

ANALISIS RESERVOAR MIGAS BERDASARKAN PARAMETER PETROFISIKA DARI 7 SUMUR DI CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Fernando Siallagan^{*}, Ordas Dewanto, Bagus Sapto Mulyatno

Jl. Prof. Dr. Sumantri Brojonegoro No.1 Bandar Lampung 35145

Jurusan Teknik Geofisika, FT UNILA

*e-mail: 7lagan@gmail.com

ABSTRAK

Pada suatu pemboran eksplorasi, tahapan yang sangat penting adalah menganalisa kejenuhan fluida pada reservoir. Sistem fluida yang ada pada suatu reservoir biasanya multi fasa (air dan hidrokarbon). Saturasi hidrokarbon (minyak atau gas bumi) dapat diketahui dengan terlebih dahulu menghitung saturasi airnya, dengan demikian penentuan nilai saturasi air ($S_w = \text{water saturation}$) menjadi kunci untuk mengetahui suatu interval reservoir apakah dominan mengandung air atau hidrokarbon. Perkembangan teknologi eksplorasi khususnya teknologi *logging* serta kondisi reservoir yang beragam mempengaruhi konsep penentuan saturasi air dari waktu ke waktu. Penelitian ini berusaha mengkompilasi jenis-jenis metode penentuan saturasi air pada 7 data sumur "ARA". Menentukan properti petrofisika sebagai langkah melakukan karakterisasi data sumur yakni menentukan volume shale menggunakan metode gamma ray indeks, menentukan resistivitas air menggunakan metode picket plot, menentukan porositas menggunakan korelasi log density & neutron, dan untuk menentukan saturasi air menggunakan metode archie dan simandoux. Berdasarkan analisis 7 data sumur "ARA" memiliki fluida berupa gas, minyak dan air. Nilai porositas rata-rata pada sumur "ARA" adalah 16.2% dan nilai rata-rata saturasi air sebesar 21.8%.

ABSTRACT

In an exploratory drilling, it is a very important step to analyze the saturation of the fluid in the reservoir. The fluid system present in a reservoir is usually multi-phase (water and hydrocarbon). The hydrocarbon saturation (oil or gas) can be determined by calculating the water saturation, thereby determining the value water saturation ($S_w = \text{water saturation}$) being the key to know a reservoir interval whether the dominant contains water or hydrocarbons. The development of exploration technology, especially logging technology and various reservoir conditions affect the concept of water saturation determination over time. This study attempted to compile the types of water saturation determination methods in 7 wells data "ARA". Determine the petrophysical property as a step to characterize the well data is determine shale volume using the gamma ray index method, determine water resistivity using pickett plot method, determine porosity using density and neutron log correlation, and to determine water saturation using archie and simandoux methods. Based on analysis 7 wells data "ARA" has a fluid of gas, oil and water. The average porosity value of "ARA" is 16.2% and the average water saturation is 21.8%.

Keywords : Logging, Hydrocarbon, Porosity, Water Saturation

1. PENDAHULUAN

Kegiatan eksplorasi sangat diperlukan untuk memprediksi kondisi bawah permukaan, sehingga dapat mengurangi resiko kegagalan dalam melakukan eksploitasi hidrokarbon. Secara umum kegiatan eksplorasi dapat menghasilkan data seismik, data log sumur, dan data geologi. Data seismik mampu memberikan informasi spasial yang luas, tetapi tidak mampu memberikan resolusi yang baik secara vertikal. Sebaliknya data log sumur mampu memberikan resolusi yang baik secara vertikal.

Data log sumur sangat berperan penting dalam perkembangan eksplorasi hidrokarbon. Hasil data log sumur adalah gambaran bawah permukaan yang lebih detail berupa kurva-kurva nilai parameter fisika secara kontinu. Metode *logging* dapat memberitahukan gambaran yang lengkap dari lingkungan bawah permukaan tanah, tepatnya dapat mengetahui dan menilai batuan-batuan yang mengelilingi lubang bor tersebut. Metode ini juga dapat memberikan keterangan kedalaman lapisan yang mengandung hidrokarbon serta sejauh mana penyebarannya.

Menentukan nilai saturasi air perlu dilakukan penelitian secara bertahap. Dimulai dari penentuan jenis formasi, apakah berupa *shaly-sand formation* atau berupa *clean sand formation*. Jika yang dijumpai berupa *clean sand formation* maka penentuan metode saturasi air akan menjadi lebih mudah karena pada formasi jenis ini tidak terdapat kandungan *shale* yang dapat mengganggu nilai perhitungan. Apabila reservoir yang kita teliti memiliki kandungan *shale* atau bahkan terdiri dari batuan karbonat, maka penelitian masih harus berlanjut hingga dapat diketahui bagaimana dampak dari kehadiran *shale* ataupun rongga-rongga yang terbentuk pada batuan karbonat terhadap nilai saturasi air yang akan dicari. Pada reservoir yang mengandung *shale*, perlu dilakukan berbagai penelitian lanjutan seperti menentukan volume *shale* yang ada pada

suatu reservoir. Setelah itu barulah kita bias mengetahui metode *water saturation* manakah yang akan cocok pada reservoir yang akan kita teliti.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Geologi Regional

Cekungan Sumatera Selatan (*South Sumatera Basin*) dibatasi oleh Paparan Sunda di sebelah timurlaut, daerah Tinggian Lampung (*Lampung High*) di sebelah tenggara, Pegunungan Bukit Barisan di sebelah baratdaya serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh (*Tiga Puluh High*) di sebelah baratlaut. Evolusi cekungan ini diawali sejak Mesozoik (Pulunggono, 1992) dan merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*). Tektonik cekungan Sumatera dipengaruhi oleh pergerakan konvergen antara Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Paparan Sunda (Heidrick, 1993).

