu parameter yang memainkan peran penting sekali dalam pengestimasi saturasi air dengan menggunakan data log sumur. Permasalahan yang telah diketahui secara meluas tetapi belum ditangani dengan optimum sampai saat ini adalah adanya perbedaan yang berarti antara data eksponen saturasi yang diukur pada kondisi atmosfer dan pada kondisi reservoir, akibat adanya perubahan sifat kebasahan (*wettability*) batuan, sedangkan fakta menunjukkan bahwa sebagian besar data tersebut diukur pada kondisi atmosfer. Artikel ini menyoroti kembali permasalahan lama yang masih tetap aktual ini dengan tujuan memperingatkan kembali pentingnya masalah ini. Penyebab-penyebab terjadinya perbedaan tersebut seperti perubahan sifat kebasahan, efek ekstraksi, efek cara pensaturasian, dan efek akibat kompresi dan pemanasan dibahas dengan cukup mendalam. Efek dari ketidakpastian dalam estimasi saturasi air akibat data eksponen saturasi yang tidak representatif juga disajikan secara grafis. Tulisan ini ditutup dengan diskusi mengenai kemungkinan-kemungkinan yang dapat diambil dalam meminimalisasi kemungkinan terjadinya perubahan sifat kebasahan batuan agar batuan percontohan yang hendak diukur di laboratorium memiliki sifat kebasahan yang merepresentasikan keadaan di reservoir.

Kata kunci: sifat kebasahan, sifat kelistrikan, eksponen saturasi, temperatur, tekanan, saturasi air, kesalahan estimasi.

ABSTRACT

Saturation exponent (n) is an important parameter in the estimation of water saturation using well log data. The widely acknowledged fact but has hardly been dealt with properly to date is that there is significant difference between saturation exponents that are measured under atmospheric and that measured under reservoir conditions. Changes in rock wettability are thought to be the major cause of the difference. This fact becomes a problem when it is well aware that most of laboratory measurements for saturation exponent are made under atmospheric condition. This article presents this old problem with an aim to remind about its importance and impact. Causes such as changes in wettability, effect of extraction, effect of saturating method, and effect of compression and heating are discussed thoroughly. Errors in the estimation of water saturation due to inaccuracies in saturation exponent data are also presented graphically. This article is ended by a discussion over possibilities of special treatments that can be adopted in order to ensure representativeness of reservoir rocks taken for the saturation exponent laboratory measurement

Key words: wettability, resistivity, saturation exponents, temperature, pressure, water saturation, misinterpretation.

I. LATAR BELAKANG

Salah satu sifat atau properti fisik batuan *reservoir* yang dianggap sangat penting adalah *wettability* atau sifat kebasahan. Sifat fisik yang pada dasarnya adalah kecenderungan dari batuan *reservoir* untuk dibasahi oleh cairan tertentu (minyak atau air) ini memiliki pengaruh yang menentukan atas sifat-sifat fisik batuan lainnya seperti tekanan kapiler, permeabilitas relatif, dan sifat kelistrikan. Batuan *reservoir* yang cenderung untuk dibasahi oleh air (*water wet*) akan memberikan respon yang berbeda terhadap aliran minyak dibanding batuan *reservoir* yang cenderung dibasahi oleh minyak (*oil wet*). Respon berbeda yang diberikan oleh batuan *reservoir* tersebut tentu akan berdampak terhadap jumlah minyak yang dapat diproduksi oleh *reservoir* tersebut.

Fakta di atas telah secara lama dan meluas diketahui para praktisi teknik perminyakan terutama yang berkaitan dengan kegiatan bawah permukaan. Suatu hal penting yang juga merupakan suatu fakta adalah tidak banyak yang mengetahui bahwa data-data yang mereka pakai dalam kegiatan mereka tidak cukup representatif karena mengabaikan fakta di atas dalam perolehannya. Misalnya, adalah merupakan praktek yang umum di industri perminyakan (*industrial practice*) bahwa percontoh batuan (*core samples*) yang akan mengalami uji pengukuran sifat-sifat kelistrikannya, mengalami pencucian dan ekstraksi sebelum dilakukan pengujian di laboratorium. Hal ini, seperti yang dibuktikan oleh beberapa studi, cenderung untuk mengubah sifat kebasahan aslinya sehingga percontoh tersebut dapat dianggap tidak sepenuhnya representatif lagi. Hal yang serupa juga terjadi pada batuan *reservoir* yang mengalami kontak dengan zat-zat kimia tertentu pada saat pemboran.

Tulisan yang merupakan gabungan antara penelitian literatur dan pengamatan atas data langsung dari laboratorium Core Analysis Lemigas adalah merupakan suatu pengingat (*reminder*) bahwa hal di atas adalah merupakan kenyataan yang masih berlangsung hingga saat ini. Kalangan industri sebagai pengguna langsung umumnya, baik karena alasan waktu, ekonomis dan ketidaktahuan, cenderung untuk mengabaikan hal ini. Diharapkan bahwa fakta-fakta yang akan disajikan dalam tulisan ini akan membantu menambah wawasan dan pemahaman, baik

para pengguna data maupun penghasil data di laboratorium, akan pentingnya fenomena di atas demi dihasilkannya informasi yang seakurat dan semewakili mungkin.

