

Evaluasi Lapisan Batupasir B Formasi Bekasap Lapangan Tri Untuk Menentukan Sumur *Infill*

(Evaluation B Sandstone Layer of Bekasap Formation in Tri Field to Determine Infill Well)

Dircia Felizarda Corbafo Siki¹, Irene Lisa Burara¹, Bambang Triwibowo¹
¹Jurusan Teknik Geologi UPN "Veteran" Yogyakarta

Abstract

B Sandstone layer of Bekasap Formation is located in Central Sumatra Basin. The well in this field tend to decrease of the production rate, and therefore effort should be made to raise the production rate. One effort that can be done is to infill wells. This study aims to determine the value of properties of reservoir B sandstone with formation evaluation methods, so it can be a material consideration in determining the location of infill wells. B Sandstone formation evaluation result Vsh in range of 9-29%, porosity of 22-27%, and watersaturation of 19-60%, with two infill wells proposed.

Keywords: Tri Field, formation evaluation, infill well.

1. Pendahuluan

Dalam meningkatkan produksi minyak yang terus mengalami penurunan tingkat produksi, perlu dilakukan usaha-usaha untuk meningkatkan maupun mempertahankan laju produksi minyak. Salah satu usaha yang dapat dilakukan yaitu sumur *infill*. Pada dasarnya sumur *infill* dilakukan dengan menambah sumur baru di antara sumur satu dengan sumur lainnya dengan tujuan memperkecil spasi sumur yang telah ada, sehingga dapat mengoptimalkan reservoir yang belum terkuras oleh sumur produksi sebelumnya.

Lapisan Batupasir B Formasi Bekasap pada Lapangan Tri terletak di Cekungan Sumatera Tengah. Formasi ini merupakan reservoir minyak yang secara geologi berumur Miosen Awal. Lapangan Tri pertama kali diproduksi pada tahun 1989 dan masih berlangsung hingga saat ini. Berdasarkan data produksi, sumur-sumur di lapangan ini cenderung mengalami penurunan laju produksi.

Oleh sebab itu, perlu dilakukan upaya untuk menaikkan kembali laju produksi. Salah satu upaya yang dapat dilakukan ialah dengan sumur *infill*.

Evaluasi Formasi di Lapangan Tri bertujuan untuk mengetahui nilai properti reservoir Batupasir B berupa *Vsh*, porositas, dan saturasi air. Data tersebut akan digunakan sebagai dasar untuk mengusulkan sumur *infill*, sehingga dapat mengoptimalkan produksi minyak di Lapangan Tri.

* Korespondensi Penulis: (Bambang Triwibowo) Jurusan Teknik Geologi Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta.

E-mail: bambang3wibowo@yahoo.co.id
HP.

Peneliti-peneliti terdahulu pada umumnya menentukan sumur *infill* berdasarkan besarnya sisa cadangan, produktifitas formasi, jari-jari penyerapan sumur, jumlah sumur produksi, letak, dan pola sumur produksi yang telah ada, tetapi kurang memperhatikan sifat fisik pada reservoir. Oleh karena itu, studi kali ini akan lebih fokus membahas mengenai evaluasi formasi untuk mengetahui sifat fisik pada reservoir sebagai salah satu dasar penentuan lokasi sumur *infill*.

