

# PENGEMBANGAN METODE PENENTUAN EKSPONEN SATURASI

Catur Kristiawan<sup>(1)</sup>, Pudji Permadi<sup>(2)</sup>

<sup>(1)</sup>Teknik Perminyakan, Institut Teknologi dan Sains Bandung (ITSB), Kota Deltamas, Bekasi.

e-mail : [caturkristiawan@outlook.com](mailto:caturkristiawan@outlook.com)

<sup>(2)</sup>Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung (ITB), Jl. Ganesha 10, Bandung.

e-mail : [pudji@tm.itb.ac.id](mailto:pudji@tm.itb.ac.id)

---

## ABSTRAK

Eksponen saturasi Archie sangat tergantung pada kebasahan reservoir. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menyajikan teknik baru untuk menentukan eksponen saturasi dan mengidentifikasi implikasi hubungan antara data log resistivitas dan kebasahan reservoir *in-situ*. Teknik ini menggunakan data log sumuran sehingga rekomendasi dapat dibuat untuk meminimalkan ketidakpastian pengukuran perilaku reservoir di laboratorium.

Metode pengembangan dalam penelitian ini didasarkan pada persamaan saturasi Archie. Derivasi matematika dilakukan untuk mengembangkan hubungan antara resistivitas formasi sebenarnya ( $R_t$ ) dan indeks resistivitas ( $R_t/R_o$ ) untuk menentukan eksponen saturasi menggunakan *cross plot*. Pengembangan persamaan yang dilakukan telah melibatkan kebasahan, distribusi ukuran pori, dan *displacement history* berdasarkan sensitivitas model sintetis. Dua kasus sumur digunakan dalam penelitian ini dari lapangan reservoir batu pasir yang terletak di wilayah Cekungan Jawa Barat Utara untuk menguji penerapan model yang diusulkan. Karya ini adalah untuk melakukan perbandingan antara metode yang baru dikembangkan dengan metode sebelumnya. Hasil validasi eksponen saturasi akan didasarkan pada analisis kebasahan *in-situ* menggunakan gradien tekanan reservoir.

Analisis kebasahan *in-situ* menggunakan gradien tekanan reservoir menunjukkan bahwa kebasahan reservoir berupa *weakly oil-wet*. Metode yang baru dikembangkan telah terbukti menghasilkan hasil yang lebih representatif menurut analisis gradien tekanan. Metode yang diusulkan menyajikan pendekatan sederhana dan akurat dalam penentuan eksponen saturasi. Rekomendasi ditawarkan kepada penganalisa laboratorium dalam mengukur data analisis *special core* sebagai input dalam membangun model reservoir dinamis. Secara keseluruhan, penelitian ini memberikan latar belakang teoritis terkait dan diskusi terperinci tentang hasil dengan mempertimbangkan prosedur yang dapat diterima industri sehari-hari, memberikan pemahaman yang lebih baik tentang eksponen saturasi dan hubungannya dengan data log resistivitas dan kebasahan batuan.

**Kata kunci:** eksponen saturasi, kebasahan, log sumur, batupasir, tekanan reservoir, analisa *special core*

## ABSTRACT

*Archie saturation exponents are strongly dependent on reservoir wettability. The objectives of this research are to present a new technique for determining saturation exponents and identify the implications of relationships between resistivity log data and in-situ reservoir wettability. This technique uses well log data so that recommendations can be made that can minimize the measurement uncertainty of reservoir behavior in the laboratory.*

*The development method in this study is based on Archie's saturation equations. Mathematical derivation is carried out to develop the relationship between true formation resistivity ( $R_t$ ) and resistivity index ( $R_t/R_o$ ) to determine the saturation exponent using a cross plot. The development of the equation has in fact involved wettability, pore-size distribution, and displacement history based on the sensitivity of the synthetic model. Two well cases were used in this study from the sandstone reservoir field located in the North West Java Basin region to test the application of the proposed model. The present work is to perform a comparison between these methods and previous methods. Validation results of saturation exponents will be based on in-situ wettability analysis using pressure gradients.*

*Analysis of in-situ wettability using reservoir pressure gradients suggests that the wettability of the reservoir is weakly oil-wet. Present methods have proven to produce more representative results according to pressure gradients analysis. The proposed method presents a simple and accurate approach in the determination of saturation exponent. A recommendation is offered to the core laboratory analyzer in measuring special core analysis data as an input in building dynamic reservoir models. Overall, this thesis provides the related theoretical background and detailed discussion on the results with considered an industry acceptable procedure day-after-day, giving a better understanding of the saturation exponent and its relation with resistivity log data and wettability.*

**Keywords:** saturation exponent, wettability, well log, sandstone, reservoir pressure, special core analysis

## PENDAHULUAN

Estimasi cadangan hidrokarbon sangat kuat dipengaruhi oleh data log elektrik dan nilai eksponen saturasi Archie “n” yang digunakan. Sifat kebasahan batuan dan histori saturasi merupakan faktor penting dalam menentukan resistivitas dari media berpori karena keduanya mengontrol lokasi dan distribusi minyak dan air pada batuan (Anderson, 1986). Sementara itu “n” menjadi sangat penting karena dapat mendefinisikan secara kuantitatif hubungan antara resistivitas batuan reservoir dengan saturasi airnya “Sw”, yaitu fraksi ruang pori yang diisi air sebagai kebalikan dari hidrokarbon (Archie, 1942). Kedua fakta tersebut menunjukkan bahwa “n” bergantung pada sifat kebasahan batuan, oleh karena itu “n” haruslah diukur dan atau ditentukan pada kondisi kebasahan reservoir. Dalam prakteknya, eksponen saturasi tidak lagi akan menjadi bermakna apabila pengukuran dan atau penentuannya tidak didasari dengan pendekatan-pendekatan teori yang dapat diandalkan.

Sejak konsep eksponen saturasi dipublikasikan oleh Gus Archie pada awal 1940-an, banyak petrofisikawan telah melakukan studi sensitivitas pengukuran eksponen saturasi dengan indikator-indikator kompleks untuk mengidentifikasi secara intrinsik variasi nilai “n”. Berangkat dari sini telah banyak dikaitkan dengan tekanan (Glanville, 1959), temperatur (Sanyal, 1973), sifat kebasahan batuan (Keller, 1953), sifat cairan desaturasi (Pierce, 1958), desain sel (Rust, 1952), *microporosity* (Swanson, 1985) dan *oven dried* kaitannya dengan mineral lempung sensitif (Worthington dkk., 1988). Semua mengerucut pada hasil akhir bahwa indikator-indikator tersebut dapat menghasilkan variasi nilai “n” dengan kesalahan lebih dari 10 s.u. pada evaluasi “Sw”, cukup signifikan. Setahun setelah Worthington melakukan studi, pada 1989 Donaldson dan Siddiqui merekomendasikan bahwa dalam

melakukan interpretasi log sumur seharusnya turut mengintegrasikan analisa kondisi kebasahan batuan. Seiring dengan publikasi tersebut, muncullah penelitian oleh para ahli petrofisikawan yang membuat metode atau pola grafis penentuan “n” dengan mengaitkan sifat kebasahan *in-situ* batuan dalam evaluasi “Sw” yang lebih masuk akal.

Penelitian mengenai penentuan eksponen saturasi menggunakan pengolahan pada data log sumur yang pertama dilakukan oleh Krygowski dan Cluff (2013) perpaduan antara Picket plot dengan konsep garis BVW (*Bulk Volume Water*) yang dicanangkan oleh Greengold (1986), hanya modifikasi persamaan namun belum dilandasi dengan penjelasan mengenai hubungannya dengan sifat kebasahan batuan. Al-Hilali dkk. (2015) persamaan grafis dibangun dengan menggabungkan persamaan dasar Archie (1942), Buckles, 1965 (after Al-Hilali dkk. 2015) dan pengamatan laboratorium oleh Coates dan Dumanoir (1973), dengan landasan teorema yang dapat diterima namun masih terdapat ketidakpastian hasil pada *low range porosity variation*. Secara umum keseluruhan penelitian yang telah disebutkan belum terdapat model yang secara gamblang dapat menjelaskan hubungan eksponen saturasi Archie dengan sifat kebasahan batuan *in-situ* baik dari persamaan yang dibangun ataupun dari metode yang digunakan, karena hanya mengandalkan modifikasi persamaan tanpa menyertakan makna fisiknya.

Dalam penelitian ini, metode penentuan eksponen saturasi baru telah dikembangkan dengan memperhatikan nilai historis dari kondisi kebasahan reservoir. Para ahli geologi dan petrofisikawan telah sepakat bahwa pada awalnya semua reservoir baik batupasir maupun karbonat berupa *strong water-wet*, perubahan kondisi kebasahan akan terjadi setelah adanya migrasi minyak yang mendesak air formasi

dengan intensitas kebasahan yang berbeda-beda. Dari fakta tersebut akan dimodelkan secara matematis dari persamaan dasar Archie (1942) hingga menghasilkan persamaan grafis untuk menentukan “n”, dengan ini maka pola baru telah dibuat. Parameter-parameter Archie yang akan dibahas lebih lanjut berupa *Formation Factor* “F”, *Formation Resistivity when 100% Saturated with Water* “Ro” dan *Formation Resistivity when Sw < 100%* “Rt” dan bagaimana hubungannya parameter tersebut dengan kondisi kebasahan batuan reservoir.

Studi kasus telah disertakan untuk kedua jenis batuan utama penghasil reservoir minyak, yaitu batupasir dan karbonat, yang berada di Cekungan Jawa Barat Utara. Dari interpretasi log sumur yang dilakukan akan dibandingkan indeks resistivitasnya dengan data SCAL yang ada untuk mengkonfirmasi seberapa dekat konsistensi pengukuran yang didapat dari laboratorium dan *in-situ* (log sumur). Sehingga baik secara kualitatif maupun kuantitatif dapat dilakukan perbandingan bagaimana hasil pengukuran sifat elektrik batuan reservoir di laboratorium dengan pengukuran dari data log sumur. Lebih jauh, perbandingan secara kualitatif dan kuantitatif akan dilakukan untuk mengevaluasi pengukuran sifat kebasahan batuan *in-situ* di laboratorium dengan mengaitkannya dengan pengukuran permeabilitas relatif (Anderson, 1986) dan berdasarkan data tes tekanan formasi reservoir (Desbrandes, 1988 dan E. Causin, 1994). Studi perbandingan tersebut dianggap oleh industri sebagai prosedur yang dapat diterima bersama hingga saat ini, maka diharapkan penelitian ini dapat memberikan gambaran paparan secara realistis dan menjadi sarana untuk pengembangan evaluasi *in-situ* reservoir lebih lanjut.