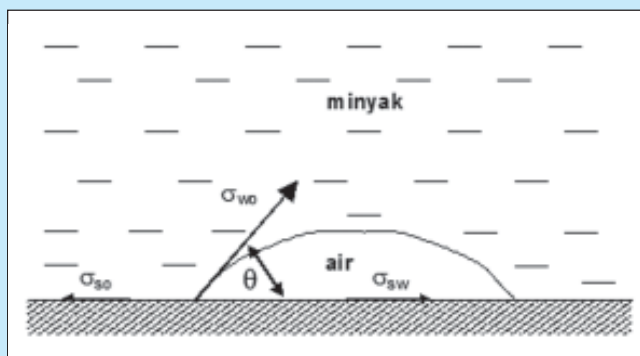
II. SIFAT KEBASAHAN: SUATU DISKUSI SINGKAT

Di sebuah batuan berpori, sifat kebasahan adalah merupakan hasil interaksi antar gaya-gaya permukaan yang aktif bukan saja antara dua fasa cair yang tidak bercampur tetapi juga antara cairan dan permukaan padatan dari batuan tersebut. Gaya-gaya tersebut menghasilkan tegangan adhesi yang pada gilirannya menentukan fluida apa yang akan cenderung membasahi permukaan padatan tersebut. Gambar (1) memperlihatkan sebuah penggambaran sederhana dari sebuah keadaan di mana sebuah tetesan (*droplet*) air yang menempel pada sebuah permukaan padatan dan dilingkupi oleh minyak.

Untuk menilai tingkat kebasahan yang ditimbulkan oleh kedua cairan, secara kesepakatan, sudut kontak (θ) diukur pada fasa cairan yang lebih berat (di batuan *reservoir* biasanya air) pada selang 0° sampai 180° . Secara sederhana tegangan adhesi yang terjadi dapat direpresentasikan oleh (Amyx dkk, 1960):

$$A_T = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos \theta_{wo} \quad (1)$$

di mana A_T adalah tegangan adhesi, σ_{so} adalah tegangan antarmuka antara padatan dan cairan yang lebih ringan (biasanya minyak), σ_{sw} adalah tegangan antarmuka antara padatan dan cairan yang lebih berat (biasanya air), σ_{wo} adalah tegangan antarmuka antara kedua cairan. Dengan mengatur kembali Persamaan



Gambar 1
Keseimbangan gaya-gaya pada bidang antarmuka air – minyak – solid

(1), dan sesuai dengan yang disajikan pada Gambar (1), maka sudut kontak dapat diekspresikan sebagai

$$\cos \theta = \frac{c_{so} - c_{sw}}{\sigma_{wo}} \quad (2)$$

Tegangan adhesi positif mengindikasikan bahwa fasa cairan yang lebih berat cenderung membasahi permukaan padatan, sedangkan tegangan adhesi nol menandakan kedua cairan cenderung memiliki afinitas yang sama dengan permukaan padatan. Makin besar tegangan adhesi dan makin kecil sudut kontak maka makin mudah bagi fasa pembasah (*wetting phase*) untuk melekat dan menyebar di permukaan padatan. Sebaliknya, jika sudut kontak besar maka diperlukan energi dari luar untuk memaksakan fase pembasah tersebut untuk menyebar di permukaan padatan. Secara konvensi dapat dianggap bahwa jika sudut kontak adalah lebih kecil dari 90° maka fasa cairan yang lebih berat adalah bertindak sebagai fase pembasah. Demikian pula sebaliknya, dan sudut kontak 90° umumnya dianggap sebagai sifat kebasahan yang netral di mana sifat membasahi dari kedua cairan cenderung sama. Sebagai pembandingan Treiber dkk (1972) dalam sistem air - minyak menggunakan 0° – 75° untuk basah air, 75° – 105° untuk netral, dan 105° – 180° untuk basah minyak.

Dari kedua litologi yang umum membentuk batuan reservoir, secara umum batupasir cenderung memiliki permukaan yang bersifat asam dibanding dengan batugamping (karbonat) sehingga mudah untuk bereaksi dan menyerap senyawa basa dengan mudah, sementara senyawa asam akan ditolak. Komponen organik polar utama dari minyak mentah umumnya adalah bersifat asam lemah sehingga tidak akan mudah untuk terserap oleh permukaan SiO₂ dari batupasir. Hal inilah yang membuat batupasir secara umum cenderung untuk bersifat netral dan basah air (*water wet*). Berbagai studi telah mengamati hal ini. Salah satunya adalah Block dan Simms (1967) yang dengan baik memperlihatkan senyawa basa *octadecylamine* dengan mudah terserap oleh permukaan gelas, sementara asam stearic yang digunakan tidak terserap sama sekali.

Berbeda dengan batupasir, permukaan batuan karbonat memiliki sifat basa sehingga dengan mudah dapat bereaksi dengan senyawa asam di dalam minyak mentah. Hal ini yang menyebabkan batugamping cenderung

bersifat netral sampai basah minyak (*oil wet*) (Cuiec, 1975). Lowe dkk. (1973) adalah salah satu contoh pengamat yang menunjukkan bukti bahwa terjadi reaksi antara permukaan batugamping dan senyawa asam minyak mentah sehingga membentuk lapisan film tipis dipermukaan yang bersifat menyerap.