Tinjauan Pustaka

Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan pada Paparan Sunda yang terletak di bagian belakang dari busur vulkanik (volcanic arc) yang terbentuk akibat interaksi antara lempeng Samudra Hindia dan Lempeng Benua Eurasia sehingga disebut sebagai cekungan *back-arc*. Produk lain yang dihasilkan oleh interaksi kedua lempeng ini adalah unit fisiografi sejajar yang berarah barat laut, berupa busur kepulauan di sepanjang muka pantai Baratdaya Sumatera, cekungan muka busur Nias, busur vulkanik Barisan, cekungan belakang busur dan zona sesar Sumatera (Great Sumatera Fault Zone) atau lebih dikenal dengan sebutan Sesar Semangko. Geometri cekungan ini berbentuk asimetri dengan bagian terdalam di sebelah baratdaya semakin melandai ke arah timurlaut (Mertosono dan Nayoan, 1974). Sejarah geologi Cekungan Sumatera Tengah erat kaitannya dengan aktivitas tektonik wilayah Asia Tenggara dan dikontrol oleh interaksi Lempeng Samudra Indo-Australia yang bergerak ke utara, Lempeng Samudra Philipina-Samudra Pasifik yang bergerak ke barat dan Lempeng Eurasia yang relatif stabil.

Struktur geologi regional Cekungan Sumatera Tengah dicirikan oleh blok-blok

patahan. Sistem blok patahan ini mempunyai orientasi penjarangan utara-selatan membentuk rangkaian *horst* dan *graben*. Ada dua pola struktur di Cekungan Sumatera Tengah, yaitu pola-pola yang lebih tua cenderung berarah utara-selatan dan pola-pola yang lebih muda yang berarah baratlaut-tenggara (Mertosono dan Nayoan, 1974). Bentuk struktur yang saat ini ada di Cekungan Sumatera Tengah dan Sumatera Selatan dihasilkan oleh sekurang-kurangnya tiga fase tektonik utama yang terpisah, yaitu Orogenesa Mesozoikum Tengah, Tektonik Kapur Akhir-Tersier Awal dan Orogenesa Plio-Pleistosen. Orogenesa Mesozoikum Tengah merupakan sebab utama endapan-endapan Paleozoikum dan Mesozoikum. Endapan-endapan tersebut tersesarkan dan terlipatkan menjadi blok-blok struktural berukuran besar yang selanjutnya diterobos oleh batholit-batholit granit. Lajur-lajur batuan metamorf ini tersusun oleh strata dengan litologi yang berbeda, baik tingkat metamorfisme maupun intensitas deformasinya (De Coster, 1974). Cekungan Sumatera Tengah mempunyai dua set sesar berarah utara-selatan dan baratlaut-tenggara. Sesar-sesar yang berarah utara-selatan diperkirakan berumur Paleogen, sementara yang berarah baratlaut-tenggara berumur Neogen Akhir. Kedua kelompok sesar ini berulang kali diaktifkan sepanjang Tersier oleh gaya-gaya yang bekerja (Eubank dan Makki, 1981).

Cekungan Sumatera Tengah memiliki batuan dasar Pra-Tersier yang dangkal, sehingga sedimen yang menutupinya sangat mudah dipengaruhi oleh tektonik batuan dasar dan banyak dijumpai struktur. Posisi tumbukan yang menyudut antara Lempeng Asia Tenggara dengan Samudera Hindia di Sumatera telah menimbulkan gaya geser manganan (*dextral wrenching fault*) yang kuat. Dengan demikian struktur-struktur yang ada di Cekungan Sumatera pada umumnya memiliki karakteristik *wrench tectonic*, termasuk sesar-sesar yang mempunyai dip besar, seperti *upthrust* dan *flower structure*. Struktur-struktur tersebut mempunyai arah dip timur laut dan jurus baratlaut, sehingga membentuk sudut yang besar terhadap vektor konvergen. Sumatera Tengah telah mengalami beberapa fase deformasi yang kompleks dan hal tersebut secara langsung telah mempengaruhi basin Distribusi batuan induk, perkembangan dan pembentukan reservoir dan struktur geologinya.

Proses tektonik yang terjadi di Cekungan Sumatera Tengah merupakan faktor pengontrol utama dalam proses pengendapan sedimen. Oleh sebab itu pembahasan stratigrafi diletakkan dalam kerangka tektonostratigrafi atau fasa-fasa pembentukan cekungan. Heidrick dan Turlington (1996) membagi empat tahapan tektonostratigrafi yang hampir sama dengan tahapan menurut

Kempt (1997). Fasa tektonostratigrafi tersebut dinamai dengan Fasa 0 (F0), Fasa 1 (F1), Fasa (F2) dan Fasa 3 (F3).