Di dalam daerah Cekungan Sumatera Selatan terdapat daerah peninggian batuan dasar para tersier dan berbagai depresi. Perbedaan relief dalam batuan dasar ini diperkirakan karena pematahan dasar dalam bongkah-bongkah. Hal ini sangat ditentukan oleh adanya Depresi Lematang di Cekungan Palembang, yang jelas dibatasi oleh jalur patahan dari Pendopo-Antiklinorium dan Patahan Lahat di sebelah baratlaut dari Paparan Kikim.

Cekungan Sumatera Selatan dan Cekungan Sumatera Tengah merupakan satu cekungan besar yang dipisahkan oleh Pegunungan Tigapuluh. Cekungan ini terbentuk akibat adanya pergerakan ulang sesar bongkah pada batuan pra-tercier serta diikuti oleh kegiatan vulkanik seperti tertera pada **Gambar 1**.

2.2. Fisiologi

Sejarah pembentukan cekungan Sumatera Selatan memiliki beberapa kesamaan dengan sejarah pembentukan cekungan Sumatera Tengah. Batas antara kedua cekungan tersebut merupakan kawasan yang membujur dari timurlaut-

baratdaya melalui bagian utara Pegunungan Tigapuluh. Cekungan-cekungan tersebut mempunyai bentuk asimetrik dan di sebelah baratdaya dibatasi oleh sesar-sesar dan singkapan-singkapan batuan Pra-Tersier yang terangkat sepanjang kawasan kaki pegunungan Barisan. Di sebelah timur laut dibatasi oleh formasi-formasi sedimen dari paparan Sunda. Pada bagian selatan dan timur, cekungan tersebut dibatasi oleh tinggian Pegunungan Tigapuluh. Kedua daerah tinggian tersebut tertutup oleh laut dangkal saat Miosen awal sampai Miosen tengah. Cekungan-cekungan tersier tersebut juga terhampar ke arah barat dan kadang dihubungkan oleh jalur-jalur laut dengan Samudera Hindia. Berdasarkan unsur tektonik, maka fisiografi regional cekungan Sumatera Selatan mempunyai daerah tinggian dan depresi, yaitu:

1. Tinggian Meraksa, yang terdiri dari Kuang, Tinggian Palembang, Tinggian Tamiang, Tinggian Palembang bagian utara dan Tinggian Sembilang.
2. Depresi Lematang (Muaraenim Dalam)
3. Antiklinorium Pendopo Limau dan Antiklinorium Palembang bagian utara.

Ketiga fisiografi di atas membagi cekungan Sumatera Selatan menjadi tiga bagian, yaitu Sub-cekungan Palembang bagian selatan, Sub-cekungan Palembang bagian tengah dan Sub-cekungan Jambi.

2.3. Stratigrafi

Pada dasarnya stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari satu siklus besar sedimentasi yang dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya. Awalnya siklus ini dimulai dengan siklus *non-marine*, yaitu proses diendapkannya Formasi Lahat pada oligosen awal dan setelah itu diikuti oleh Formasi Talang Akar yang diendapkan di atasnya secara tidak selaras. Fase transgresi ini terus berlangsung hingga miosen awal, dan berkembang formasi Baturaja yang terdiri dari batuan karbonat yang diendapkan pada lingkungan *back reef, fore reef dan intertidal*. Sedangkan untuk fase transgresi maksimum

diendapkan Formasi Gumai bagian bawah yang terdiri dari *shale* laut dalam secara selaras di atas Formasi Baturaja. Fase regresi terjadi pada saat diendapkannya Formasi Gumai bagian atas dan diikuti oleh pengendapan Formasi Air Benakat secara selaras yang didominasi oleh litologi batupasir pada lingkungan pantai dan delta. Pada pliosen awal, laut menjadi semakin dangkal karena terdapat dataran delta dan *non-marine* yang terdiri dari perselingan batupasir dan *claystone* dengan sisipan berupa batubara. Pada saat pliosen awal ini menjadi waktu pembentukan dari formasi Muara Enim yang berlangsung sampai pliosen akhir yang terdapat pengendapan batuan konglomerat, batu apung dan lapisan batupasir *tuffa*.

Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan diawali dengan siklus pengendapan darat, kemudian berangsur menjadi pengendapan laut, dan kembali kepada pengendapan darat. Urut-urutan stratigrafi dari tua ke muda (Koesoemadinata, 1980) seperti pada **Gambar 2**.