## PERMASALAHAN

Permasalahan utama dalam menentukan nilai eksponen saturasi Archie “n” yang secara langsung berhubungan dengan penentuan kondisi kebasahan batuan *in-situ* adalah bagaimana mengintegrasikannya dengan pengolahan data log sumur seperti yang direkomendasikan oleh Donaldson dan Siddiqui (1989). Telah diketahui dengan baik bahwa interpretasi kuantitatif dari log resistivitas dapat ditingkatkan jika terdapat hubungan umum yang dapat diandalkan antara eksponen saturasi Archie “n” dan kebasahan batuan dapat dibangun dan metode untuk penentuan

kebasahan *in-situ* menggunakan *wireline* log sumur dapat dikembangkan. Lebih lanjut, sistem minyak/air/batuan menjadi lebih *water-wet* akibat peningkatan suhu. Oleh karena itu jelas bahwa kondisi kebasahan reservoir *in-situ* harus dipertimbangkan untuk evaluasi yang tepat dari log sumur resistivitas.

Pekerjaan eksperimental yang dilaporkan oleh peneliti sebelumnya seperti diuraikan di bawah ini, bagaimanapun, telah menunjukkan bahwa nilai eksponen saturasi berubah secara signifikan sebagai fungsi dari pembasahan preferensi media berpori untuk air atau minyak. Graham (1958) mengusulkan metode untuk mengukur kebasahan batuan reservoir *in-situ* dengan log resistivitas yang didasarkan pada fakta bahwa resistivitas listrik dari batuan *oil-wet* lebih tinggi daripada batuan *water-wet* pada saturasi yang sama.

Mungan dan Moore (1968) telah menunjukkan bahwa persamaan saturasi Archie menghasilkan tiga asumsi implisit: (1) hubungan saturasi/resistivitas adalah unik, sehingga hanya satu resistivitas yang akan diukur pada saturasi yang diberikan (2) “n” adalah konstan untuk media berpori yang diberikan, dan (3) semua *brine* berkontribusi terhadap aliran arus listrik. Telah ditunjukkan bahwa asumsi-asumsi ini hanya berlaku ketika reservoir dan *core strongly water-wet* karena “n” tergantung pada distribusi fase konduksi dalam media berpori dan karenanya tergantung pada kebasahan. Jika kebasahan diubah, perubahan dalam distribusi spasial fluida mengubah panjang dan luas penampang jalur konduktif, yang pada gilirannya mengubah resistivitas. Oleh karena itu persamaan Archie adalah unik ketika kebasahan diubah karena resistivitas yang berbeda dapat diukur pada saturasi yang sama.

Batuan reservoir dapat berubah dari kondisi aslinya, *strongly water-wet* oleh adsorpsi senyawa polar dan/atau endapan bahan organik yang awalnya dalam minyak mentah. Beberapa minyak mentah membuat batuan menjadi *oil-wet* dengan mengendapkan film organik tebal pada permukaan mineral. Minyak mentah lainnya mengandung senyawa polar yang dapat diserap untuk membuat batuan lebih *oil-wet*. Beberapa senyawa ini cukup larut dalam air untuk melewati fase berair ke batuan. Dengan demikian perumusan penelitian ini menitikberatkan pada pengembangan model persamaan yang secara aktual menghubungkan

saturasi histori dan parameter-parameter Archie untuk dapat menghasilkan hubungan yang dapat diandalkan. Lebih lanjut, hubungan yang telah dibuat akan digunakan untuk menentukan eksponen saturasi dengan mempertimbangkan kondisi kebasahan *in-situ* batuan.

**PENDEKATAN METODE**

Sifat kebasahan batuan dan histori saturasi merupakan faktor penting dalam menentukan resistivitas dari media berpori karena keduanya mengontrol lokasi dan distribusi minyak dan air pada batuan. Sementara itu eksponen saturasi “n” menjadi sangat penting karena dapat mendefinisikan secara kuantitatif hubungan antara resistivitas batuan reservoir dengan saturasi airnya “S<sub>w</sub>”, yaitu fraksi ruang pori yang diisi air sebagai kebalikan dari hidrokarbon. Kegunaan log resistivitas listrik dalam menentukan karakteristik reservoir sebagian besar diatur oleh: (1) keakuratan penentuan resistivitas sebenarnya dari formasi; (2) ruang lingkup data terperinci tentang hubungan pengukuran resistivitas dengan karakteristik formasi; (3) informasi yang tersedia mengenai konduktivitas air *connate* atau air formasi; (4) luasnya pengetahuan geologis tentang kemungkinan perubahan fasies dalam horizon yang diberikan, baik secara vertikal maupun lateral, khususnya dalam kaitannya dengan efek yang dihasilkan pada sifat listrik reservoir.

Saturasi hidrokarbon (1-S<sub>w</sub>) dari suatu formasi sering kali diperkirakan dari data resistivitas yang diperoleh dari log sumur. Persamaan saturasi Archie (1942) yang ditentukan secara empiris sering digunakan :

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} \dots\dots\dots(1)$$

$$\left(\frac{1}{S_w}\right)^n = \frac{R_t}{R_o} \dots\dots\dots(2)$$

$$\left(\frac{1}{S_w}\right) = \left(\frac{R_t}{R_o}\right)^{\frac{1}{n}} \dots\dots\dots(3)$$

Persamaan III.3 merupakan persamaan dasar Archie (1942) untuk menentukan saturasi air, di mana R<sub>t</sub> merupakan resistivitas dari media berpori pada saturasi S<sub>w</sub> atau yang disebut resistivitas sebenarnya (*true resistivity*) dan R<sub>o</sub> merupakan resistivitas dari media berpori ketika 100% tersaturasi oleh *brine*. Secara historis, semua reservoir minyak bumi diyakini *strongly water-wet*. Berdasarkan penelitian terdahulu, pada batuan *strongly water-wet* menghasilkan nilai eksponen saturasi “n” sebesar dua (2,00). Maka untuk melibatkan histori saturasi sebagai model

awal pada saat batuan reservoir diendapkan dan telah disepakati bersama, maka Persamaan III.3 menjadi sebagai berikut :

$$\left(\frac{1}{S_w}\right) = \left(\frac{R_t}{R_o}\right)^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots(4)$$

Kemudian untuk melakukan prediksi atau penentuan “n” pada waktu kondisi pengujian tertentu atau bisa dikatakan pada saat sekarang (*current*) dengan menggunakan persamaan dasar Archie yang melibatkan parameter-parameter juga pada saat sekarang, maka dapat diturunkan sebagai berikut :

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} \dots\dots\dots(1)$$

$$R_t = \left(\frac{1}{S_w}\right)^n \cdot R_o \dots\dots\dots(5)$$

Model hubungan histori saturasi dengan parameter-parameter Archie untuk menentukan nilai “n” dapat dibuat dengan substitusi Persamaan III.4 ke dalam Persamaan III.5, maka akan didapat :

$$R_t = \left(\left(\frac{R_t}{R_o}\right)^{\frac{1}{2}}\right)^n \cdot R_o \dots\dots\dots(6)$$

$$R_t = \left(\frac{R_t}{R_o}\right)^{\frac{n}{2}} \cdot R_o \dots\dots\dots(7)$$

R<sub>o</sub> pada persamaan Archie (1942) menyatakan perkalian antara *Formation Factor* dengan resistivitas dari *brine*. Relasi sederhana berikut ditemukan untuk kisaran porositas dan salinitas tertentu :

$$R_o = F \cdot R_w \dots\dots\dots(8)$$

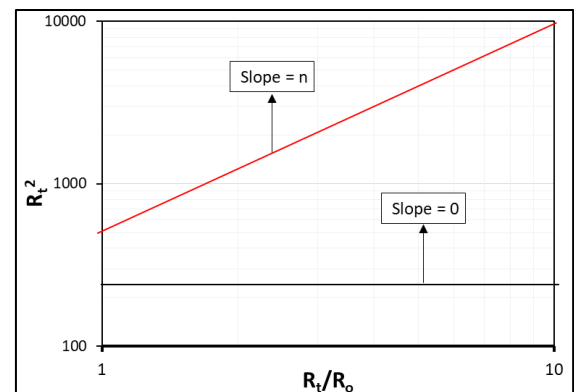
Sehingga persamaan sebelumnya dapat ditulis sebagai berikut :

$$R_t = \left(\frac{R_t}{R_o}\right)^{\frac{n}{2}} \cdot F \cdot R_w \dots\dots\dots(9)$$

$$R_t^2 = \left(\frac{R_t}{R_o}\right)^n \cdot F^2 \cdot R_w^2 \dots\dots\dots(10)$$

Dalam bentuk logaritma persamaan dapat ditulis sebagai berikut :

$$2 \log R_t = n \log \left(\frac{R_t}{R_o}\right) + 2 \log F + 2 \log R_w \quad (11)$$



Gambar 1: Kurva log-log plot untuk menentukan eksponen saturasi

Kurva log-log plot antara  $R_t^2$  vs.  $\left(\frac{R_t}{R_o}\right)$  dari Persamaan III.11 termasuk dalam persamaan garis kecenderungan (*trend*) lurus dengan kemiringan (*slope*) “n” (garis merah Gambar III.2) dan *intercepts* (pada  $\left(\frac{R_t}{R_o}\right) = 1$ ) di sumbu  $R_t^2$  menyatakan  $(F \cdot R_w)^2$ . Jika *slope* atau kemiringan hasil plot sama dengan atau mendekati nol (0), yang secara matematis menunjukkan bahwa harga  $R_t$  mendekati harga  $R_o$ , maka plot tersebut dapat digunakan sebagai indikasi interval atau batas *water-bearing zone*. Investigasi mengenai *slope* yang mendekati nol (0) juga secara tidak langsung telah terlibat dalam penelitian ini dan terbukti ada, karena sesungguhnya harga “n” juga memiliki fungsi sebagai eksponen dari indeks resistivitas  $\left(\frac{R_t}{R_o}\right)$ .

