



Plagiarism Checker X - Report

Originality Assessment

Overall Similarity: **0%**

Date: Apr 1, 2022

Statistics: 0 words Plagiarized / 866 Total words

Remarks: No similarity found, your document looks healthy.

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 2 Tahun 2017

ANALISIS RESERVOAR MIGAS BERDASARKAN PARAMETER

PETROFISIKADARI 7 SUMUR DICEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Fernando Siallagan*, Ordas Dewanto, Bagus Spto Mulyatno

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

Jurusan Teknik Geofisika, FTUNILA *e-mail: 7lagan@gmail.com ABSTRAK

Pada suatu pemboran eksplorasi, tahap yang sangat penting adalah menganalisis kejenuhan fluida

pada reservoir. Sistem fluida yang ada pada suatu reservoir biasanya multifasa (air dan hidrokarbon).

Saturasi hidrokarbon (minyak dan gas bumi) dapat diketahui dengan terlebih dahulu menghitung saturasi airnya, dengan demikian penentuan nilai saturasi air (S_w = 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 = 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

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 2 Tahun 2017 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 fisik 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 sejauhman 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 diteliti 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 mana yang akan cocok pada reservoir yang akan diteliti.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Geologi Regional

Cekungan Sumatera Selatan (South Sumatera Basin) dibatasi oleh Paparan Sundadisebelah timur laut, daerah Tinggian Lampung (Lampung High) di sebelah tenggara, Pegunungan Bukit Barisan di sebelah barat daya serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh (Tiga Puluh High) di sebelah barat laut. 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). Didalam daerah Cekungan Sumatera Selatan terdapat daerah peninggian batuan dasar paratertiary dan berbagai depresi. Perbedaan relief dalam batuan dasar ini diperkirakan karena pematihan 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 barat laut dari Paparan Kikim. Cekungan Sumatera Selatan dan Cekungan Sumatera Tengah merupakan satu cekungan besar yang dipisahkan oleh Pegunungan Tiga Puluh. Cekungan ini terbentuk akibat adanya pergerakan sesar bongkah pada batuan pra-tertiary serta diikuti oleh kegiatan vulkanik seperti

terterapada Gambar 1. 2.2. Fisiologi Sejarah pembentuk cekungan

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

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 2 Tahun 2017 baratdaya melalui bagian utara Pegunungan Tiga puluh. Cekungan-cekungan tersebut mempunyai bentuk asimetrik dan sebelah baratdaya dibatasi oleh sesar-sesardan 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 Tiga puluh. 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 (Muara enim Dalam) 3. Antiklinorium Pendopo Lima 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 siklus besar sedimentasi yang dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya. Awal 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 Gumaibagian bawah yang terdiri dari shale laut dalam secara selaras di atas Formasi Baturaja. Fase regresi terjadi pada saat diendapkannya Formasi Gumaibagian atas dan diikuti oleh pengendapan Formasi Air Benakat secara selaras yang didominasi oleh litologi batupasir pada lingkungan pantaidelta. Pada pliosen awal, laut menjadi semakin dangkal karena terdapat dataran delta dan non-marine yang terdiri dari perselingan batupasir dan claystone dengan sisipan berupabatubara. Pada saat pliosen awal ini menjadi waktu pembentuk 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 ke pengendapan darat. Urut-urutan stratigrafi dari tua ke muda (Koesoemadinata, 1980) seperti pada Gambar 2.

2.3.1. Batuan Dasar

Batu dasar (pratersier) terdiri dari batuan kompleks Paleozoikum dan batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku, dan batuan karbonat. Batu 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. Batu granit, vulkanik, dan metamorf yang terdeformasi kuat (berumur Kapur Akhir) mendasari bagian lain dari cekungan Sumatera Selatan. Morfologi batuan dasar ini dianggap mempengaruhi morfologi rift pada Eosen-Oligosen, lokasi dan luasnya gejala inversi/pensesaran mendarat pada Plio-Pleistosen, karbon dioksida lokal yang tinggi yang

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 2 Tahun 2017 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 batupasir halus, lanau, dan tufa. Sehingga shale yang berasal dari lingkungan lacustrine ini merupakan batuan induk. Pada bagian tepigraben ketebalannya sangat tipis dan bahkan tidak ada, sedangkan pada bagian tinggian intragraben subcekungan 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 antar 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 kalamiosen awal. Formasi ini tersebar luas terdiri dari karbonat platform dengan ketebalan 20-75 m dan tambahan berupa karbonat build-up dan reef dengan ketebalan 60-120 m. Di dalam batuan karbonat nyaterdapat 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 antar 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 regresid akhir dari pengendapan formasi Gumai pada kala tengah miosen (Bishop, 2001). Pengendapan pada fase regresi ini terjadi pada lingkungan neritik hingga shallow.

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 2 Tahun 2017 marine, yang berubah menjadi lingkungan delta plain dan coastal swamp pada akhir dari siklus regresipertama. 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 tufa 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 regresikeduasebagai pengendapan laut dangkal sampai continental sands, delta dan batulempung. Siklus regresikedu dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (formasi Air Benakat) dengan ketidakhadirannya batupasir glaukonit dan akumulasi lapisan batubar yang tebal. Pengendapan awal terjadi di sepanjang lingkungan rawa-rawa dataran pantai, sebagai di bagian selatan cekungan Sumatra

Selatan, menghasilkan deposit batubara yang luas. Pengendapan berlanjut pada lingkungan delta plain dengan perkembangan secara lokal sekuenseripih dan batupasir yang tebal.

Siklus regresikeduaterjadi selama kala

Miosen akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik Plio-Pleistosen yang menghasilkan penutupan cekungan dan onset pengendapan lingkungan nonmarine

Batupasir pada formasi ini dapat mengandung glaukonit dan debris vulkanik.