2.3.1. Batuan Dasar

Batuan dasar (pra tersier) terdiri dari batuan kompleks Paleozoikum dan batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku, dan batuan karbonat. Batuan dasar yang paling tua, terdeformasi paling lemah, dianggap bagian dari Lempeng-mikro Malaka, mendasari bagian utara dan timur cekungan. Lebih ke selatan lagi terdapat Lempeng-mikro Mergui yang terdeformasi kuat, kemungkinan merupakan fragmen kontinental yang lebih lemah. Lempeng-mikro Malaka dan Mergui dipisahkan oleh fragmen terdeformasi dari material yang berasal dari selatan dan bertumbukan. Bebatuan granit, vulkanik, dan metamorf yang terdeformasi kuat (berumur Kapur Akhir) mendasari bagian lainnya dari cekungan Sumatera Selatan. Morfologi batuan dasar ini dianggap mempengaruhi morfologi *rift* pada Eosen-Oligosen, lokasi dan luasnya gejala inversi/pensesaran mendatar pada Plio-Pleistosen, karbon dioksida lokal yang tinggi yang

mengandung hidrokarbon gas, serta rekahan-rekahan yang terbentuk di batuan dasar (Ginger, 2005).

2.3.2. Formasi Lahat

Formasi Lahat diperkirakan berumur oligosen awal (Sardjito dkk, 1991). Formasi ini merupakan batuan sedimen pertama yang diendapkan pada Cekungan Sumatera Selatan. Pembentukannya hanya terdapat pada bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak selaras. Pengendapannya terdapat dalam lingkungan darat/aluvial-fluvial sampai dengan *lacustrine*. Fasies batupasir terdapat di bagian bawah, terdiri dari batupasir kasar, kerikilan, dan konglomerat. Sedangkan fasies *shale* terletak di bagian atas (*Benakat Shale*) terdiri dari batu serpih sisipan batupasir halus, lanau, dan tufa. Sehingga *shale* yang berasal dari lingkungan *lacustrine* ini merupakan dapat menjadi batuan induk. Pada bagian tepi *graben* ketebalannya sangat tipis dan bahkan tidak ada, sedangkan pada bagian tinggian *intra-graben* sub cekungan selatan dan tengah Palembang ketebalannya mencapai 1000 m (Ginger, 2005).

2.3.3. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar diperkirakan berumur oligosen akhir sampai miosen awal. Formasi ini terbentuk secara tidak selaras dan kemungkinan *paraconformable* di atas Formasi Lahat dan selaras di bawah Formasi Gumai atau anggota Basal Telisa/formasi Baturaja. Formasi Talang Akar pada cekungan Sumatera Selatan terdiri dari batulanau, batupasir dan sisipan batubara yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga transisi. Bagian bawah formasi ini terdiri dari batupasir kasar, serpih dan sisipan batubara. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan serpih. Ketebalan Formasi Talang Akar berkisar antara 460-610 m di dalam beberapa area cekungan. Variasi lingkungan pengendapan formasi ini merupakan *fluvial-deltaic* yang berupa *braided stream* dan *point bar* di sepanjang

paparan (*shelf*) berangsur berubah menjadi lingkungan pengendapan *delta front*, *marginal marine*, dan *prodelta* yang mengindikasikan perubahan lingkungan pengendapan ke arah cekungan (*basinward*). Sumber sedimen batupasir Talang Akar Bawah ini berasal dari dua tinggian pada kala oligosen akhir, yaitu di sebelah timur (Wilayah Sunda) dan sebelah barat (deretan Pegunungan Barisan dan daerah tinggian dekat Bukit Barisan).

2.3.4. Formasi Baturaja

Formasi Baturaja diendapkan secara selaras di atas formasi Talang Akar pada kala miosen awal. Formasi ini tersebar luas terdiri dari karbonat *platforms* dengan ketebalan 20-75 m dan tambahan berupa karbonat *build-up* dan *reef* dengan ketebalan 60-120 m. Didalam batuan karbonatnya terdapat *shale* dan *calcareous shale* yang diendapkan pada laut dalam dan berkembang di daerah *platform* dan tinggian (Bishop, 2001).

2.4.5. Formasi Gumai

Formasi Gumai diendapkan secara selaras di atas formasi Baturaja pada kala oligosen sampai dengan tengah miosen. Formasi ini tersusun oleh *fosilliferous marine shale* dan lapisan batugamping yang mengandung *glauconitic* (Bishop, 2001). Bagian bawah formasi ini terdiri dari serpih yang mengandung *calcareous shale* dengan sisipan batugamping, napal dan batulanau. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan shale. Ketebalan formasi Gumai ini diperkirakan 2700 m di tengah-tengah cekungan. Sedangkan pada batas cekungan dan pada saat melewati tinggian ketebalannya cenderung tipis.

2.3.6. Formasi Air Benakat

Formasi Air Benakat diendapkan selama fase regresi dan akhir dari pengendapan formasi Gumai pada kala tengah miosen (Bishop, 2001). Pengendapan pada fase regresi ini terjadi pada lingkungan neritik hingga *shallow*

marine, yang berubah menjadi lingkungan *delta plain* dan *coastal swamp* pada akhir dari siklus regresi pertama. Formasi ini terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat mengandung lignit dan di bagian atas mengandung tufaan sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan formasi ini diperkirakan antara 1000-1500 m.