Beberapa parameter dari Persamaan 11 cukup menarik untuk didiskusikan, terkecuali  $R_w$  yang memang dapat dianggap konstan secara perhitungan dan diterima bersama dengan asumsi bahwa temperatur pada interval tertentu tidak cukup signifikan berpengaruh terhadap perubahan nilai  $R_w$ . Sementara untuk parameter “F” dalam penelitian ini bahwa untuk tujuan menentukan eksponen saturasi “n” yang mana secara langsung berhubungan kuat dengan kondisi kebasahan batuan maka parameter F tidak memberikan efek yang signifikan (Rust, 1957) (Mungan dan Moore, 1968), sehingga tidak menjadi permasalahan serius apabila “F” dianggap konstan. “F” sangat kuat korelasinya dengan porositas, sehingga “F” konstan merupakan akibat dari porositas yang relatif konstan.

Dalam hal ini, penulis menambahkan bahwa “F” bernilai konstan dapat terjadi sesuai dengan model yang penulis maksudkan. Model yang dimaksudkan adalah pada model awal (inisial) bahwa semua batuan reservoir awalnya adalah *strongly water-wet* atau “n” bernilai dua (2,00), reservoir bersih (*clean*) dan pada nilai porositas yang relatif homogen (*low range porosity variation*). Pernyataan ini penulis kemukakan sebagai keadaan yang semestinya di alam (tidak unik), sehingga apabila ditemukan keadaan yang tidak semestinya (unik) seperti misalnya di alam terdapat nilai porositas yang bervariasi dan berakibat pada nilai “F” yang bervariasi juga, hal ini wajar karena keunikan inilah yang mengakibatkan berubahnya nilai eksponen saturasi “n” dari keadaan semula sebagai bentuk terlibatnya proses geologi seperti diagenesa pada batuan.

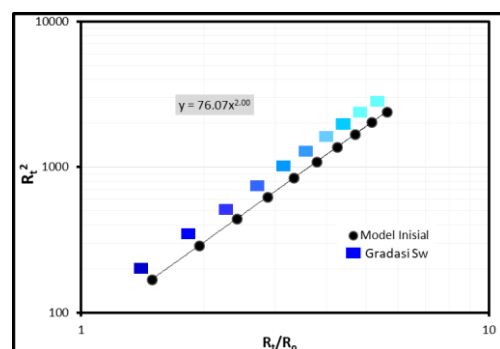
Tentunya investigasi penentuan eksponen saturasi Archie yang mana berhubungan langsung dengan kondisi kebasahan batuan akan menghasilkan evaluasi yang memuaskan apabila semua aspek ilmu pengetahuan yang mendukungnya dilibatkan dan atau diintegrasikan dengan sebaik-baiknya.

## PROSEDUR

Penelitian untuk mengembangkan metode penentuan eksponen saturasi Archie “n” dan evaluasi sifat kebasahan *in-situ* batuan dilakukan berdasarkan pada data log sumur konvensional yang mengukur properti alami batuan reservoir dan ilmu pengetahuan yang sangat mendasar (*fundamentals*) yang berkaitan dengan batuan reservoir. Diagram alir penelitian penentuan eksponen saturasi Archie “n” dan evaluasi sifat kebasahan *in-situ* batuan dituangkan pada Gambar A-1 (Lampiran A).

## SENSITIVITAS DAN VALIDASI

**Sensitivitas** model dari persamaan dilakukan untuk tujuan penjelasan makna dan memberikan ilustrasi kemungkinan-kemungkinan yang dapat ditemui di alam sebagai bekal pemahaman yang mendasar. Data buatan (*synthetic data*) telah dibuat untuk digunakan sebagai model inisial yang kemudian dilakukan penambahan atau pengurangan untuk keperluan sensitivitas model dalam persamaan. Sensitivitas dilakukan pada data properti batuan yang dianggap dapat secara signifikan mempengaruhi dan berdasarkan pengalaman penulis pada data yang dianggap sering kali bervariasi di alam.

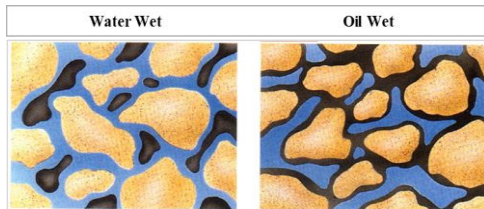


Gambar 2: Plot data buatan sebagai model inisial untuk sensitivitas

Definisi dari model inisial yang telah dibuat merupakan batuan reservoir dengan kondisi kebasahan berupa *strongly water-wet*, bersih (*clean*) dengan porositas

yang sama (tabulasi data selengkapnya pada Tabel A-1 (Lampiran A). Plot ditunjukkan pada Gambar 2, sebagai tambahan, pada pola grafis ini semakin ke atas posisi titik data relatif terhadap di bawahnya terjadi gradasi nilai saturasi air “Sw” yang semakin mengecil. Hal ini tentu saja karena Rt yang semakin membesar ke atas dan secara otomatis diikuti oleh nilai Rt/Ro (indeks resistivitas) yang semakin membesar juga. Selengkapnya hasil sensitivitas ditunjukkan pada Gambar A-2 sampai Gambar A-5 (Lampiran A).

Sensitivitas model persamaan telah dilakukan untuk parameter properti batuan yang dianggap signifikan mempengaruhi perolehan “n”. Didapat kesesuaian fakta bahwa: i) pada saturasi yang sama dengan “n” berbeda yang juga menyatakan bahwa kebasahan batumannya juga berbeda telah dihasilkan oleh resistivitas yang berbeda, ii) pada model yang menghasilkan *water-wet* secara relatif berdasarkan distribusi saturasi menunjukkan bahwa pada pori yang relatif lebih kecil akan didapat resistivitas yang lebih kecil juga relatif terhadap pori yang lebih besar, iii) pada model yang menghasilkan *oil-wet* secara relatif berdasarkan distribusi saturasi menunjukkan bahwa pada pori yang relatif lebih kecil akan didapat resistivitas yang lebih besar relatif terhadap pori yang lebih besar.

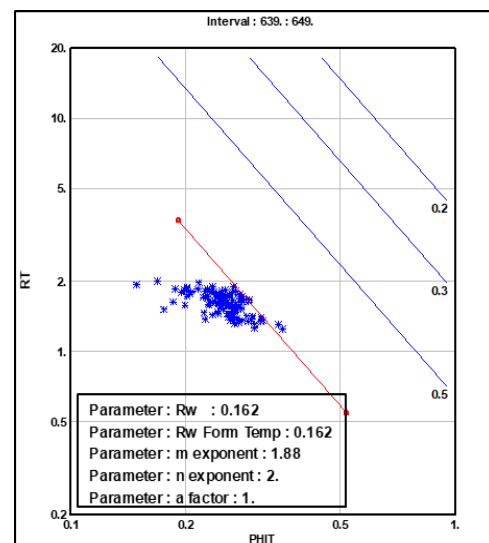


Gambar 3: Model distribusi saturasi berkaitan dengan sifat kebasahan batuan (Toumelin dan Torres-Verdin, 2005)

Fakta yang didapat pada poin ii) dan iii) menunjukkan kesesuaian dengan model yang telah dibuat oleh Toumelin dan Torres-Verdin (2005) (Gambar 7), dalam pengertian lain adalah pada model persamaan penentuan eksponen saturasi yang dikembangkan pada penelitian ini telah melibatkan juga distribusi saturasi dan arsitektur pori. Lebih lanjut, Gambar 7 menjelaskan bahwa kondisi kebasahan batuan *oil-wet* dengan fraksi antara bodi pori dan rongga pori mendekati satu ( $\approx 1$ ) akan menyebabkan *Irreducible Water Saturation* (IWS) mengecil.

**Validasi** pengembangan metode pada penelitian ini dilakukan pada data salah satu sumur di Cekungan Jawa Barat Utara yang berada pada reservoir gas guna memutuskan keakuratan pengembangan metode yang dilakukan. Secara nalar dan telah diteliti sebelumnya, reservoir gas umumnya memiliki kebasahan batuan (*wettability*) yang sama dengan keadaan awal batuan terdeposisi yaitu berupa *strongly water-wet*. Hal ini berdasarkan teori bahwa gas tidak akan pernah bisa membasahi permukaan batuan. Penelitian laboratorium dan reservoir menunjukkan bahwa batuan yang memiliki kebasahan *strongly water-wet* memiliki eksponen saturasi “n” mendekati 2,00. Untuk itu digunakan data Sumur G-1 untuk memvalidasi pengembangan teori persamaan pada kasus reservoir di alam.

Berdasarkan deskripsi sampel data *core*, Sumur G-1 berada pada reservoir dengan litologi yang didominasi oleh *packstone* yang merupakan jenis batuan karbonat dengan kandungan fragmen yang lebih banyak dibandingkan dengan *mudstone* dan *wackestone*. Setelah dilakukan validasi porositas, untuk perhitungan Ro diperlukan parameter-parameter petrofisika lainnya seperti “a”, “n” dan Rw. Parameter-parameter tersebut diperoleh menggunakan *pattern* yang telah dikembangkan oleh Pickett dengan menggunakan data *wireline log* sumur, dengan tujuan tidak bergantung perolehan data pengukuran SCAL yang diragukan pengukurannya dalam penelitian ini. Pickett plot dilakukan dengan plot log porositas yang sudah tervalidasi dengan log RT seperti ditunjukkan Gambar 4.

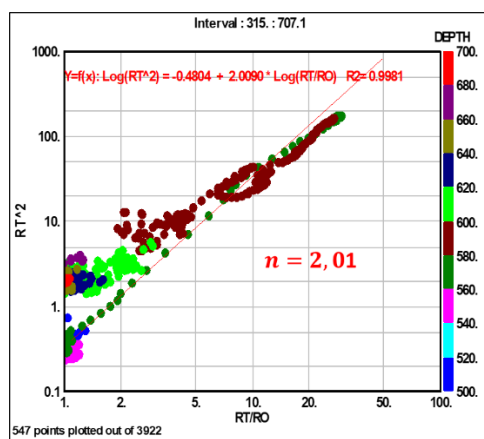


Gambar 4: Pickett plot Sumur G-1



Perhitungan atau estimasi harga  $R_o$  diperoleh dari persamaan hukum Archie pertama, plot  $R_o$  pada log sumuran ditunjukkan pada Gambar A-6 (Lampiran A).  
 $R_o = F \times R_w = \frac{a}{\phi^m} \times R_w \dots\dots\dots (12)$

Setelah perhitungan  $R_o$  selesai maka penentuan eksponen saturasi dengan metode yang telah dikembangkan pada penelitian ini dapat dilakukan. Penentuan eksponen saturasi dilakukan dengan melakukan plot perhitungan  $R_t$  kuadrat ( $R_t^2$ ) pada sumbu y dan  $R_t/R_o$  pada sumbu x. Maka akan didapat kemiringan tren data (*slope*) berupa eksponen saturasi “n”. Pada Sumur G-1 berdasarkan hasil yang didapat, telah ditemukan *trend* data sebagai nilai eksponen saturasi “n” sebesar 2,01 yang menandakan bahwa metode yang telah dikembangkan berhasil diterapkan pada studi kasus sumur pada reservoir gas, plot kurva ditunjukkan pada Gambar 5.