Meskipun minyak mentah banyak memiliki komponen asam lemah, tetapi ada jenis-jenis minyak mentah yang memiliki fraksi resin dan aspal yang cukup besar. Kedua jenis senyawa ini mengandung senyawa berinti ganda yang dapat bersifat asam maupun basa. Dengan adanya komponen ini maka batupasir dan batugamping dapat saja masing-masing bersifat basah minyak dan basah air, meskipun tingkatnya sangat ditentukan oleh kuantitas dari kedua komponen tersebut (mis: Denekas dkk. 1959). Tabel 1 menyajikan hasil studi laboratorium dari Treiber dkk. (1972) dan Chillingarian & Yen (1983) mengenai kecenderungan kebasahan dari beberapa sampel batupasir dan karbonat.

Dari pembahasan singkat di atas dapat dilihat bahwa sifat kebasahan ini erat sekali kaitannya dengan komposisi kimia, dan juga derajat keasaman, dari padatan dan fluida-fluida yang bersangkutan. Komposisi kimia yang berbeda-beda ini juga merespon terhadap pengaruh faktor eksternal, seperti tekanan dan temperatur, dengan cara yang berbeda-beda. Perubahan dalam respon inilah yang kemudian akan membuat adanya perubahan dalam sifat kebasahan yang pada gilirannya akan mempengaruhi sifat-sifat fisik batuan lainnya.

II. STUDI KASUS

Dikenal tiga parameter sifat kelistrikan, disebut parameter Archie, yang datanya diperoleh dari pengukuran di laboratorium yaitu faktor sementasi

Tabel 1
Kecenderungan kebasahan secara relatif pada batupasir dan karbonat (dari Tiab & Donaldson, 2004)

Kebasahan	Treiber dkk (1972)		Chillingarian & yen (1983)
	Silikat, %	Karbonat, %	Karbonat, %
Basah air	43	8	8
Netral	7	4	12
Basah minyak	50	88	80

(m), eksponen saturasi (n), dan *tortuosity* (a). Berikut ini adalah beberapa contoh yang relevan di mana sifat-sifat kelistrikan tersebut dapat termodifikasi akibat penanganan percontoh yang tidak seksama.

A. Efek ekstraksi

Di antara ketiga parameter Archie di atas maka eksponen saturasilah yang paling terpengaruh oleh sifat kebasahan karena memang parameter inilah yang dipakai untuk menggambarkan sifat kebasahan dari batuan reservoir. Dalam penggunaan model saturasi air Archie

$$S_w^n = \frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{R_t} \tag{3}$$

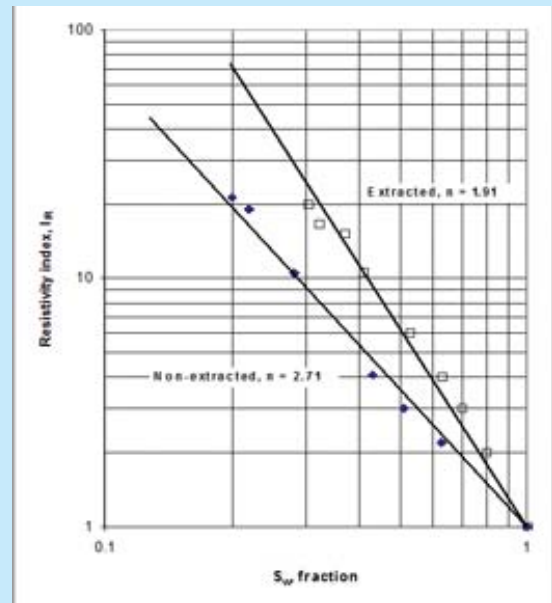
maupun model-model turunannya dapat dilihat dengan jelas bahwa kesalahan dalam penggunaan n akan berdampak pada salahnya estimasi saturasi air (S_w) yang dihasilkan. Hal ini akan berdampak langsung terhadap estimasi akumulasi minyak atau gas di tempat yang pada gilirannya akan berpengaruh terhadap besarnya cadangan dari suatu lapangan. (ϕ , R_w , dan R_t masing-masing adalah porositas, resistivitas air, dan resistivitas batuan beserta fluida yang dikandungnya.)

Mengingat pentingnya parameter ini maka pengukuran eksponen saturasi di laboratorium seharusnya dilakukan pada saat percontoh masih pada keadaan reservoir. Hal ini memang menyulitkan karena mengganggu perhitungan saturasi dan segi-segi praktis lainnya, sehingga praktek yang umum dilakukan adalah dengan mencuci dan mengekstraksi cairan dan garam-garaman yang ada sehingga pengukuran dilakukan pada percontoh dalam keadaan bersih.