2.3.7. Formasi Muara Enim

Formasi ini diendapkan pada kala akhir miosen sampai pliosen dan merupakan siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal sampai *continental sands*, delta dan batu lempung. Siklus regresi kedua dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (formasi Air Benakat) dengan ketidakhadirannya batupasir glaukonit dan akumulasi lapisan batubara yang tebal. Pengendapan awal terjadi di sepanjang lingkungan rawa-rawa dataran pantai, sebagian di bagian selatan cekungan Sumatra Selatan, menghasilkan deposit batubara yang luas. Pengendapan berlanjut pada lingkungan *delta plain* dengan perkembangan secara lokal sekuen serpih dan batupasir yang tebal. Siklus regresi kedua terjadi selama kala Miosen akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik

Plio-Pleistosen yang menghasilkan penutupan cekungan dan *onset* pengendapan lingkungan *non marine* Batupasir pada formasi ini dapat mengandung glaukonit dan debris vulkanik. Pada formasi ini terdapat oksida besi berupa konkresi-konkresi dan *silicified wood*. Sedangkan batubara yang terdapat pada formasi ini umumnya berupa lignit. Ketebalan formasi ini tipis pada bagian utara dan maksimum berada di sebelah selatan dengan ketebalan 750 m (Bishop, 2001).

2.3.8. Formasi Kasai

Formasi ini diendapkan pada kala pliosen sampai dengan pleistosen. Pengendapannya merupakan hasil dari erosi

dari pengangkatan Bukit Barisan dan pegunungan Tigapuluh, serta akibat adanya pengangkatan pelipatan yang terjadi di cekungan. Pengendapan dimulai setelah tanda-tanda awal dari pengangkatan terakhir Pegunungan Barisan yang dimulai pada miosen akhir. Kontak formasi ini dengan formasi Muara Enim ditandai dengan kemunculan pertama dari batupasir tufaan. Karakteristik utama dari endapan siklus regresi ketiga ini adalah adanya kenampakan produk vulkanik. Formasi Kasai tersusun oleh batupasir kontinental dan lempung serta material piroklastik.

3. TEORI DASAR

3.1. Well Logging

Log adalah suatu grafik kedalaman (bisa juga waktu), dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Kegiatan untuk mendapatkan data log disebut '*logging*'. *Logging* memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kuantitatif banyaknya hidrokarbon di lapisan pada situasi dan kondisi sesungguhnya. Kurva log memberikan informasi yang dibutuhkan untuk mengetahui sifat-sifat batuan dan cairan.

Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, dan kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan tujuan utama dari penggunaan log ini adalah untuk menentukan zona, dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir (Harsono, 1997). Dari hasil kurva-kurva yang menunjukkan parameter tersebut dapat diinterpretasikan jenis-jenis dan urutan-urutan litologi serta ada tidaknya komposisi hidrokarbon pada suatu formasi di daerah penelitian. Dengan kata lain metode *well logging* merupakan suatu metode yang dapat memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kualitatif dan kuantitatif adanya komposisi hidrokarbon. Ellis & Singer (2008) membagi metode

yang digunakan untuk memperoleh data log menjadi dua macam, yaitu:

3.1.1. Wireline Logging

Wireline logging sendiri merupakan perekaman dengan menggunakan kabel setelah pengeboran dilaksanakan dan pipa pengeboran telah di angkat. Pelaksanaan *wireline logging* merupakan kegiatan yang dilakukan dari memasukkan alat yang disebut *sonde* ke dalam lubang pemboran sampai ke dasar lubang. Pencacatan dilakukan dengan menarik sonde tersebut dari dasar lubang sampai ke kedalaman yang diinginkan dengan kecepatan yang tetap dan menerus. Kegiatan ini dilakukan segera setelah pekerjaan pengeboran selesai. Hasil pengukuran atau pencacatan tersebut disajikan dalam kurva log vertikal yang sebanding dengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai keperluan pemakainya. Tampilan data hasil metode tersebut adalah dalam bentuk log yaitu grafik kedalaman dari satu set kurva yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997).

3.1.2. Logging While Drilling

Logging while drilling (LWD) merupakan suatu metode pengambilan data log dimana *logging* dilakukan bersamaan dengan pemboran. Hal ini dikarenakan alat *logging* tersebut ditempatkan di dalam drill collar. Pada LWD, pengukuran dilakukan secara *real time* oleh *measurement while drilling* (Harsono, 1997).

Alat LWD terdiri dari tiga bagian, yaitu: sensor logging bawah lubang bor, sebuah sistem transmisi data, dan sebuah penghubung permukaan. Sensor logging ditempatkan di belakang *drill bit*, tepatnya pada *drill collars* (lengan yang berfungsi memperkuat *drill string*) dan aktif selama pemboran dilakukan (Bateman, 1985).