Gambar 5: Validasi pengembangan metode eksponen saturasi baru pada Sumur G-1

## STUDI KASUS DAN DISKUSI

### 1. Data

Data dua sumur digunakan untuk menguji, menerapkan, membuktikan dan membandingkan keunggulan metode yang telah dikembangkan. Data yang digunakan yaitu set data Sumur R-15 dan Sumur T-2 berlokasi di Cekungan Jawa Barat Utara. Berdasarkan deskripsi sampel data *core*, kedua sumur tersebut berada pada reservoir dengan litologi yang didominasi oleh batupasir. Selain itu, data kedua sumur berdasarkan indikasi analisa eksponen saturasi dari pengukuran SCAL mengindikasikan *water-wet*, namun dengan tingkat ketidakpastian tinggi akibat prosedur pengukuran *core* yang dianggap kurang

representatif terhadap kondisi reservoir sebenarnya.

Ketersediaan data yang ada selengkapnya penulis tabelkan pada Tabel A-2 (Lampiran A).

### 2. Evaluasi Pengukuran *Core*

Evaluasi pengukuran *core* lebih khusus ditunjukkan mengenai prosedur pengukuran sample pada analisa *special core* yang telah dilakukan pada Sumur R-15 dan Sumur T-2. Evaluasi ini dapat memberikan gambaran sederhana bagaimana situasi pengukuran laboratorium yang sudah dilakukan, terutama dalam pengukuran eksponen saturasi di laboratorium apakah menunjukkan hasil yang cukup representatif atau tidak. Hasil evaluasi akan dijelaskan pada paragraf berikut.

Sumur T-2 dari protokol pengukuran SCAL diperoleh bahwa *brine* yang digunakan berupa *simulated formation brine* dengan total salinitas sebesar 29.970 mg/liter dengan komposisi 80% *sodium chloride*, 10% *calcium chloride*, dan 10% *pottasium chloride*. Sementara untuk sampel minyak yang digunakan berupa *viscous mineral oil* dengan viskositas sebesar 20 cp. Dari informasi tersebut, dilihat dari sampel fluida yang digunakan, tidak mencerminkan atau representatif terhadap kondisi yang sebenarnya dari reservoir terutama kondisi kebasahannya.

Pengukuran *formation resistivity factor* melalui proses injeksi *simulated brine* yang dilakukan pada kondisi ruangan (*surface*). Setelah dilakukan korelasi dengan porositas didapat nilai *cementation exponent* “m” sebesar 1,74. Sementara *resistivity index* (I) diukur pada kondisi yang sama menggunakan *simulated brine* dan setelah dikorelasikan dengan saturasi air didapat harga eksponen saturasi “n” pada rentang 1,74 – 2,02. Berdasarkan harga eksponen tersebut maka diindikasikan bahwa kondisi reservoir berupa *water-wet* hingga *strong water-wet*, tentu hasil analisa tidak dapat dipercaya mengingat fluida yang digunakan, tekanan dan temperatur tidak representatif dengan kondisi reservoir. Lebih lanjut, relatif permeabilitas gas-minyak diukur pada kondisi ruangan dengan injeksi *viscous mineral oil*, sedangkan untuk relatif permeabilitas air-minyak diukur dengan cara *simulated brine flooding* pada tekanan konstan.

Pada Sumur R-15 dari protokol pengukuran SCAL diperoleh bahwa *brine*

yang digunakan berupa *synthetic formation brine* dengan total salinitas sebesar 17.500 ppm. Sementara untuk sampel minyak yang digunakan berupa *refined mineral oil* dengan viskositas sebesar 4,37 cp. Dari informasi tersebut, dilihat dari sampel fluida yang digunakan, tidak mencerminkan atau representatif terhadap kondisi yang sebenarnya dari reservoir terutama kondisi kebasahannya.

Pengukuran *formation resistivity factor* melalui proses injeksi *simulated brine* yang dilakukan pada kondisi ruangan (*surface*). Setelah dilakukan korelasi dengan porositas didapat nilai *cementation exponent* "m" sebesar 1,789. Sementara *resistivity index* (I) diukur pada kondisi yang sama menggunakan *simulated brine* dan setelah dikorelasikan dengan saturasi air didapat harga eksponen saturasi "n" pada rentang 1,902. Berdasarkan harga eksponen tersebut maka diindikasikan bahwa kondisi reservoir berupa *water-wet*, tentu hasil analisa tidak dapat dipercaya mengingat fluida yang digunakan, tekanan dan temperatur yang tidak representatif dengan kondisi reservoir.

### 3. Evaluasi Kebasahan *In-Situ* Reservoir

Berdasarkan teori yang ada, *in-situ wettability* dapat ditentukan dengan menggunakan data *pressure test* dan data log sumur. Dalam penelitian kali ini, pengolahan interpretasi data *pressure test* digunakan sebagai acuan dalam mengevaluasi kondisi kebasahan *in-situ* reservoir. Hasil yang didapat dari evaluasi tersebut akan digunakan sebagai acuan dalam membandingkan hasil penentuan eksponen saturasi berdasarkan indikasi dari kebasahan *in-situ* yang diperoleh.

Plot antara data tekanan reservoir terhadap kedalaman vertikal seperti yang ditampilkan pada Gambar A-7 (Lampiran A) baik untuk Sumur R-15 maupun untuk Sumur T-2 cenderung menunjukkan karakter *oil wet* karena berdasarkan data RFT dan DST, air baru mulai bergerak atau terproduksi di bawah kedalaman *Free Water Level* (FWL). Titik atau kedalaman ketika air baru mulai bergerak atau terproduksi tersebut dinamakan *Moveable Water Level* (MWL).

Karakter plot tekanan reservoir terhadap kedalaman vertikal pada Sumur R-15 dan Sumur T-2 yang menunjukkan kecenderungan *oil wet* juga sesuai dengan yang digambarkan oleh Desbrandes (1989) dan Desbrandes & Gualdrón (1988). Titik FWL (titik temu antara garis tekanan minyak

dan air atau disebut  $P_c=0$ ) masih menunjukkan karakter log resistivitas yang cukup besar, sedangkan pada log resistivitas terendah merupakan posisi *Oil Water Contact* yang posisinya berada di bawah *Free Water Level*. Diantara FWL (*Free Water Level*) dan OWC (*Oil Water Contact*), minyak masih dapat bergerak atau ikut terproduksi. Berdasarkan data log sumur, *Oil Water Contact* pada Sumur R-15 berada pada kedalaman 3076 ft TVD dan pada kedalaman 6626 ft TVD pada sumur T-2 seperti yang ditampilkan pada Gambar A-8 dan Gambar A-9 (Lampiran A).

Lebih lanjut, evaluasi kebasahan reservoir dalam penelitian ini juga dilakukan dengan mengestimasi besar sudut kontak (*contact angle*). Pengolahan perhitungan sudut kontak telah dipaparkan pada Lampiran B. Hasil yang didapat pada Sumur R-15 memiliki sudut kontak sebesar  $107,67^\circ$  dan pada Sumur T-2 memiliki sudut kontak sebesar  $110,77^\circ$ . Berdasarkan klasifikasi dari Treiber dkk. (1972) menunjukkan bahwa kedua sumur berada pada reservoir yang memiliki kondisi kebasahan *weakly oil-wet*.

### 4. Penentuan Eksponen Saturasi

Sesuai dengan tujuan penelitian ini bahwa telah dilakukan pengolahan data untuk menghitung harga eksponen saturasi, secara ringkas telah penulis lampirkan pada Gambar A-10 sampai Gambar A-14 (Lampiran A). Sesungguhnya terdapat dua metode terdahulu untuk mengestimasi harga eksponen saturasi yaitu terdapat metode Krygowski dan metode Al-Hilali. Data log Sumur R-15 dan Sumur T-2 yang telah dilakukan validasi porositas dapat digunakan untuk menghitung harga eksponen tersebut.

Dalam kaitannya dengan sifat kebasahan berdasarkan evaluasi sudut kontak (*contact angle*) menggunakan data tekanan reservoir didapatkan bahwa kedua sumur berada pada reservoir yang bersifat *weakly oil-wet*. Tidak ada perbedaan yang cukup signifikan di antara hasil keduanya, namun tetaplah bahwa karakteristik properti batuan kedua reservoir berbeda. Berdasarkan data *routine core* dan log sumur, Sumur T-2 cenderung memiliki karakter properti batuan yang lebih baik dari pada Sumur R-15 terutama dari segi *clay content* yang memiliki pengaruh cukup besar terhadap jalur aliran arus listrik. Sehingga secara kuantitatif keadaan tersebut seharusnya tercermin dalam harga eksponen saturasi yang akan dihasilkan.



Hasil dari penentuan eksponen saturasi dengan metode Krygowski untuk Sumur R-15 berada pada rentang 2,04-2,07, sedangkan untuk Sumur T-2 berada pada rentang 2,14-2,20. Sedangkan dengan menggunakan metode Al-Hilali, harga eksponen saturasi untuk Sumur R-15 diperoleh sebesar 1,87 dan untuk Sumur T-2 diperoleh sebesar 2,60. Dari hasil tersebut, ternyata menunjukkan bahwa penentuan eksponen saturasi menggunakan kedua metode terdahulu hasilnya belum representatif terhadap kondisi reservoir berdasarkan evaluasi data tekanan. Hal tersebut dapat diakibatkan oleh kesalahan teori, asumsi dan metodologi yang dikembangkan untuk menurunkan persamaan dalam menentukan eksponen saturasi. Karena pada kenyataannya kedua metode yang ada dalam penurunannya tidak mempertimbangkan faktor kebasahan batuan dan kemungkinan lain seperti pengaruh mineral *clay*, sehingga dalam penggunaannya dapat menghasilkan harga eksponen yang relatif optimistik dalam hal evaluasi formasi.