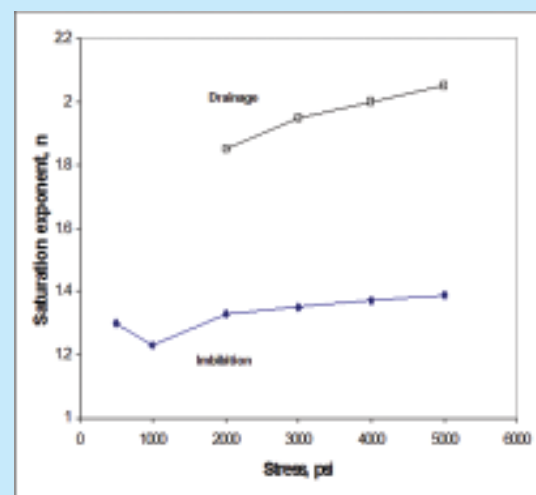
Anderson (1986) memperlihatkan dengan baik sekali efek dari pencucian percontoh terhadap hasil pengukuran eksponen saturasi. Gambar 2 menyajikan plot antara indeks resistivitas (I_R), yang merupakan rasio R_t/R_o di mana R_o adalah resistivitas percontoh saat tersaturasi sepenuhnya oleh air, versus saturasi air dengan n diwakili oleh kemiringan dari garis plot. Dari plot pada Gambar 2 terlihat bahwa ekstraksi dan pencucian mengubah harga eksponen saturasi dari 2,71 menjadi 1,91. Penurunan tersebut dapat dianggap sangat berarti.

Masih sehubungan dengan itu efek dari sifat kebasahan atas percontoh karbonat dipelajari oleh

Sweeney & Jennings (1960) jauh sebelumnya. Mereka mengamati bahwa dari percontoh batuan karbonat yang tadinya basah minyak dan memiliki eksponen saturasi yang tinggi, bahkan bisa mencapai 8, tapi setelah diekstraksi dan dicuci dengan memakai



Gambar 2
Efek pencucian percontoh atas eksponen saturasi (Anderson, 1986)



Gambar 3
Efek proses pensaturaan percontoh atas eksponen saturasi (Lewis dkk, 1988)

toluen maka eksponen saturasinya menjadi berkisar antara 1,5–2,5. Fakta ini mengindikasikan adanya perubahan dari sifat basah minyak menjadi keadaan yang berkisar antara basah air dan basah minyak lemah (*mildly oil wet*).

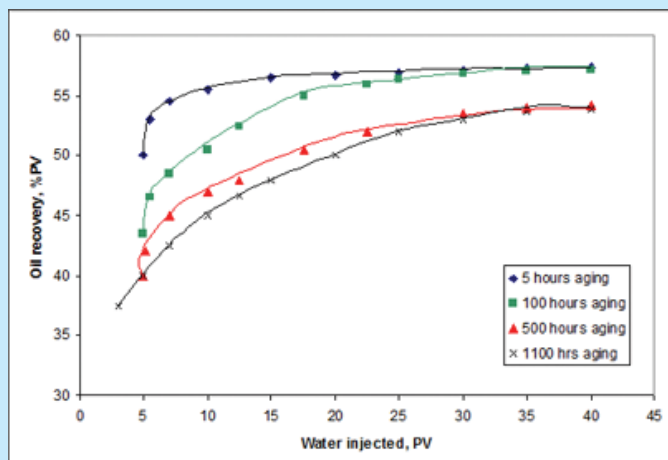
B. Efek pensaturasian

Perbedaan cara mensaturasi percontoh untuk keperluan pengukuran eksponen saturasi, *drainage* dan *imbibition*, menyebabkan perbedaan dalam keluaran yang dihasilkan. (Proses *drainage* adalah proses penurunan saturasi air dengan menambahkan cairan non konduktif listrik secara berkala, sedangkan *imbibition* adalah proses sebaliknya.) Longeron dkk. (1986) dan Lewis dkk. (1988) menginvestigasi pengaruh sejarah pensaturasian ini atas eksponen saturasi pada beberapa percontoh batupasir.

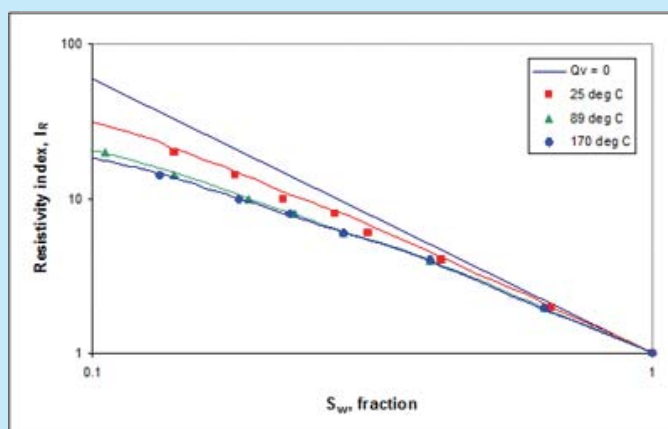
Kedua studi di atas memperlihatkan hasil yang sama. Selama proses *drainage* atas batupasir yang basah air kedua studi melihat bahwa eksponen saturasi umumnya sekitar 2, sementara selama proses *imbibition* eksponen saturasi tampaknya menjadi menurun menjadi sekitar 1,4 (Gambar 3). Dari gambar terlihat bahwa pada saturasi air yang sama besar eksponen saturasi berbeda dengan cukup besar. Secara sepintas tampak seperti terjadi perubahan dari basah air atau netral menjadi basah air kuat meskipun tidak terjadi proses kimiawi atau perubahan fisik apapun.