3.2. Perangkat-Perangkat Well Logging

Masing-masing alat logging memiliki karakteristik pengukuran sifat formasi yang berbeda, ada yang mengukur sifat batuan

ada juga yang mengukur sifat fluida untuk mendapatkan data yang siap diinterpretasikan. Alat logging tertentu sangat peka terhadap kehadiran gas, sedangkan alat lainnya peka terhadap kandungan fluida lubang bor. Namun dari semua itu, yang perlu diperhatikan adalah kenyataannya tidak satupun alat logging yang mengukur porositas, saturasi, permeabilitas, atau jenis fluida secara langsung. Alat logging juga tidak dapat mengidentifikasi warna batuan atau tekstur batuan. Namun, memberikan data yang dapat dikorelasikan dengan sifat-sifat diatas (Hermansjah, 2008).

Log adalah suatu grafik kedalaman (dalam waktu) dari satu set yang menunjukkan parameter fisik, yang diukur secara berkesinambungan dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Ada 4 tipe atau jenis log yang biasanya digunakan dalam interpretasi, yaitu:

1. Log listrik, terdiri dari log SP (*Spontaneous Potensial*) dan log resistivitas.
2. Log radioaktif, terdiri dari log GR (*Gamma Ray*), log porositas (log densitas dan log neutron).
3. Log akustik berupa log *Sonic*.
4. Log Caliper.

3.2.1. Log Listrik

Log listrik merupakan suatu jenis log yang digunakan untuk mengukur sifat kelistrikan batuan, yaitu resistivitas atau tahanan jenis batuan dan potensial diri dari batuan.

3.2.1.1. Log Spontaneous Potential (SP)

Log SP adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat di lubang bor yang bergerak naik-turun. Supaya SP dapat berfungsi maka lubang harus diisi oleh lumpur konduktif.

3.2.1.2. Log Resistivitas

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik

yang mengalir melalui batuan tersebut (Thomer, 1984). Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik.

Log *Resistivity* digunakan untuk mendeterminasi zona hidrokarbon dan zona air, mengindikasikan zona permeabel dengan mendeterminasi porositas resistivitas, karena batuan dan matrik tidak konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori.

3.2.2. Log Radioaktif

Log radioaktif pada prinsipnya menyelidiki intensitas radioaktif mineral yang mengandung radioaktif dalam suatu lapisan batuan dengan menggunakan suatu radioaktif tertentu.

3.2.2.1. Log *Gamma Ray*

Log *Gamma Ray* adalah rekaman radioaktivitas alamiah. Radioaktivitas alamiah yang ada di formasi timbul dari elemen-elemen berikut yang ada dalam batuan (Harsono, 1997):

- Uranium (U)
- Thorium (Th)
- Potasium (K)

Ketiga elemen ini memancarkan *Gamma Rays* secara terus menerus, yang merupakan *short bursts of high energy radiation* (ledakan-ledakan radiasi berenergi tinggi). Elemen tersebut biasanya banyak dijumpai pada *shale/clay*, maka log GR sangat berguna berguna untuk mengetahui besar kecilnya kandungan *shale* dalam lapisan *permeable*. Dengan menarik garis GR yang mempunyai harga maksimum dan minimum pada suatu penampang log maka kurva log GR yang jatuh diantara kedua garis tersebut merupakan indikasi adanya lapisan *shaly*.

3.2.3. Log Porositas

Log Porositas digunakan untuk mengetahui karakteristik/ sifat dari litologi yang memiliki pori, dengan memanfaatkan

sifat-sifat fisika batuan yang didapat dari sejumlah interaksi fisika di dalam lubang bor. Hasil interaksi dideteksi dan dikirim ke permukaan barulah porositas dideskripsikan.

Ada tiga jenis pengukuran porositas yang umum digunakan di lapangan saat ini yaitu: Sonik, Densitas, dan Neutron. Nama-nama ini berhubungan dengan besaran fisika yang dipakai dimana pengukuran itu dibuat sehingga istilah-istilah “Porositas Sonik”, “Porositas Densitas”, dan “Porositas Neutron”. Penting untuk diketahui bahwa porositas-porositas ini biasanya tidak sama antara satu dengan yang lain atau tidak bisa mewakili porositas sebenarnya.

3.2.4. Log *Caliper*

Alat *caliper* berfungsi untuk mengukur ukuran dan bentuk lubang bor. Alat mekanik sederhana caliper mengukur profil vertikal diameter lubang. Log kaliper digunakan sebagai kontributor informasi untuk keadaan litologi. Selain itu, log ini juga digunakan sebagai indikator zona yang memiliki permeabilitas dan porositas yang bagus (batuan reservoir) dengan terbentuknya kerak lumpur yang berasosiasi dengan log *gamma ray*, perhitungan tebal kerak lumpur, pengukuran volume lubang bor dan pengukuran volume semen yang dibutuhkan.

4. METODOLOGI PENELITIAN

4.1. Tempat dan Waktu Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Laboratorium Teknik Geofisika Universitas Lampung pada bulan November 2016-April 2017 dengan tema “Analisis Reservoir Migas Berdasarkan Parameter Petrofisika Dari 7 Sumur di Cekungan Sumatera Selatan”.

4.2. Alat Dan Bahan

Alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini antara lain peta geologi regional dan Peta Stratigrafi,

Data analisis lab antara lain data a (faktor turtoisitas, m (faktor sementasi) dan n (saturasi eksponen), Data Log Sumur dan software yang digunakan adalah *Interactive Petrophysic(IP)*.