Telah disebutkan sebelumnya bahwa Sumur R-15 dan Sumur T-2 berada pada reservoir yang bersifat *weakly oil-wet* berdasarkan evaluasi data tekanan reservoir. Sementara dari analisa *routine core* dan log sumur menunjukkan bahwa Sumur T-2 ternyata cenderung memiliki karakter properti batuan yang lebih baik dari pada Sumur R-15 terutama dari segi *clay content*. Pengaruh-pengaruh tersebut diharapkan dapat tercermin dari hasil penentuan eksponen saturasi menggunakan metode baru. Dalam pengolahannya, metode baru menghasilkan harga eksponen saturasi untuk Sumur R-15 sebesar 2,25, sedangkan untuk Sumur T-2 didapatkan eksponen saturasi sebesar 3,05. Sehingga keseluruhan hasil dalam penentuan eksponen saturasi dapat dibandingkan dan ditunjukkan pada Tabel A-3 (Lampiran A).

Berdasarkan Tabel A-3 (Lampiran A), menunjukkan bahwa hasil penentuan eksponen saturasi menggunakan metode baru untuk kedua sumur memiliki harga yang lebih representatif terhadap kondisi aktual reservoir, terutama dilihat dari kondisi kebasahan yaitu berupa *weakly oil-wet* maka seharusnya nilai eksponen saturasi cenderung lebih besar dari 2,00. Adapun perbedaan cukup signifikan yaitu hasil yang didapat untuk Sumur T-2 lebih besar 0,80 dari hasil yang didapat untuk Sumur R-15, padahal memiliki kebasahan reservoir yang sama. Hal

ini dikarenakan Sumur T-2 memiliki karakter properti batuan yang relatif lebih baik dari Sumur R-15, terutama dilihat dari kadar mineral *clay* yang dianggap sebagai pengotor dalam batuan reservoir. Mineral *clay* yang cukup dominan di Sumur R-15 (tercermin dari data *core* dan data log sumur) telah menjadi jalur konduktif tambahan bagi aliran arus listrik yang pada gilirannya telah menurunkan harga eksponen saturasi "n".

Selain itu mengingat terdapat perbedaan pada sudut kontak, meskipun hanya 3,1° dari hasil evaluasi data tekanan, tetap saja secara kuantitatif berbeda meskipun dalam kategori yang relatif sama yaitu *weakly oil-wet*. Hal ini jelas terdapat perbedaan dari segi komposisi minyak, yang mana pada Sumur T-2 memiliki komposisi minyak yang lebih banyak mengandung senyawa polar (*asphaltenes*). Tentunya dalam pembahasan ini, Sumur T-2 dengan properti batuan yang lebih *clean* dan komposisi minyak yang lebih banyak senyawa polar telah dibuktikan dapat menyebabkan perolehan eksponen saturasi yang cenderung lebih besar dari Sumur R-15.

## KESIMPULAN

1. Pengembangan metode penentuan eksponen saturasi telah dilakukan dan berhasil. Metode ini relatif lebih sederhana dan dalam penerapannya dapat digunakan sebagai sarana evaluasi formasi lanjutan.
2. Eksponen saturasi telah ditentukan menggunakan metode Krygowski, metode Al-Hilali dan metode baru. Hasil dari ketiganya memiliki perbedaan yang cukup signifikan. Berdasarkan evaluasi *core* dan analisa data tekanan reservoir, metode baru menunjukkan hasil yang lebih representatif dengan hasil analisa gradien tekanan dari RFT dan DST.
3. Indikasi kondisi kebasahan pada sumur R-15 dan sumur T-2 berdasarkan analisa log sumur didukung dengan analisa gradien tekanan menunjukkan bahwa keduanya berada pada reservoir yang bersifat *weakly oil-wet*. Maka analisa *special core* (SCAL) seharusnya dikondisikan sesuai dengan kondisi tersebut. Penggunaan *live oil*, tekanan dan temperatur pada kondisi reservoir dan peningkatan teknik *core handling* dan *preservation* merupakan beberapa rekomendasi yang dapat dilakukan.

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis sangat berterima kasih kepada Prof. Ir. Pudji Permadi, M.Sc., Ph.D. atas segala saran, bimbingan dan nasihatnya selama penelitian berlangsung dan selama penulisan tugas akhir ini.

## DAFTAR PUSTAKA

- Al-Hilali, M. M., Al-Abideen, M. J., & Adegbola, F. (2015): A Petrophysical Technique to Estimate Archie Saturation Exponent (n); Case Studies in Carbonate and Shaly-Sand Reservoirs – IRAQI Oil Fields, *Paper SPE No. 177331, SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition*, Baku, Azerbaijan: Society of Petroleum Engineers.
- Amyx, J.W., Bass, D.M. JR, Whitting, R.L. (1960): *Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties*, Mc Graw Hill Books Company, New York, Toronto, London.
- Anderson, W. G. (1986): Wettability Literature Survey - Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability, *Journal of Petroleum Technology*, 1125-1144.
- Anderson, W. G. (1986): Wettability Literature Survey - Part 2: Wettability Measurement, *Journal of Petroleum Technology*.
- Archie, G.E., (1942): The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics, *Trans. AIME*, 146, 54-67.
- Coates, G., and J. L. Dumanoir, (1973): A new approach to improve log-derived permeability, *Soc. Professional Well Log Analysts, 14th Ann. Logging Symp.*, Trans., paperR.
- Desbrandes, R. (1989): In Situ Wettability Determination Improves Formation Evaluation, *Petroleum Engineer International*, USA.
- Desbrandes, R., & Gualdrón, J. (1988): In Situ Rock Wettability Determination with Wireline Formation Tester Data, *The Log Analyst*, 244 - 252.
- Donaldson, E. C. and Siddiqui T. K. (1989): Relation between Archie saturation exponent and wettability, *Paper SPE No. 16790, SPE Formation Evaluation*, pp. 359-362.
- Graham, J. W. (1958): Reverse-Wetting Logging, *Trans. AIME*, 213, 304-09.
- Greengold, G. (1986): The Graphical Representation of Bulk Volume Water on the Pickett Crossplot, *The Log Analyst*, V.27, No.3.
- Keller, G. V. (1953): Effect of Wettability on the Electric Resistivity of Sand, *Oil and Gas Journal*, pp 62-65.
- Krygowski, D. A., & Cluff, R. M. (2012): Pattern Recognition in a Digital Age: A Gameboard Approach to Determining Petrophysical Parameters, *AAPG ACE*, United States of America.
- Mungan, N. and Moore, E. J. (1968): Certain wettability effects on electrical resistivity in porous media, *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 7, 20-25.
- Pierce, C. I., and R. B. Lowe. (1958): Some Tests Related to Resistivity Water-Saturation Measurement of Appalachian Sandstone Specimens, *Bumines Rept. Of Inv. 5389*, pp. 8-18.
- Rust, C. F. (1957): A Laboratory Study of Wettability Effect on Basic Core Parameters, *Paper SPE No. 986G, presented at the SPE Venezuelan Second Annual Meeting*, Caracas, Veneuela.
- Rust, C. F. (1952): Electrical Resistivity Measurement on Reservoir Rock Sample by the Two-Electrode and Four-Electrode Methods, *Trans., AIME*, Vol.192, pp.217-224.
- Sanyal, S. K. (1973): Effect of temperature on the electrical resistivity of porous media, *The Log Analyst*, Vol.14, p.4-24.
- Swanson, B. F. (1985): Microporosity in Reservoir Rocks: Its Measurement and Influence on Electrical Resistivity, *SPWLA 26th Annual Logging Symposium*, 17-20 June, Dallas, Texas.
- Toumelin, E. and Torres-Verdín, C. (2005): Influence of Oil Saturation and Wettability on Rock Resistivity Measurements: A Uniform Pore-Scale Approach, *SPWLA 46th Annual Logging Symposium*, New Orleans, Louisiana.
- Treiber, L., Archer, D., & Owens, W. (1972): A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil Producing Reservoirs, *Paper SPE No. 3526, SPE Journal*, 531-540.
- Worthington, P. F., Toussaint-Jackson, J. E., Pallatt, N. (1988): Effect of sample preparation upon saturation exponent in the magnus field, *U.K. North Sea Log Analysis*, 29 (1), 48-53.

## LAMPIRAN A

Tabel A-1: Tabulasi data buatan pada Model Inisial untuk Sensitivitas Model Persamaan