Fasa F0 terjadi pada Akhir Paleozoik sampai Mesozoik. Pada fasa ini diiringi dengan terbentuknya batuan dasar (*basement*) Cekungan Sumatera Tengah. *Basement* tersebut terdiri dari empat kelompok yaitu Kelompok Mutus, Malaka, Mergui dan Tapanuli Selatan.

Fasa F1 terjadi pada Eosen sampai Oligosen disebut juga fasa *rifting* dan *rifting infill*. Fase tektonik ini disebut juga sebagai fasa *intra-cratonic rifting* dan *rift infill*. *Rifting* pada *basement* terlihat dengan gejala tektonik pembentukan graben dan *half graben* yang berarah utara-selatan dengan pengendapan Kelompok Pematang. Fasa tektonik ini hampir sama dengan fasa tektonik menurut de Coster (1974) dan Eubank dan Makki (1981) pada Akhir Kapur sampai Tersier Awal.

Fasa F2 terjadi pada Akhir Oligosen sampai Miosen Tengah, disebut juga fasa interior *sag basin*. Pada fasa ini gejala tektonik yang terjadi yaitu penurunan atau pelengkungan (*crustal sagging*), *dextral wrenching* dan pembentukan zona rekahan transtensional dengan jurus $N 0^{\circ} - 20^{\circ} E$. Periode ini diikuti dengan penurunan kembali cekungan dan transgresi diiringi dengan pengendapan Kelompok Sihapas.

Fasa F3 terjadi pada Akhir Miosen sampai Resen, disebut juga fasa kompresi. Gejala tektonik F3 bersamaan dengan *sea floor spreading* Laut Andaman, pengangkatan regional, terbentuknya jalur pengunungan vulkanik, *right lateral strike slip* sepanjang Bukit Barisan dengan arah $N 350^{\circ} W$ dan kompresi *upthrusting* sepanjang Cekungan Sumatera Utara dan Tengah dengan arah gaya NE – SW. Pada fasa ini terbentuk ketidakselarasan regional dan didapatkan Formasi Petani dan Minas tidakselaras di atas Kelompok Sihapas. Gerakan menumbuknya Lempeng Samudera India terhadap Lempeng Benua Eurasia (di kawasan Sumatera) dianggap telah menghasilkan gerak pengangkatan terakhir daripada Pegunungan Barisan serta juga telah menyebabkan adanya sesar-sesar mendatar mengarah ke kanan sepanjang pegunungan ini. Gejala struktur yang paling menonjol di Cekungan Sedimen Tersier tersebut di atas adalah lipatan-lipatan dan sesar-sesar yang berarah barat laut.

Sejarah geologi di Sumatera Tengah sangat dipengaruhi oleh sejarah tektoniknya. Oleh karena itu pembahasan mengenai stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah akan diletakkan dalam kerangka tektonostratigrafi. Proses tektonik merupakan faktor pengontrol utama pengendapan di cekungan ini sedangkan perubahan muka air laut (*eustasy*) hanya sebagai faktor kedua/ sekunder (Kempt dkk, 1997).

Semua ketidakmenerusan stratigrafi dalam cekungan ini kemungkinan disebabkan oleh interaksi antar lempeng dan perubahan relatif pergerakan lempeng tersebut.

Batuan dasar di Sumatera Tengah terdiri dari empat satuan litologi berumur Paleozoik sampai Mesozoik. Satuan litologi tersebut adalah: (1) Kelompok Mutus terdiri dari ofiolit, metasedimen dan sedimen-sedimen berumur Trias, (2) Kelompok Malaka terdiri dari kuarsit, filit dan intrusi granodiorit, (3) Kelompok Mergui terdiri dari *graywacke* berumur Kapur, kuarsit dan batulempung kerikilan, dan (4) Kelompok Tapanuli terdiri dari batusabak, metasedimen dan filit yang diendapkan di atas batugamping *shelf* berumur Devon-Karbon.