4.3. Pengolahan Data

Pengolahan data tersebut meliputi beberapa langkah:

1. Identifikasi Zona Permeabel

Data log yang digunakan untuk mengidentifikasi zona permeable dan impermeable adalah data log GR.

Respon GR yang rendah mengindikasikan bahwa pada lapisan tersebut merupakan lapisan yang permeable, sedangkan respon GR yang tinggi mengindikasikan bahwa pada lapisan tersebut merupakan lapisan yang impermeable.

2. Identifikasi Zona Hidrokarbon

Untuk lapisan yang terisi hidrokarbon, log resistivitas menunjukkan respon yang tinggi, dan ada separasi positif antara log neutron dan densitas, sedangkan untuk lapisan yang mengandung air, log resistivitas menunjukkan respon yang rendah serta antara log densitas dan neutron berhimpitan ataupun menunjukkan separasi negatif.

3. Menghitung Porositas

Data log yang digunakan untuk menghitung porositas adalah perpaduan antara data log densitas dan neutron. Nilai porositas dari log densitas (ϕ_D) ditentukan dengan menggunakan Pers. 1, Sedangkan untuk log neutron (ϕ_N) ditentukan menggunakan Pers.2 dan dikoreksi dengan Pers. 3 dan 4, berikut ini:

$$\phi_{Dsh} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{Dsh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (1)$$

$$\phi_N = 1,02(\phi_{Nlog}) + 0,0425 \quad (2)$$

$$\phi_{Dc} = \phi_D - (Vsh \times \phi_{Dsh}) \quad (3)$$

$$\phi_{Nc} = \phi_N - (Vsh \times \phi_{Nsh}) \quad (4)$$

Nilai ϕ_{Dsh} didapatkan dari nilai porositas dari densitas (ϕ_D) pada lapisan lempung. Nilai ϕ_{Nsh} didapatkan dari log neutron pada lapisan lempung, Volume shale (VSH) dicari dengan menggunakan Pers. 5. Nilai porositas efektif (ϕ_{eff}) didapatkan dengan persamaan :

$$V_{sh} = 0.083 [2^{(3.7 \times I_{GR})} - 1.0] \quad (5)$$

$$\phi_{eff} = \frac{\phi_{Dc} + \phi_{Nc}}{2} \quad (6)$$

4. Menghitung Resistivitas Air

Nilai R_w didapatkan dengan mencari lapisan reservoir yang terisi penuh dengan air ($S_w = 1$). Kemudian digunakan metode Picket plot dalam perhitungan atau dengan menggunakan persamaan 7 :

$$R_w = \phi R_t \quad (7)$$

Lapisan yang terisi penuh dengan air ditandai dengan rendahnya respon log resistivitas.

5. Menghitung Saturasi Air

Nilai R_w dihitung dengan menggunakan Pers. 7, dan porositas efektif yang didapatkan dari Pers. 6, dan dengan menggunakan data analisis lab berupa nilai $a = 0.621$, $m = 2.15$ dan $n = 2$. Dilihat dari nilai volume serpihnya maka metode yang digunakan adalah metode Archie dengan persamaan sebagai berikut:

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi \cdot R_t} \quad (8)$$

5. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1. Zonasi Reservoir dan Kandungan Lempung

Pada **Gambar 3** Zona potensial pada sumur Ara-01 berada pada 2 zona yaitu zona Ara-01-A pada kedalaman 1593.037-1603.553 dan zona Ara-01-B pada

kedalaman 1633.271-1650.492, dimana masing-masing zona terdapat perselingan lempung. Zona Ara-01-A berada pada formasi Talang Akar yang memiliki besar kandungan *shale* 4.7% dan zona Ara-01-B berada pada formasi Talang Akar dengan besar kandungan *shale* 8%.

Pada **Gambar 4** Zona Potensial pada sumur Ara-02 berada pada 2 zona yaitu zona Ara-02-A pada kedalaman 1769.974-1780.489 dan zona Ara-02-B pada kedalaman 1804.204-1810.512, dimana masing-masing zona terdapat perselingan lempung. Zona Ara-02-A berada pada formasi Talang Akar yang memiliki besar kandungan *shale* 5% dan zona Ara-02-B berada pada formasi Talang Akar dengan besar kandungan *shale* 13.3%.

5.2. Porositas, Reasistivitas Air dan Saturasi Air

Pada **Gambar 5** dan **Gambar 6** Perhitungan resistivitas air menggunakan metode picket plot dan nilai tersebut tidak berbeda jauh dari perhitungan menggunakan metode Rwa, dimana pada Sumur Ara_01 nilai resistivitas air yang didapatkan adalah 0.052 ohmm, Sumur Ara_02 nilai resistivitas air yang didapatkan adalah 0.047 ohmm.