Hal yang paling mungkin terjadi adalah berkaitan dengan kontinuitas fasa air yang menjadi jalur perambatan arus listrik pada saat pengukuran. Pada proses *imbibition* batuan akan tampak lebih basah air karena memang prosesnya yang mensimulasi proses pendesakan air di reservoir tersebut lebih menjamin kontinuitas fasa air di rongga pori percontoh meskipun proses *drainage* yang dipakai sebagai standar karena mensimulasi proses awal pengakumulasian hidrokarbon di reservoir.

Perbedaan dalam cara pensaturasian ini akan diperumit dengan adanya perubahan sifat kebasahan



Gambar 4
Efek lamanya proses *aging* terhadap sifat kebasahan yang terefleksikan pada perbedaan perolehan minyak pada (oil recovery) pada uji pendesakan dengan menggunakan *sandpack* (Emery dkk, 1970)



Gambar 5
Pengaruh panas pada indeks resistivitas (I_R).

selama terjadinya pensaturasian. Untuk batuan yang relatif ketat maka umumnya pensaturasian secara bertahap (misalnya dengan memakai cara statis *porous plate*) dilakukan dengan cukup lama (hitungan bulan), sedangkan pada batuan yang lebih permeabel pensaturasian tersebut dilakukan dengan lebih singkat (hitungan minggu). Jika percontoh tersebut telah mengalami ekstraksi maka proses pensaturasian tersebut secara efektif menjadi sebuah proses ‘restorasi percontoh’ atau sering disebut sebagai *aging*.

Dalam proses *aging* yang sebenarnya percontoh direndam di dalam air formasi dan minyak selama beberapa lama untuk dikembalikan sifat kebasahan aslinya. Jika dalam proses pensaturasian (terutama dalam sistem minyak - air) di atas beberapa batuan mengalami pensaturasian dengan waktu yang berbeda-beda maka secara efektif batuan-batuan tersebut akan mengalami proses *aging* yang berbeda-beda sehingga cenderung akan memiliki sifat kebasahan yang berbeda-beda meskipun berasal dari satu reservoir.

Efek dari *aging* ini secara baik dikemukakan oleh Emery dkk (1970) dalam studi pendesakan dengan menggunakan percontoh sintetik (*sandpack*). Mereka menemukan percontoh yang makin bersifat basah air dengan makin lamanya *aging*. Mereka menyimpulkan bahwa perubahan sifat kebasahan menimbulkan distribusi saturasi fluida yang berbeda sehingga hasil uji pendesakanpun menjadi berbeda (Gambar 4). Hal ini terbukti dari faktor perolehan minyak akibat pendesakan oleh air yang berbeda-beda meskipun dipakai *sandpack* yang sama tapi telah mengalami perubahan sifat kebasahan. Tapi mereka juga menemukan bahwa setelah proses *aging* selama 500 jam maka sifat kebasahan tidak akan banyak berubah.

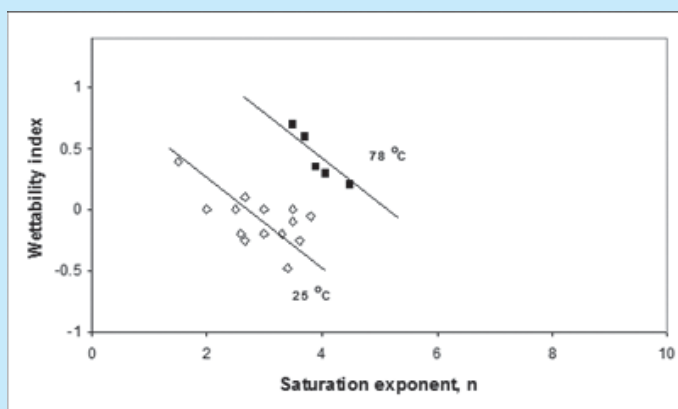
C. Efek kompresi dan panas

Pengaruh kompresi atas eksponen saturasi dipelajari oleh beberapa investigator antara lain Lewis dkk (1988) dan Soendenaa dkk (1989). Dengan menggunakan rentang stres 0 – 5000 psi Lewis dkk menunjukkan bahwa terjadi perubahan sekitar 8% untuk percontoh basah air dan 4% untuk percontoh basah minyak. Mirip dengan hasil di atas, Soendenaa dkk dengan menggunakan minyak mentah ‘hidup’ melihat adanya perubahan sekitar 15%.