Pembentukan struktur setengah graben yang besar diawali dengan pembentukan sesar listrik (*listric fault*) pada salah satu sisi dan pembentukan *ramp* yang landai pada sisi lainnya. Struktur tersebut mempunyai pola kelurusan utara-selatan. Struktur graben yang berumur Eosen-Oligosen tersebut diisi oleh sedimen-sedimen fluviatil dan lakustrin yang dimasukkan dalam Kelompok Pematang. Formasi Pematang diendapkan pada Eo-Oligosen (50-24 jtl) mengisi graben dan *halfgraben* pada fasa regional tektonostratigrafi F0. Formasi Pematang diendapkan langsung tidak selaras di atas *basement* Cekungan Sumatera Tengah.

Selanjutnya Kelompok Pematang dibagi menjadi tiga formasi berdasarkan pada fasies yang berhubungan dengan tahap-tahap pembentukan cekungan dan pengisiannya, yaitu: Formasi *Lower Red Bed* terdiri dari batulempung, batulanau, batupasir arkosik dan konglomerat yang diendapkan pada lingkungan dataran alluvial dan kipas alluvial yang berubah secara lateral menjadi lingkungan fluviatil, lakustrin dan delta. Bagian bawah dari formasi ini pada beberapa cekungan yang dalam dapat mencapai ketebalan 3000 meter. Batupasir di formasi ini mempunyai kualitas yang jelek sebagai reservoir karena masih sangat dekat dengan sumbernya dan sortasi jelek.

Formasi *Brown Shale* sesuai dengan namanya terdiri dari *shale* yang berwarna coklat dan diendapkan pada lingkungan lakustrin/danau dalam sampai lakustrin dangkal dan merupakan batuan induk hidrokarbon. Pembentukan batuan induk yang bagus pada formasi ini disebabkan oleh beberapa faktor, yaitu tidak adanya tinggian yang berarti sepanjang sesar yang membatasi cekungan, penurunan dasar cekungan lebih cepat dari pengendapan menyebabkan lingkungan danau semakin dalam, sesar yang berfungsi sebagai batas cekungan mempunyai kemiringan yang landai sampai sedang dan pada saat *Brown Shale* diendapkan kondisi tektonik sedang tidak aktif. Selain lempung, di formasi ini

juga terdapat endapan-endapan kipas delta dan turbidit. Endapan turbidit yang terbentuk oleh mekanisme aliran butiran (*grain flow*) telah dijadikan sebagai target eksplorasi yang pada umumnya mempunyai tipe jebakan stratigrafi.

Formasi *Upper Red Bed* diendapkan pada tahap akhir inversi minor dalam lingkungan transisi yang berubah dengan cepat menjadi lingkungan lakustrin dalam yang diselingi oleh lakustrin yang dangkal. Peningkatan kecepatan sedimentasi dan suplai klastika menyebabkan cekungan menjadi penuh dan lingkungan berubah menjadi fluviatil dan alluvial. Litologi penyusun formasi ini berupa batupasir, konglomerat dan shale berwarna merah-hijau. Batupasir di formasi ini telah menjadi target eksplorasi.

Di atas Kelompok Pematang diendapkan suatu seri sedimen yang diendapkan pada saat aktivitas tektonik mulai berkurang yang terjadi selama Oligosen Akhir sampai Miosen Tengah. Fase transgresif pada fasa F2 menghasilkan endapan dari Kelompok Sihapas dan Formasi Telisa (Heidrick dan Turlington, 1996). Kelompok Sihapas terdiri terutama oleh batupasir dengan sedikit selingan serpih, lapisan batugamping dijumpai secara lokal di bagian bawah. Batupasir dari kelompok Sihapas mempunyai ukuran butir sedang sampai kasar dan merupakan reservoir yang baik. Kelompok Sihapas mempunyai pola parasikuen yang menghalus ke arah atas dan diendapkan mulai dari Akhir Oligosen sampai pertengahan Miosen. Fauna jarang dijumpai, *brackish* foram kadang-kadang dijumpai.