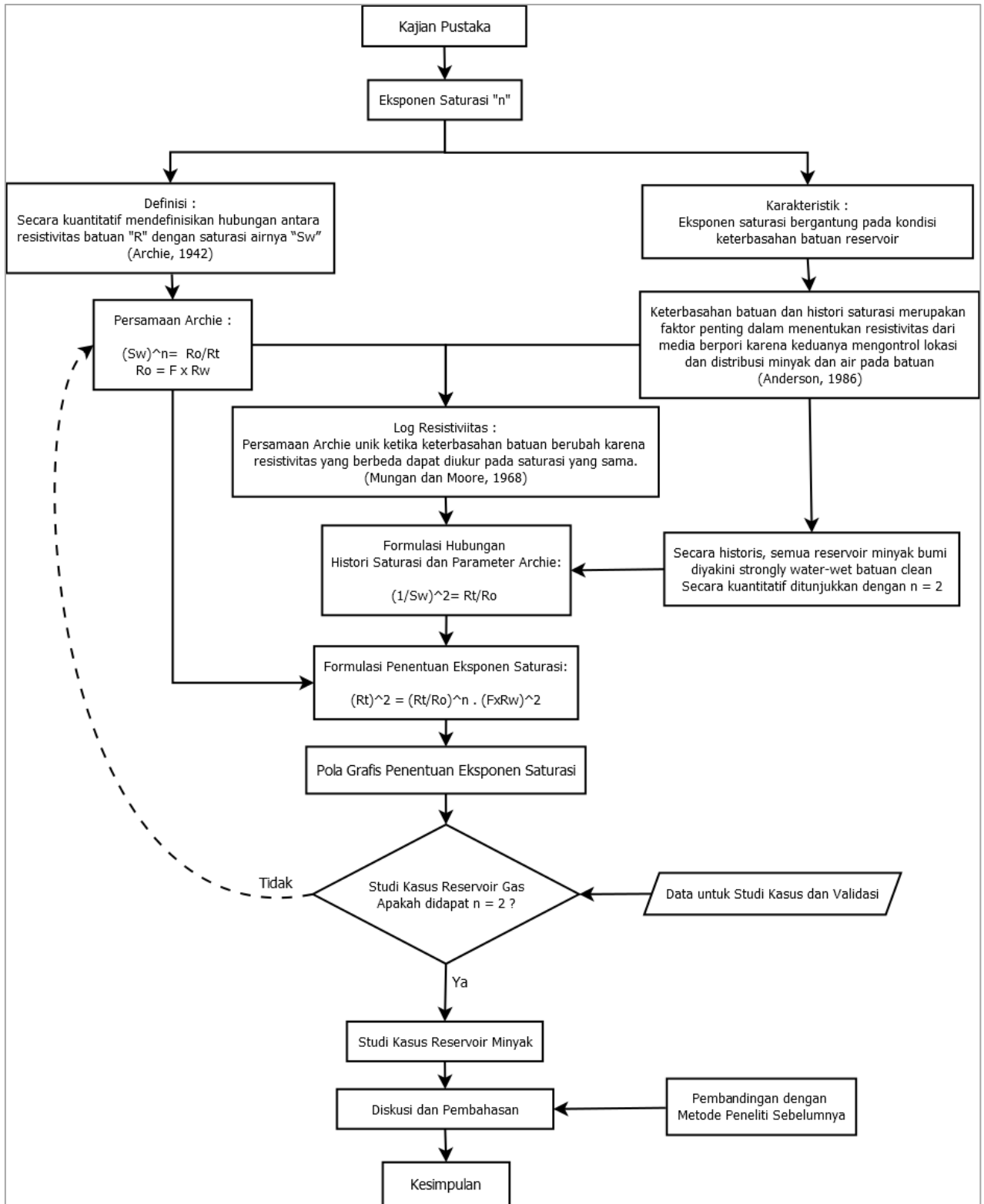
	Rt	Phi	m	Rw	y	x	Sw
1	49	0.15	1.99	0.2	2401	5.618077	0.421897
2	45	0.15	1.99	0.2	2025	5.159452	0.440249
3	41	0.15	1.99	0.2	1681	4.700827	0.461225
4	37	0.15	1.99	0.2	1369	4.242205	0.485517
5	33	0.15	1.99	0.2	1089	3.783583	0.514101
6	29	0.15	1.99	0.2	841	3.324962	0.548412
7	25	0.15	1.99	0.2	625	2.866343	0.590658
8	21	0.15	1.99	0.2	441	2.407725	0.644461
9	17	0.15	1.99	0.2	289	1.949108	0.716279
10	13	0.15	1.99	0.2	169	1.490492	0.819097

Tabel A-2: Ketersediaan Data

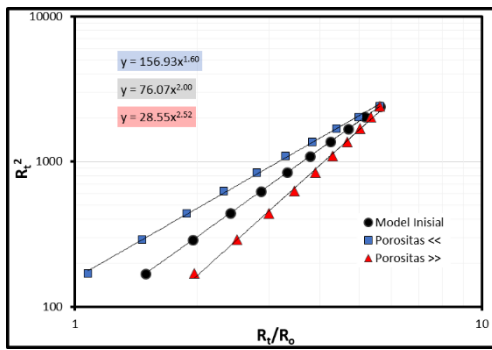
Data Tersedia			
Data		Sumur R-15	Sumur T-2
Lumpur Pemboran		☯	☯
Log Sumur		☯	☯
<i>Routine Core</i>		☯	☯
XRD		☯	-
<i>Special Core</i>		☯	☯
DST/FMT		☯	☯
Komposisi Fluida		☯	☯
Sifat Fisik Fluida		☯	☯
<i>Water Analysis</i>		☯	-

Tabel A-3: Perbandingan hasil penentuan eksponen saturasi

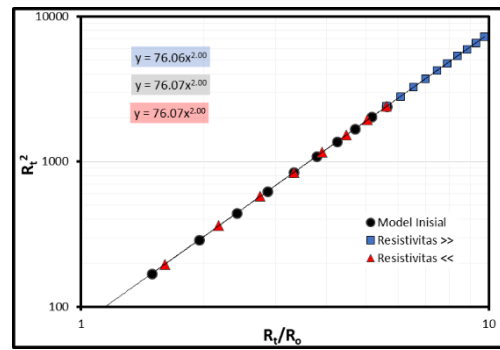
Sumur	Eksponen Saturasi "n"			
	Metode Krygowski		Metode Al-Hilali	Metode Baru
	<i>Red</i>	<i>Blue</i>		
R-15	2,04	2,07	1,87	2,25
T-2	2,14	2,20	2,60	3,05



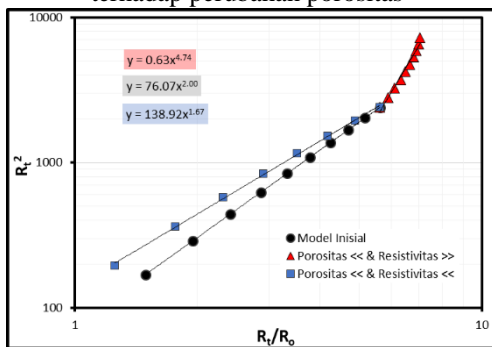
Gambar A-1: Diagram alir pengembangan metode penentuan eksponen saturasi



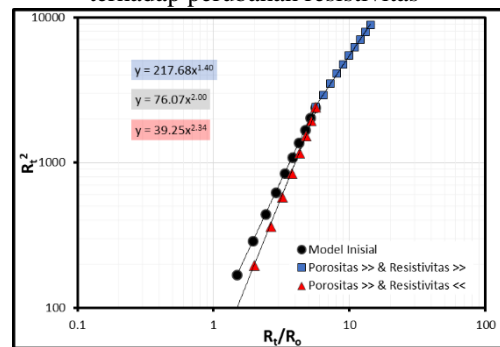
Gambar A-2: Sensitivitas perolehan nilai “n” terhadap perubahan porositas



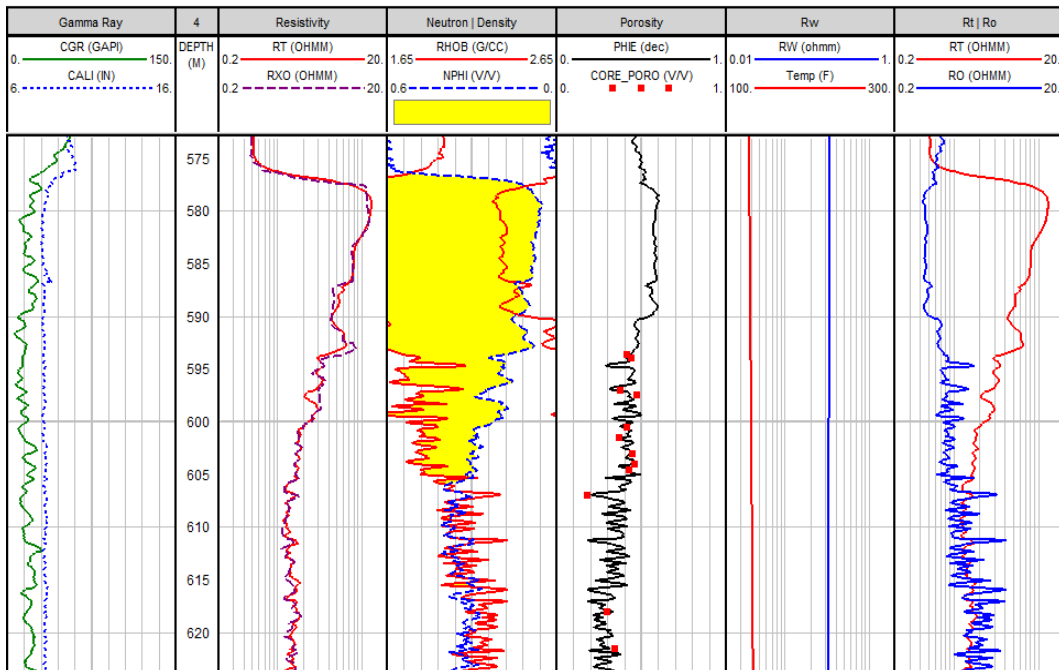
Gambar A-3: Sensitivitas perolehan nilai “n” terhadap perubahan resistivitas



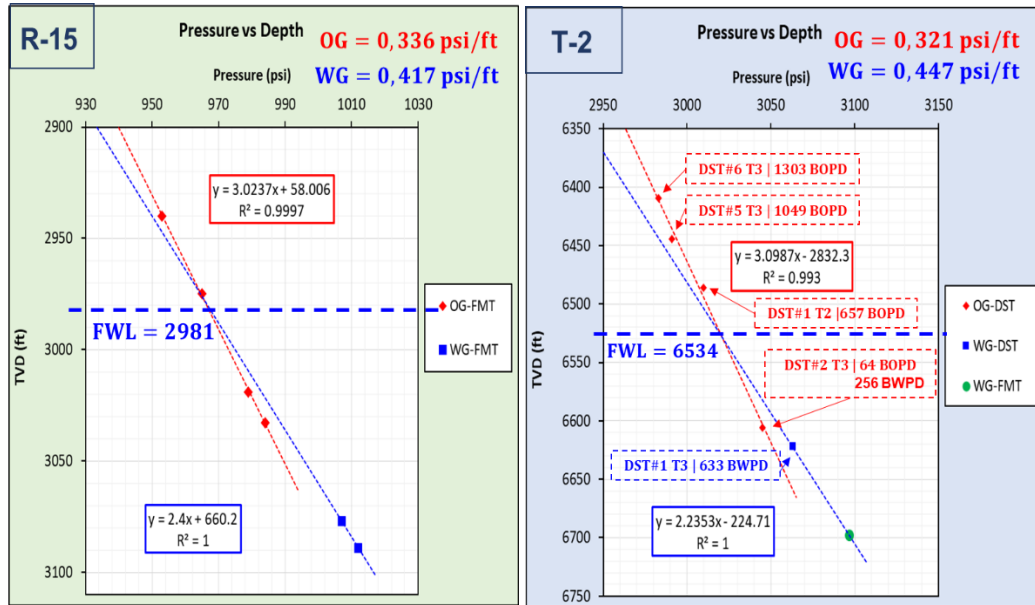
Gambar A-4: Sensitivitas perolehan nilai “n” terhadap perubahan resistivitas dan penurunan porositas