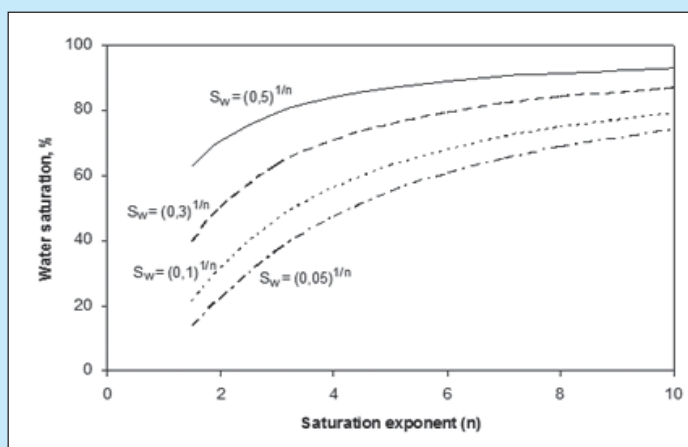
Meskipun relatif kecil perubahan antara 4% – 15% tetapi merupakan kontribusi yang berarti di samping penyebab-penyebab lainnya. Tidak terlalu konklusif apa yang menyebabkan

perubahan tersebut, tetapi salah satu kemungkinan adalah termodifikasinya kontinuitas fasa air di dalam jaringan pori percontoh sehingga memodifikasi konduktifitas listrik secara keseluruhan. Kemungkinan akan termodifikasinya sifat kebasahan akibat kompresi diperkirakan kecil.

Lain halnya yang terjadi dengan pengaruh panas. Efek dari panas pada indeks resistivitas (I_R) adalah cukup berarti seperti yang disajikan oleh (Gambar 5). Plot pada (Gambar 5) merupakan kelakuan tipikal dari



Gambar 6
Pengaruh panas pada sifat kebasahan batuan.
Bertambahnya panas cenderung membuat batuan menjadi lebih basah air



Gambar 7
Potensial kesalahan dalam penggunaan model saturasi air Archie dengan menggunakan data eksponen saturasi yang salah. Empat skenario model Archie digunakan

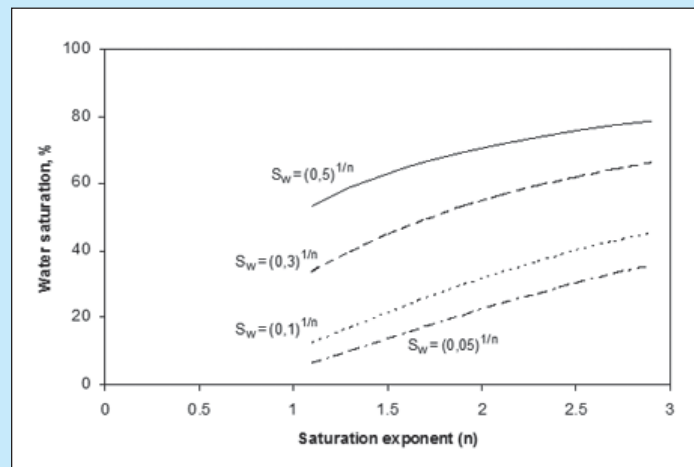
indeks resistivitas pada berbagai temperatur. Mengingat eksponen saturasi adalah merupakan konstanta kemiringan dari garis plot maka dapat dilihat bahwa panas mempengaruhi eksponen saturasi, meskipun pada temperatur di atas 80°C pengaruhnya sudah sangat berkurang.

Mengingat indeks resistivitas adalah rasio antara R_t dan R_o , maka memang dimungkinkan bahwa perubahan akibat panas adalah disebabkan oleh perubahan konduktivitas air yang berada di dalam percontoh. Tetapi mengingat R_t dan R_o keduanya dipengaruhi secara selaras maka seharusnya ada penyebab lain yang juga ikut mempengaruhi. Salah satu kemungkinan penyebab, yang diperkirakan juga sebagai penyebab yang penting, adalah perubahan sifat kebasahan.

Donaldson & Siddiqui (1987) mempelajari pengaruh dari temperatur atas sifat kebasahan dengan menggunakan satu set percontoh batupasir Elgin – Oklahoma. (Gambar 6) menyajikan plot hasil studi mereka yang memperlihatkan pengaruh perubahan sifat kebasahan akibat pengaruh panas. Terlihat indeks sifat kebasahan (metode USBM, di atas nol dianggap basah air sedangkan di bawah nol dianggap basah minyak) yang meningkat dengan meningkatnya temperatur. Mereka memperkirakan bahwa perubahan dari menuju keadaan yang lebih basah air ini disebabkan oleh modifikasi sifat-sifat fisik dan kimia dari permukaan batuan dengan bertambahnya temperatur. Gejala yang sama juga diamati oleh investigator lain dalam studi-studi mereka secara terpisah dan pada tema yang berbeda, antara lain Edmondson (1965), Lo & Mungan (1973), dan Poston dkk. (1970).

III. EFEK SIFAT KEBASAHAN PADA ESTIMASI SATURASI AIR

Lebih dari setengah abad yang lalu, secara konklusif Keller (1953) menunjukkan bahwa dalam pengukuran di laboratorium maka harga resistivitas yang berbeda dapat diperoleh dari tingkat saturasi air yang sama tapi dengan sifat kebasahan yang berbeda. Dengan perkataan lain, sifat kebasahan yang berbeda dapat menghasilkan distribusi saturasi fluida yang berbeda dalam percontoh meskipun pada saturasi fluida rata-rata yang sama besarnya. Lebih jauh ia



Gambar 8
Potensial kesalahan dalam penggunaan model saturasi air Archie dengan menggunakan data eksponen saturasi yang salah pada selang yang 'lazim' digunakan dalam analisis log. Empat skenario model Archie digunakan

menunjukkan perubahan eksponen saturasi dari 1,5 sampai 11,7 dengan perubahan dari basah air menjadi basah minyak kuat.