Kelompok Sihapas terdiri dari empat formasi yaitu Formasi Menggala, Bangko, Bekasap dan Duri. Bagian bawah Kelompok Sihapas pada Miosen diendapkan konglomerat yang menghalus ke atas, batupasir berbutir kasar hingga halus (Formasi Menggala) dan berada tidak selaras di atas Formasi Pematang. Formasi Menggala ditindih selaras oleh Formasi Bangko dengan litologi berwarna biru, serpih karbonatan dengan sisipan batupasir dan sedikit gamping. Formasi Bekasap terdiri dari litologi batupasir berbutir sedang hingga kasar dan sedikit serpih. Pada akhir fasa transgresif F2 Miosen Awal sampai Tengah, diendapkan Formasi Telisa dengan lingkungan berkisar *inner* sampai *outer* litoral dengan pengaruh laut semakin besar ke atas. Kontak pada Formasi Telisa ditandai oleh litologi yang berbeda dan fauna yang berhenti hingga fasa regresif Miosen Tengah. Formasi bercirikan warna abu-abu kecoklatan terdiri dari serpih karbonatan, batulanau dan gamping di tempat tertentu. Kompresi bersifat setempat-setempat yang ditandai dengan pembentukan sesar dan lipatan pada tahap inversi yang terjadi bersamaan dengan penurunan muka air laut global pada 28 jtyl. Proses geologi yang terjadi

pada saat itu adalah pembentukan morfologi hampir rata (penepalan) yang terjadi pada Kelompok Pematang dan batuan dasar yang tersingkap. Periode ini diikuti oleh terjadinya subsiden kembali dan transgresi ke dalam cekungan tersebut. Kelompok Sihapas yang diendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang terdiri dari Formasi Menggala/Lahat, Bekasap/Talang, Duri dan Telisa.

Formasi Menggala terdiri dari sedimen-sedimen klastika yang diendapkan pada *fluvial-braided stream* dan secara lateral ke arah utara berubah menjadi *marine deltaic*. Formasi ini *onlap* terhadap batuan dasar dan struktur yang dihasilkan oleh inversi Oligosen dan jarang dijumpai diendapkan di atas tinggian. Pada bagian deposenter-nya formasi ini mempunyai ketebalan lebih dari 9000 kaki. Formasi Menggala berubah secara lateral dan vertikal ke arah barat menjadi *marine shale* yang termasuk dalam Formasi Bangko sedangkan ke arah timur berubah menjadi lingkungan transisi dan laut terbuka yang termasuk dalam Formasi Bekasap.

Formasi Bangko terdiri dari batulempung yang diendapkan pada lingkungan laut terbuka mulai dari lingkungan paparan (shelf) sampai *delta plain* dan batulempung karbonatan dengan perselingan batupasir lanauan dan berubah secara lateral menjadi batugamping pada daerah yang sedikit menerima suplai material klastik. Formasi Bangko berfungsi sebagai batuan tudung (seal) bagi batupasir yang ada di bawahnya. Batupasir dalam Formasi Bangko merupakan reservoir yang bernilai baik dan telah diproduksi di Lapangan Petani, Bangko, Menggala dan Pinang. Adanya pengaruh lingkungan laut menyebabkan pengendapan foraminifera yang berfungsi sebagai penunjuk umur formasi ini yaitu Miosen Awal (N1 – N2).