Pada formasi ini terdapat oksida besi berupa konkresi-konkresidansilisified 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 pertamadari batupasir

tufaan. Karakteristik utama dari endapan siklus regresiketigaini adalah adanya

kenampakan produk vulkanik. Formasi Kasai tersusun oleh batupasir kontinental

dan lempungserta material piroklastik.

3. TEORIDASAR 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 memberikandata yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kuantitatif

banyaknya hidrokarbon di lapisan pada situasidankondisisesungguhnya. 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 dangas 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 Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 2 Tahun 2017 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 diangkat. 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 ke dalam dan risat 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 di mana 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 collar (lengan yang berfungsi memperkuat drill string) dan aktif selama pemboran dilakukan (Bateman, 1985). 3.2. Perangkat-Perangkat Well Logging Masing-

masing-masing alat logging memiliki karakteristik pengukuran sifat formasi yang berbeda, ada yang mengukur sifat batuan, ada 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 dalam bor. Namun dari semuanya itu, yang perlu diperhatikan adalah kenyataannya tidak satu pun alat logging yang mengukur porositas, saturasi, permeabilitas, atau jenis fluida secara langsung. Alat logging juga tidak dapat mengidentifikasi warna batuan atau tekstur batuan. Namun, memberikannya dapat dikorelasikan dengan sifat-sifat di atas (Hermansjah, 2008).

Log adalah suatu grafik kedalaman (dalam waktu) dari suatu 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 Potential) 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 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

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No.2 Tahun 2017 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 burst of high energy radiation (ledakan-ledakan radiasi berenergi tinggi). Element tersebut biasanya banyak dijumpai pada shale/clay, maka log GR sangat 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 di antara kedua garis tersebut merupakan indikasi adanya lapisan shale.

3.2.3. Log Porositas Log Porositas digunakan untuk mengetahui karakteristik/sifat dari litologi yang memiliki pori, dengan memanfaatkan sifat-sifat fisik batuan yang didapat dari sejumlah interaksi fisik 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 fisik yang dipakai di mana 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 caliper 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 temberak lumpur, pengukuran volume lubang bordan

pengukuran volume semen yang dibutuhkan. 4. METODOLOGI PENELITIAN

4.1. Tempat dan Waktu 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,

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 2 Tahun 2017 Data analisis lab antara lain data α (faktor

turboisitas, 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 permeabel dan

impermeabel adalah data log GR. Respon GR yang rendah

mengindikasikan bahwa pada lapisan tersebut merupakan lapisan yang

permeabel, sedangkan respon GR yang tinggi mengindikasikan bahwa pada

lapisan tersebut merupakan lapisan yang impermeabel. 2. Identifikasi Zona Hidrokarbon

Untuk lapisan yang terisi hidrokarbon, log resistivitas menunjukkan respon

yang tinggi, dan ada separasi positif antar log neutron dan densitas,

sedangkan untuk lapisan yang mengandung air, log resistivitas

menunjukkan respon yang rendah serta antar log densitas dan neutron

berhimpitan ataupun menunjukkan separasi negatif. 3. Menghitung Porositas

Data log yang digunakan untuk menghitung porositas adalah

perpaduan antar data log densitas dan neutron. Nilai porositas dari log

densitas (d) ditentukan dengan menggunakan Pers. 1, Sedangkan

untuk log neutron (n) ditentukan menggunakan Pers. 2 dan dikoreksi

dengan Pers. 3 dan 4, berikut ini: $h = -h$ (1) $- = 1,02() + 0,0425$ (2) $= -(h \times h)$ (3) $= -(h \times h)$ (4)

Nilai sh didapatkan dari nilai porositas dari densitas (d) pada lapisan lempung. Nilai sh

didapatkan dari log neutron pada lapisan lempung, Volume shale (VSH)

dicari dengan menggunakan Pers.5. Nilai porositas efektif (e_{eff}) didapatkan dengan persamaan:

$$V_{sh} = 0.083[2(3.7 \times IGR) - 1.0] / (5 e_{eff} = D_c + N_c) \quad (6)$$

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: $R_w = R_t$ (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: $=$ (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

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No.2 Tahun 2017 kedalaman 1633.271-1650.492, dimana

masing-masing zona terdapat perselingan lempung. Zona Ara-01-A berada pada

formasi Talang Akaryang memiliki besar kandungan shale 4.7% dan zona Ara-01-B

berada pada formasi Talang Akardengan 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 Akaryang memiliki besar

kandungan shale 5% dan zona Ara-02-B berada pada formasi Talang Akardengan

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 R_w , 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 di mana 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} 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 di sekitar 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} 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

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol3/No.2 Tahun 2017 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

darinya porositasefektif 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 Sumatera 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.

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol3/No.2 Tahun 2017 LAMPIRAN Gambar 3. Zona Ara-01-

Adan Ara-01-B sebagai zona potensial sumur Ara-01. Gambar 1. Lokasi Cekungan Sumatera

Selatan (Heidrick, 1993). Gambar 2. Stratigrafi Cekungan Sumatera

Selatan (Koesoemadinata, 1980). Gambar 4. Zona Ara-02-Adan Ara-02-B

sebagaimana potensial sumur Ara-02. Gambar 5. Nilai Resistivitas air pada sumur Ara_01 menggunakan metode Picketplot. Gambar 6. Nilai Resistivitas air pada sumur Ara_02 menggunakan metode Picketplot.

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 2 Tahun 2017

Gambar 7. Porositas dan Saturasi Air pada Sumur Ara_01.

Gambar 8. Porositas dan Saturasi Air pada Sumur Ara_02.

Sources