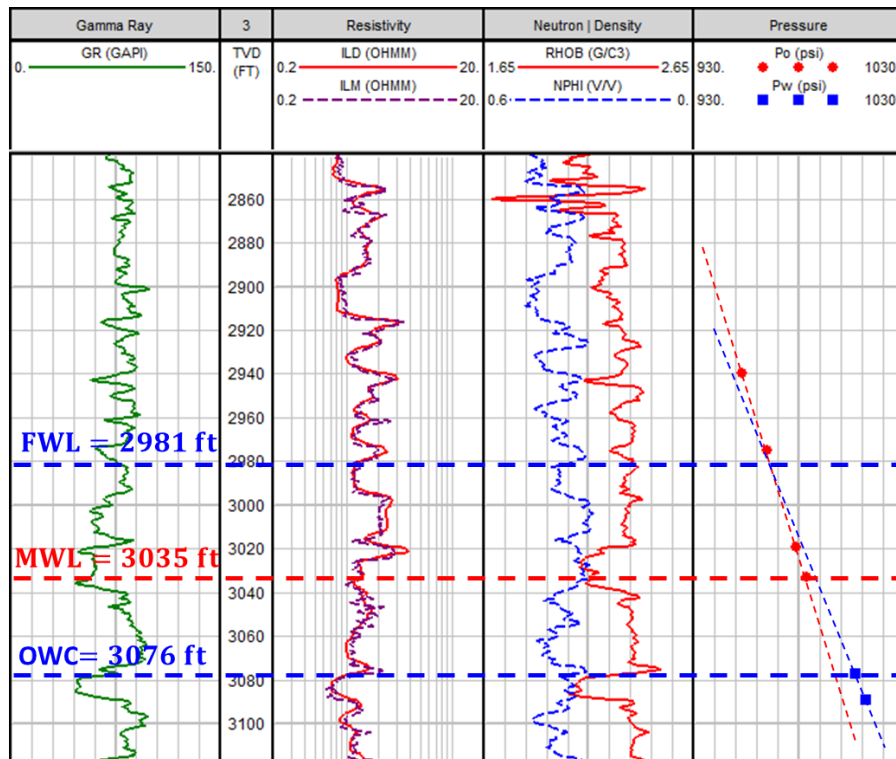
Gambar A-5: Sensitivitas perolehan nilai “n” terhadap perubahan resistivitas dan kenaikan porositas



Gambar A-6: Estimasi Ro pada Sumur G-1

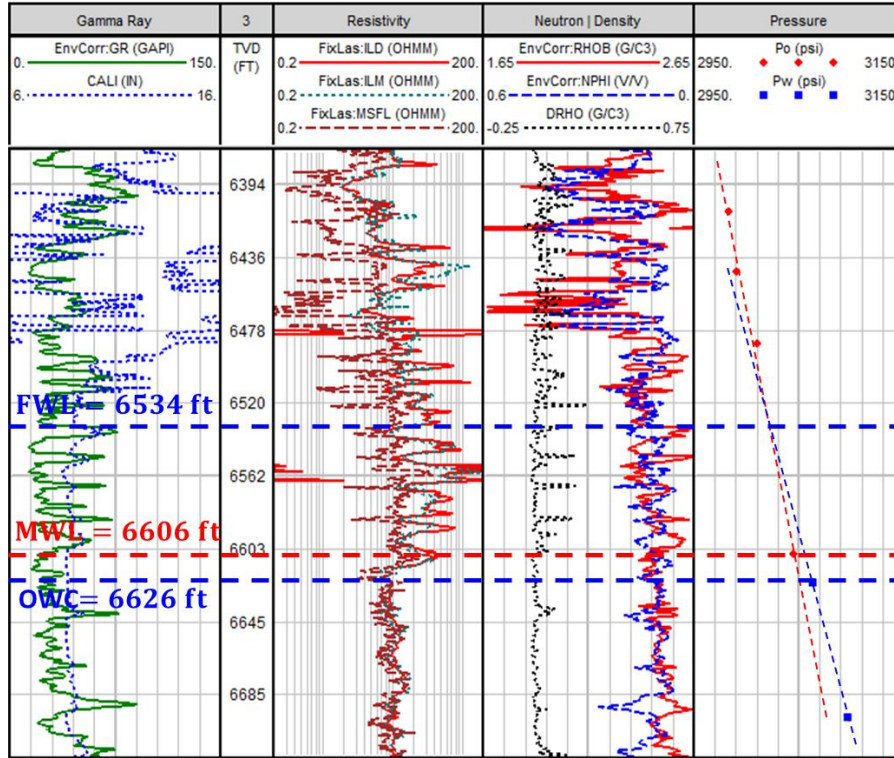


Gambar A-7: Plot antara tekanan formasi terhadap true vertical depth (TVD)

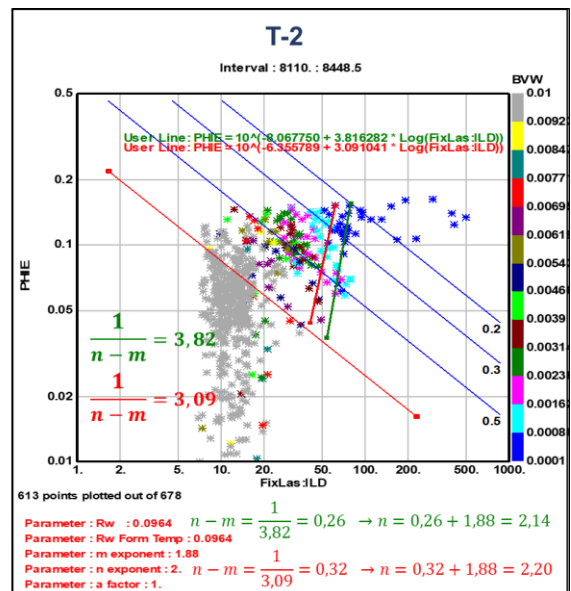
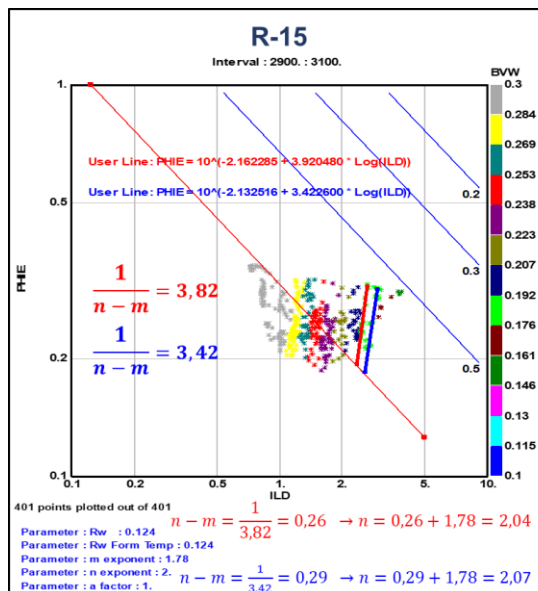


Gambar A-8: Penentuan MWL pada Sumur R-15

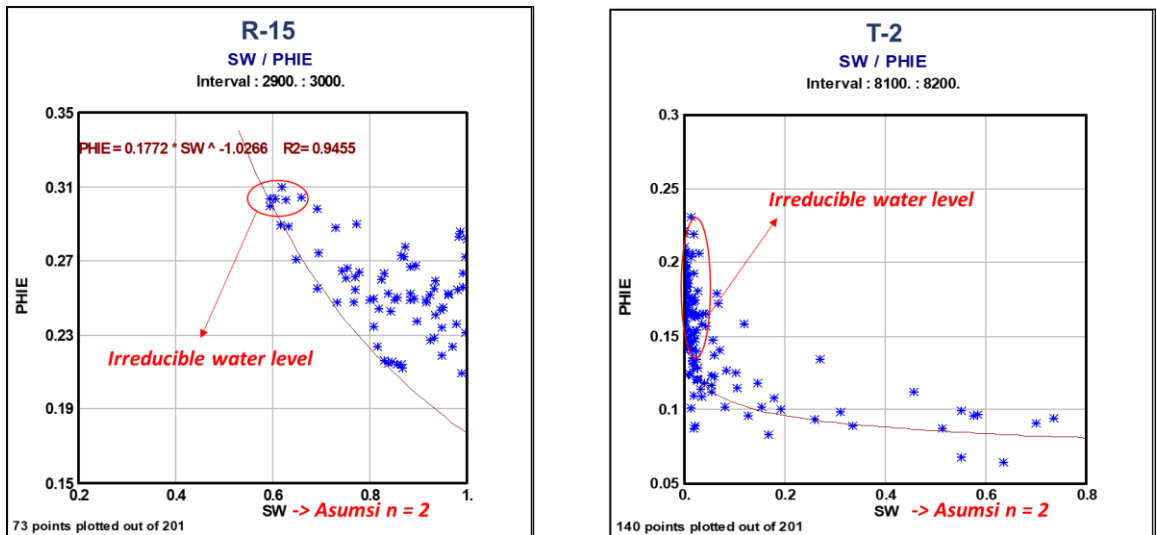




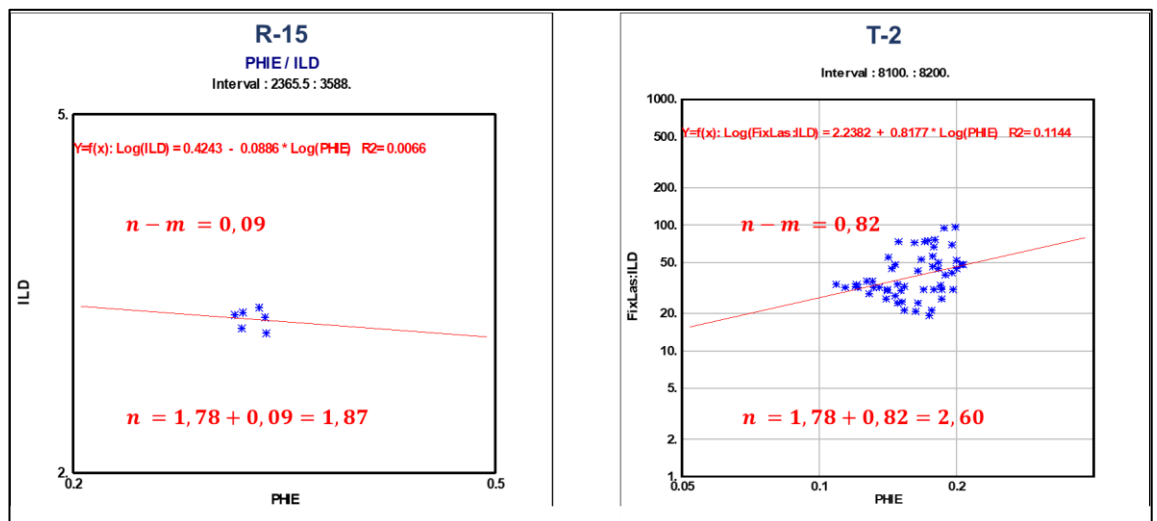
Gambar A-9: Penentuan MWL pada Sumur T-2