Efek dari perubahan secara semu eksponen saturasi (n) terhadap estimasi saturasi air dapat dilihat secara kira-kira dari Persamaan (3), tapi dapat dengan lebih jelas dilakukan dengan cara uji coba seperti yang hasilnya disajikan pada (Gambar 7) dan (Gambar 8). (Gambar 7) menyajikan uji coba dengan empat skenario persamaan Archie dengan menggunakan perubahan n dari 1,5 sampai dengan 10, sedangkan (Gambar 8) merupakan magnifikasi dari selang yang dianggap "lazim" dipakai yaitu dari 1,5 sampai 3.

Dari kedua gambar dengan jelas terlihat fatalnya suatu hasil estimasi saturasi air yang menggunakan eksponen saturasi yang salah. Satu contoh ekstrim ditunjukkan oleh kurva terbawah dari (Gambar 7) dimana estimasi saturasi air dari sekitar 15% pada $n = 1,5$ menjadi sekitar 70% pada $n = 10$. Dengan satu kesalahan sefatal ini seorang penganalisis log akan menyimpulkan suatu reservoir dengan tingkat kandungan hidrokarbon yang sangat baik sebagai suatu reservoir yang secara efektif hanya mengandung air belaka. (Reservoir dengan saturasi air rata-rata di atas 70% seringkali dianggap bukan reservoir hidrokarbon lagi.) Pada selang n yang lebih "lazim" (Gambar 8) suatu contoh oleh kurva kedua dari atas mengubah saturasi air dari 33% pada $n = 1,1$ menjadi 67% pada

$n = 2,9$. Secara efektif kesalahan ini mengubah dari suatu reservoir yang memiliki potensi keekonomian yang baik menjadi reservoir yang bersifat marjinal secara keekonomian. Kesalahan yang disajikan kedua contoh di atas tentu akan menghasilkan implikasi yang berbeda dalam kaitannya dengan langkah lanjut yang harus diambil.

IV. DISKUSI PENUTUP

Sifat kebasahan dari batuan reservoir memainkan peranan besar dalam menentukan distribusi saturasi fluida, laju alir produksi, dan tingkat perolehan hidrokarbon dari suatu reservoir. Selama proses pemboran, pengambilan percontoh (*coring*), dan preparasi di laboratorium menjelang pengujian, batuan reservoir seringkali telah mengalami perubahan dalam hal sifat kebasahannya. Untuk keperluan evaluasi yang menyangkut situasi awal suatu reservoir, seperti evaluasi "volume awal hidrokarbon di tempat", maka batuan reservoir yang diambil sebagai percontoh tersebut harus mengalami alterasi sifat kebasahan agar dapat diuji dalam kondisi awal reservoir.

Di sisi lain ada kasus-kasus di mana sifat kebasahan suatu reservoir ingin diubah untuk memperoleh sifat kebasahan yang sesuai sehingga dapat memaksimalkan tingkat perolehan hidrokarbon. Sebagai contoh adalah batuan reservoir yang sangat bersifat basah minyak kuat sehingga memiliki tingkat saturasi minyak tersisa setelah diproduksi (*residual oil saturation, ROS*) yang tinggi. Untuk mencapai hal ini maka percontoh harus mengalami alterasi agar kondisi awal dapat diubah menjadi kondisi seperti yang diinginkan.

Dengan demikian, sifat kebasahan dari batuan reservoir sebenarnya dapat diubah sesuai dengan keinginan. Ada beberapa metoda yang dapat dipakai untuk mengubah sifat kebasahan (Tiab & Donaldson, 2004):

- Penggunaan *organosilanes* dengan formula umum $(CH_3)_nSiCl_x$ yang akan menghasilkan HCl pada permukaan batuan dan mengekspos grup CH_3 sehingga menghasilkan karakter basah minyak;
- *Aging* dalam minyak mentah bertekanan;
- Penggunaan asam-asam *naphthenics*;
- Penggunaan *asphaltenes*; dan
- Penambahan surfaktan pada fluida.

Dalam prakteknya, percontoh harus dibersihkan lebih dahulu dengan pelarut, asam, uap, atau pemanasan sampai 250 °C dengan maksud memutus senyawa organik yang ada di dalamnya, meskipun pemanasan setinggi itu dapat menyebabkan dehidrasi pada lempung yang mungkin ada pada batuan sehingga mengubah sifat kimiawi dari permukaan batuan. Setelah pencucian, perlakuan-perlakuan yang tersebut di atas dilaksanakan atas percontoh batuan sesuai dengan kebutuhan dan kemudian dikeringkan sampai 110 °C sehingga zat-zat aditif dapat menempel dengan baik di permukaan batuan.

Pengubahan sifat kebasahan harus dilakukan dengan sangat hati-hati karena sifat kebasahan yang akan dihasilkan tergantung dari (Tiab & Donaldson, 2004):

- Komposisi mineral dari batuan;
- Prosedur pencucian yang digunakan;
- Tipe aditif yang digunakan (*silane, asphaltenes, dsb*);
- Konsentrasi aditif di dalam pelarut yang akan diinjeksikan ke dalam percontoh; dan
- Prosedur yang digunakan untuk mengeringkan percontoh batuan.