Untuk menentukan nilai saturasi air perlu dilakukan penelitian secara bertahap. Dimulai dari penentuan jenis formasi, apakah berupa *shaly-sand formation* atau berupa *clean sand formation*. Jika yang dijumpai berupa *clean sand formation* dilihat dari jumlah volume *shale*-nya dimana kurang dari 5% maka penentuan metode saturasi air akan menjadi lebih mudah karena pada formasi jenis ini dianggap tidak terdapat kandungan *shale* yang dapat mengganggu nilai perhitungan. Hal ini terjadi karena pasir yang berperan sebagai penyusun utama *clean sand zone* tidak menyebabkan perubahan baik porositas, permeabilitas maupun resistivitas pada saat

dilakukan pengukuran dengan menggunakan logging pada reservoir. Dengan kata lain, pasir yang menjadi penyusun utama *clean sand zone* akan

menunjukkan kondisi yang sebenarnya jika dilakukan logging. Pada *clean sand zone* digunakan metode Sw Archie, metode ini memiliki kelebihan jika digunakan pada *clean sand zone* karena dapat dengan baik menghitung nilai saturasi air pada reservoir yang tidak memiliki kandungan *shale*.

Pada **Gambar 7** Sumur Ara_01 terdapat 2 zona potensial, zona potensial yang pertama adalah Zona Ara_01-A dengan nilai V_{shale} 1.1% maka yang digunakan adalah Sw bersih (Sw Archie). Nilai saturasi air yang didapat adalah sebesar 32% dengan porositas efektif sebesar 16.1% yang merupakan porositas yang baik. Pada Zona Ara-01-B juga menggunakan Sw Archie dikarenakan nilai V_{shale} -nya sebesar 2%. Nilai saturasi air yang didapat adalah sebesar 29.9% dengan porositas efektif sebesar 19.2% yang merupakan porositas yang baik. Banyaknya hidrokarbon yang terdesak oleh lumpur disekitar daerah flushed zone sehingga dapat dilihat besar hidrokarbon yang moveable pada kurva porositas.

Pada **Gambar 8** Sumur Ara_02 terdapat 2 zona potensial juga, dimana zona potensial yang pertama adalah Zona Ara_02-A dengan nilai V_{shale} 1.2% maka yang digunakan adalah Sw bersih (Sw Archie). Nilai saturasi air yang didapat adalah sebesar 6.3% dengan porositas efektif sebesar 19.9%. pada Zona Ara-02-B juga menggunakan Sw Archie dikarenakan nilai V_{shale} -nya sebesar 3.6%. Nilai saturasi air yang didapat adalah sebesar 14.9% dengan porositas efektif sebesar 19.3% yang merupakan porositas yang baik.

5. KESIMPULAN

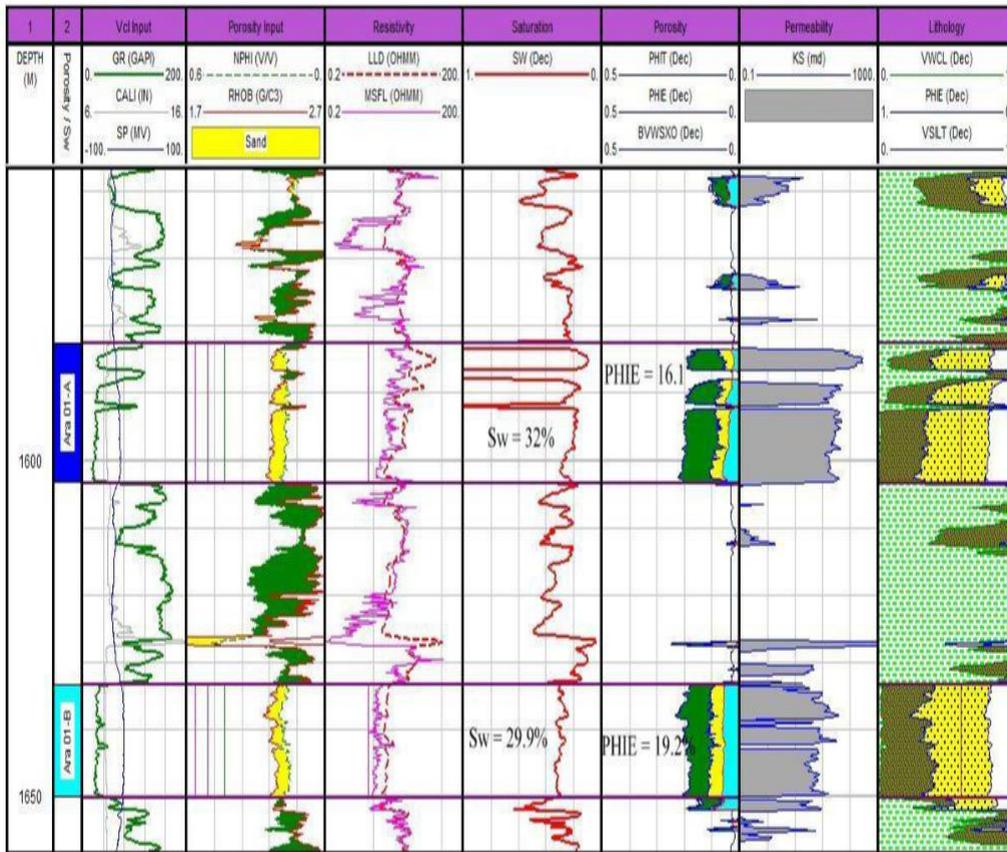
Kesimpulan yang dapat ditarik dari penelitian ini antara lain:

1. Litologi daerah penelitian adalah batu pasir.
2. Model porositas densitas-neutron sangat efektif dalam menentukan nilai Porositas, begitu juga dengan model saturasi air Simandoux untuk

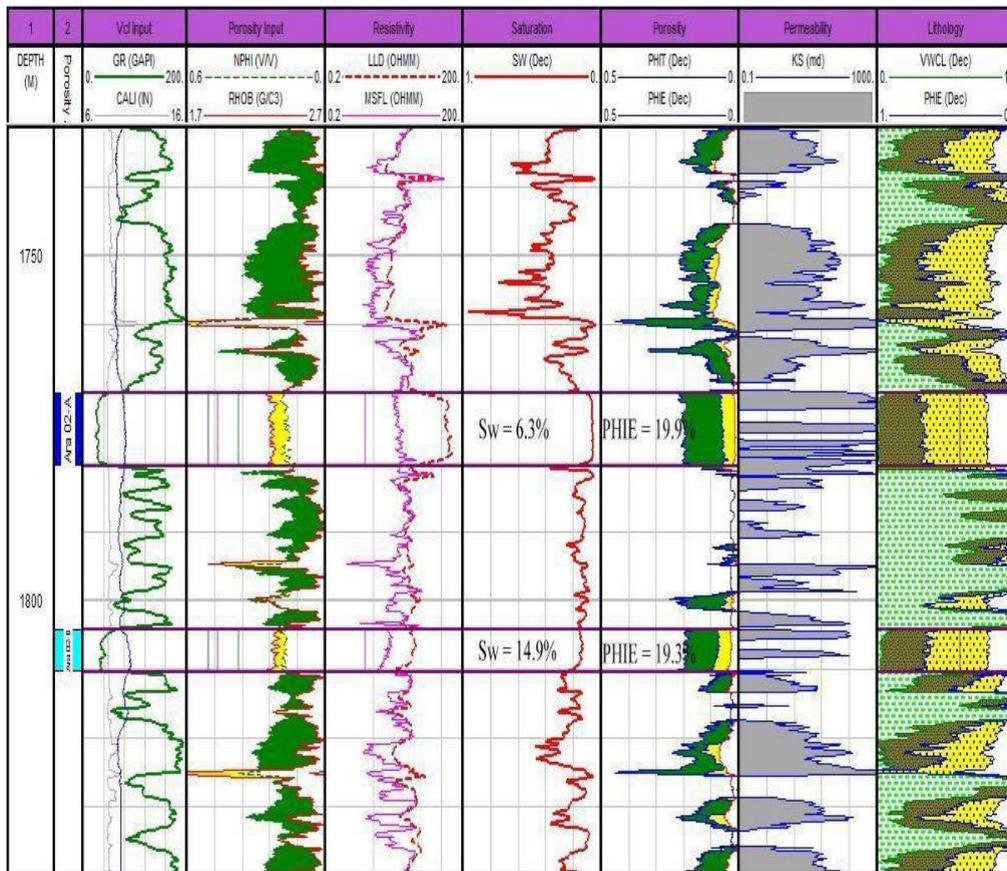
- menghitung saturasi air pada litologi *shaly sand* dan model saturasi air Archie untuk menghitung saturasi air pada litologi *clean sand*.
3. Dari hasil perhitungan petrofisika, zona potensial pada setiap sumur merupakan reservoir yang baik dilihat dari nilai porositas efektif sebesar 9%-21% dan saturasi air 6%-42%. Nilai parameter petrofisika tersebut dapat dilihat dalam tabel hasil analisis kuantitatif data log sumur.
 4. Dengan melihat distribusi parameter petrofisika, akan memudahkan dalam melakukan interpretasi hingga tahap pemodelan.

DAFTAR PUSTAKA

- Bateman, R.M. 1985. Open-hole Log Analysis & Formation Evaluation. International Human Resources Development Corporation. Boston.
- Bishop dan Michele, G. 2001. South Sumatra Basin Province, Indonesia. USGS. Open-file report 99-50-S.
- Ellis, D. V dan Singer, J. M. 2008. Well Logging for Earth Scientist 2nd Edition. Springer. Netherlands.
- Ginger, D dan Fielding, K. 2005, The Petroleum and Future Potential of The South Sumatra Basin. Indonesian Petroleum Association.
- Harsono, A. 1997. Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log Edisi-8. Jakarta; Schlumberger Oil Field Services.
- Heidrick, T.L dan Aulia, K. 1993. A structural and Tectonic Model of The Coastal Plain Block, Central Sumatera Basin, Indonesia. Indonesian Petroleum Association, Proceeding 22th Annual Convention. Jakarta. Vol. 1,p. 285-316.
- Hermansjah. 2008. Analisis Log Sumur. Jakarta: PT. PERTAMINA Tbk.
-



Gambar 7. Porositas dan Saturasi Air Pada Sumur Ara_01.



Gambar 8. Porositas dan Saturasi Air Pada Sumur Ara_02.