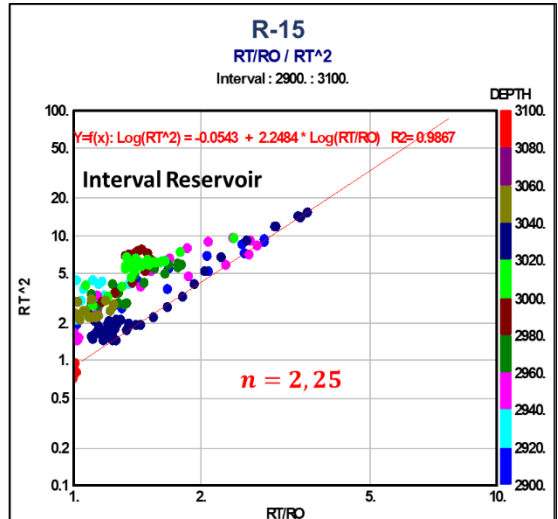
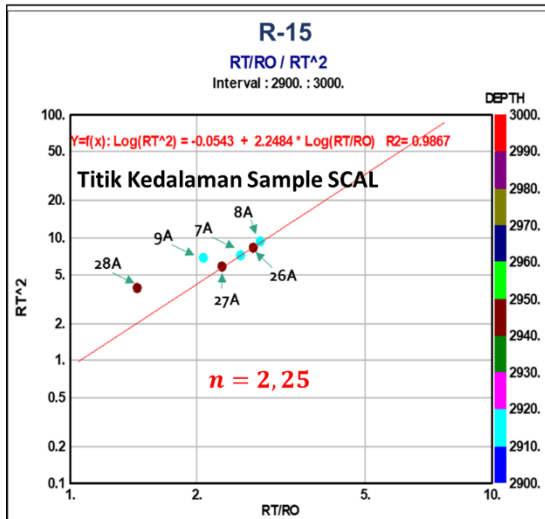
Gambar A-10: Penentuan eksponen saturasi metode Krygowski



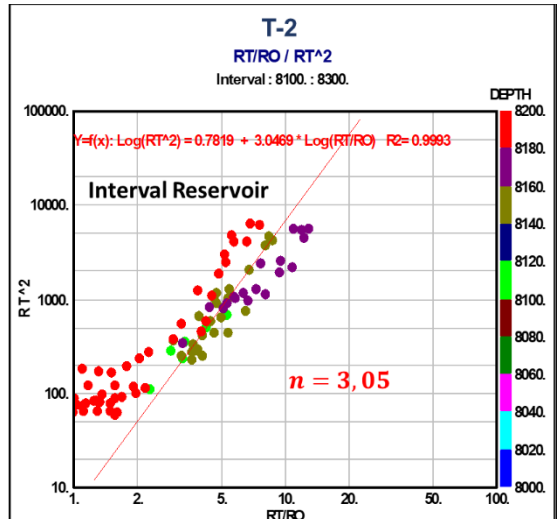
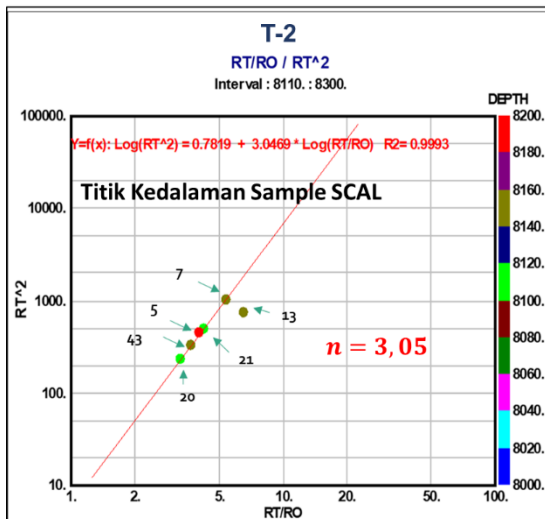
Gambar A-11: Investigasi interval *irreducible water level* metode Al-Hilali



Gambar A-12 Penentuan eksponen saturasi metode Al-Hilali



Gambar A-13: Penentuan eksponen saturasi metode baru Sumur R-15



Gambar A-14: Penentuan eksponen saturasi metode baru Sumur T-2

## LAMPIRAN B

### Perhitungan *Contact Angle*

Studi sifat kebasahan batuan (*wettability*) pada penelitian ini juga ditentukan dengan memperhitungkan *contact angle* antara batuan dengan fluida. *Contact angle* dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$h = \frac{0,667 \times \sigma_{w-o} \times \cos \theta}{R \times (\rho_w - \rho_o)}$$

dimana,

- $h$  = Ketinggian kenaikan kolom air, feet
- $\sigma_{w-o}$  = Tegangan permukaan antara air dan minyak, dyne/cm
- $\rho_w$  = Densitas air, gr/cc
- $\rho_o$  = Densitas minyak, gr/cc
- $r$  = *Capillary radius*, micron

Adapun ketinggian kenaikan kolom air diketahui dari data pengujian tekanan reservoir menggunakan rumus:

$$h = FWL - MWL$$

Densitas air formasi dihitung dengan persamaan empirik berdasarkan data analisis air formasi dari sampel DST pada kondisi tekanan dan temperatur reservoir. Salinitas air formasi rata-rata dari Sumur R-15 yaitu sebesar 25.802 ppm (2,58% *weight solid*) dengan rata-rata tekanan reservoir yaitu 1078,70 psia dan rata-rata temperatur reservoir yaitu 175°F. Sedangkan untuk salinitas air formasi rata-rata dari Sumur T-2 yaitu sebesar 11000 ppm (1,10% *weight solid*) dengan rata-rata tekanan reservoir yaitu 3010 psia dan rata-rata temperatur reservoir yaitu 218°F. Adapun persamaan empirik untuk menghitung densitas air pada kondisi tekanan dan temperatur reservoir yaitu (Amyx, Bass, & Whiting, 1960):

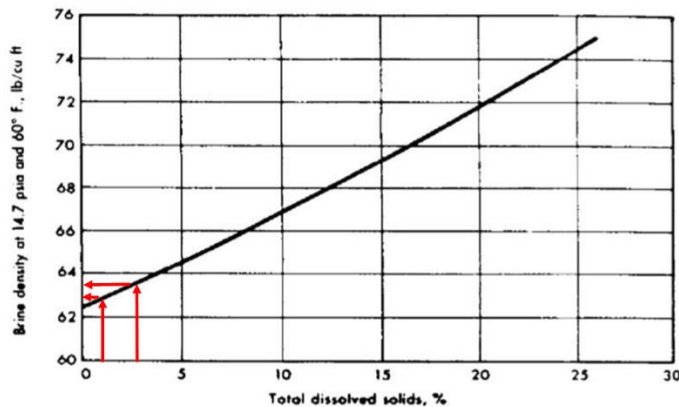
$$\rho_w = \frac{\rho_{wsc}}{B_w}$$

Keterangan;

$\rho_{wsc}$  = Densitas air pada kondisi standar (tekanan dan temperatur lingkungan, 14,7 psia dan 60°F)

$B_w$  = Faktor volume formasi air (Rervoir Bbl/Bbl)

Densitas air pada kondisi standar diperoleh dengan melakukan plot nilai salinitas air dalam satuan % *weight solid* pada kurva Gambar B-1. Setelah dilakukan plot data, didapat densitas air pada kondisi standar untuk Sumur R-15 diperoleh sebesar 63,8 lb/cft atau 1,0220 gr/cc. Dan densitas air pada kondisi standar untuk Sumur R-15 diperoleh sebesar 63 lb/cft atau 1,0092 gr/cc.



Gambar B-1: Kurva untuk menentukan densitas air pada kondisi standar

Sedangkan untuk faktor volume formasi untuk air didapatkan dari korelasi persamaan Mc Cain sebagai berikut:

$$B_w = (1 + \Delta V_{wp})(1 + \Delta V_{wT}),$$

$$\Delta V_{wT} = -1.95301 \times 10^{-9} pT - 1.72834 \times 10^{-13} p^2 T$$

$$-3.58922 \times 10^{-7} p - 2.25341 \times 10^{-10} p^2,$$

$$\Delta V_{wp} = -1.0001 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} T + 5.50654 \times 10^{-7} T^2,$$

Berdasarkan perhitungan tersebut, faktor volume formasi untuk air pada Sumur R-15 diperoleh sebesar 1,0291 bbl/STB dan faktor volume formasi untuk air pada Sumur T-2 diperoleh sebesar 1,0403 bbl/STB. Sehingga densitas air pada kondisi reservoir dapat diperkirakan, yaitu untuk Sumur R-15 sebesar 0,9931 gr/cc dan Sumur T-2 sebesar 0,9701 gr/cc.

Setelah densitas air telah ditentukan, maka semua parameter yang dibutuhkan untuk melakukan perhitungan *contact angle* telah diketahui. Perhitungan selanjutnya adalah menghitung ketinggian kolom air (h) pada Sumur R-15:

$$\begin{aligned} h &= \text{FWL} - \text{MWL} \\ &= 2981 \text{ ft} - 3035 \text{ ft} = -54 \text{ ft} \end{aligned}$$

Dan pada Sumur T-2:

$$\begin{aligned} h &= \text{FWL} - \text{MWL} \\ &= 6534 \text{ ft} - 6606 \text{ ft} = -72 \text{ ft} \end{aligned}$$

Nilai r (*capillary radius*) diasumsikan sebesar 0,5 micron dan  $\sigma_{w-o}$  diasumsikan sebesar 30 dyne/cm. Sehingga, besar *contact angle* untuk Sumur R-15 yaitu:

$$\begin{aligned} \cos \theta &= \frac{-54 \times 0,5 \times (0,9931 - 0,7681)}{0,667 \times 30} \\ &= -0,3035 \\ \theta &= 107,6705^\circ \end{aligned}$$

Dan besar *contact angle* untuk Sumur T-2 yaitu:

$$\begin{aligned} \cos \theta &= \frac{-72 \times 0,5 \times (0,9701 - 0,7730)}{0,667 \times 30} \\ &= -0,3546 \\ \theta &= 110,7681^\circ \end{aligned}$$