Meskipun keseragaman sifat kebasahan untuk semua percontoh batuan tidak selalu bisa diperoleh tetapi pendekatan ini telah sering dicoba dengan hasil bervariasi (mis. Singhal & Dranchuk, 1975, seperti yang dikutip oleh Tiab & Donaldson, 2004).

V. KESIMPULAN

Beberapa butir kesimpulan utama yang dapat ditarik dari studi ini adalah:

- Perubahan sifat kebasahan fluida pada batuan reservoir dapat mengubah distribusi saturasi air dan eksponen saturasi secara berarti;
- Praktek-praktek dalam pemboran, pengambilan percontoh, dan preparasi percontoh dapat mengubah sifat kebasahan;
- Perubahan sifat kebasahan dapat menimbulkan kesalahan yang fatal jika eksponen saturasi yang tidak representatif dipakai untuk mengestimasi saturasi fluida dalam analisis log;
- Sifat kebasahan dapat diubah sesuai dengan kebutuhan; dan
- Perlu sosialisasi yang lebih intensif mengenai isu lama perubahan sifat kebasahan secara tidak

dikehendaki ini, sehingga ketidakpastian yang selalu melingkupi usaha-usaha estimasi cadangan hidrokarbon dapat dikurangi.

KEPUSTAKAAN

1. Anderson, W.G. "Effect of wettability on the electrical properties of porous media". *J. Pet. Tech.*, Desember, pp. 1371 – 1378.
2. Block, A. & Simms, B.B. (1967). "Desorption and exchange of absorbed octadecylamine and stearic acid on steel and glass". *J. Colloid and Interface Sci.*, Vol. 25, p.514.
3. Chilingarian, G.V. & Yen, T.F. (1983). "Some notes on wettability and relative permeabilities of carbonate rocks". *Energy Sources*, Vol. 7, No. 1, pp. 67 – 75.
4. Cuiec, L.E. (1975). "Restoration of the natural state of core samples". *Soc. Petrol. Eng. Paper 5634, Annual Tech. Conf., Dallas, TX, Sept. 28 – Oct. 1.*
5. Denekas, M.O., Mattax, C.C. & Davis, G.T. (1959). "Effect of crude oil composition on rock wettability". *Trans AIME*, Vol. 216, pp. 330 – 333.
6. Edmondson, T.A. (1965). "Effect of temperature on waterflooding". *J. Can. Petrol. Tech.*, Vol. 4, No. 4, Oct – Dec, pp. 236 – 242.
7. Emery, L.W., Mungan, N. & Nicholson, R.W. (1970). "Caustic slug injection in the Singleton field". *Soc. Petrol. Eng. JPT*, Vol. 22, December, pp. 1569 – 1576.
8. Keller, G.V. (1953). "Effect of wettability on the electrical resistivity of sands". *Oil & Gas j.* Vol. 51, No.1, January, p. 65.
9. Lewis, M.G., Sharma, M.M. & Dunlap, H.F. (1988). "Wettability and stress effect saturation and cementation exponents". *SPWLA 29th Ann. Logging Symp.*, paper K, June 5 – 8.
10. Lo, H.Y. & Mungan, N. (1973). "Effect of temperature on water-oil relative permeability in oil-wet and water-wet systems". *Soc. Petrol. Eng.*, Paper 4505, 48th Annual Conf., Las Vegas – NV, Sept 30 – Oct 3, 12 pp.
11. Longeron, D.G., Argaud, M.J. & Feraud, J.P. (1986) Effect of overburden pressure, nature, and microscopic distribution of the fluids on electrical properties of samples. *Soc. Petrol. Eng. Paper 15383.*
12. Lowe, A.C., Phillips, M.C. & Riddiford, A.C. (1973). "On the wettability of carbonate surfaces by oil and water". *J. Can. Petrol. Tech.*, vol: 12, No. 44, April – June, pp. 33 – 40.
13. Poston, S.W., Ysrael, S.C., Hossain, A.K.M.S., Montgomery, E.F. & Ramey, H.J., Jr. (1970). "The effect of temperature on irreducible water saturation and relative permeability of unconsolidated sands". *Soc. Petrol. Eng. J.*, Vol. 10, No.2, June, pp. 171 – 180.
14. Singhal, A.K. & Dranchuk, P.M. (1975). "Wettability control of glass beads". *Can. J. Chem. Eng.*, Vol. 53, February, pp. 3 – 8.
15. Sweeney, S.A. & Jennings, H.Y. (1960). "Effect of wettability on the electrical resistivity of carbonate rock from a petroleum reservoir". *J. Phys. Chem.*, Vol. 64, May, pp. 551 – 553.
16. Tiab, D. & Donaldson, E.C. (2004). "Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties". Gulf Professional Publishing, 200 Wheeler Road, Burlington, MA 01803, USA, p. 889.
17. Treiber, L.E., Archer, D. & Owens, W.W. (1972). "A laboratory evaluation of the wettability of fifty oil producing reservoirs". *Soc. Petrol. Eng. J.*, Vol. 12, No. 6, December, pp. 531 – 540.