Formasi Bekasap terdiri dari suatu seri sedimen mulai dari lingkungan transisi, laut terbuka dan delta. Litologi terdiri dari batupasir glaukonitan, batugamping dan batubara. Batupasir mengkasar ke atas dalam delta kompleks Sihapas terbentuk hampir di seluruh Paparan Sunda. Batupasir Bekasap merupakan lapisan sedimen yang secara diakronous menutup Sumatera Tengah dan akhirnya menutup semua tinggian yang terbentuk sebelumnya. Selanjutnya Formasi Bekasap merupakan reservoir penting dan telah diproduksi melalui Lapangan Menggala, Duri, Kotabatak dan Zamrud. Kandungan foraminifera menunjukkan umur Miosen Awal (N2 – N3).

Formasi Bekasap secara vertikal berubah menjadi Formasi Duri yang merupakan suatu seri batupasir yang terbentuk pada lingkungan *inner neritic deltaic* di bagian utara dan tengah cekungan. Seri tersebut dicirikan oleh batupasir

berbutir halus sampai menengah yang secara lateral menjadi batulempung laut dalam dari Formasi Telisa. Formasi Duri merupakan suatu reservoir utama yang telah diproduksi melalui Lapangan Minyak Duri, Bangko, Petani. Formasi ini mempunyai tebal lebih dari 300 kaki dan berumur Miosen Awal (N3).

Formasi Telisa. Formasi Bekasap dan Duri secara lateral dan vertikal berubah menjadi batulempung laut dari Formasi Telisa yang terbentuk pada lingkungan neritik luar yang menunjukkan periode penggenangan maksimum laut di Sumatera Tengah. Formasi Telisa merupakan suatu batuan penutup (sealing) regional bagi Kelompok Sihapas. Tebal formasi ini lebih dari 9000 kaki. Formasi Telisa berumur Miosen Awal – Miosen Tengah (NN4 – NN5). Batupasir dalam Formasi Telisa merupakan reservoir yang potensial dan telah diproduksi melalui Lapangan Bulu South, Beruk Northeast, Kotabatak dan Minas.

Fasa kompresi F3 membentuk ketidakselarasan regional dan terendapkannya Formasi Petani yang menindih tidak selaras di atas Kelompok Sihapas. Formasi Sihapas merupakan sikuen monoton dari *shale mudstone* mengandung sedikit batupasir dan perselingan batulanau yang menunjukkan pendangkalan progresif ke atas dan kondisi laut. Bagian atas Formasi Petani dicirikan oleh ketidakselarasan erosional dan ditindih lapisan tipis dari batupasir Formasi Minas berumur Holosen. Secara regional ketidakselarasan ditandai dengan penambahan sedimen berbutir halus yang berarti mendukung bahwa *uplift* pada cekungan terjadi pada akhir Pliosen.

Pada bagian atas Kelompok Sihapas yang ditandai ketidakselarasan regional dan mempunyai penyebaran konsisten hampir di seluruh Cekungan Sumatera Tengah ini menunjukkan adanya perubahan fase tektonik ekstensi menjadi tektonik kompresi yang dimulai dari Miosen Akhir sampai dengan sekarang. Kejadian ini bersamaan dengan pemekaran Laut Cina Selatan dan Laut Andaman serta bersamaan dengan pergeseran sepanjang Sesar Besar Sumatera dan pembentukan busur vulkanik di sebelah baratnya. Bagian atas dari Formasi Telisa sulit ditentukan dengan pasti dari seismik karena kompresi dan struktur lainnya yang berhubungan dengan kolisi antara Lempeng Australia dengan Eurasia telah mengganggu batas tersebut. Struktur yang terbentuk tersebut telah menjadi penampungan terakhir dari minyak yang bermigrasi dan saat ini dijumpai sebagai jebakan struktural. Pada fase kompresi ini terbentuk Formasi Petani dan Minas. Formasi Petani. Kelompok Sihapas ditumpang oleh Kelompok Petani yang terdiri dari Binio-Lower Petani yang merupakan endapan laut dan

Korinci-Upper Petani yang merupakan endapan laut sampai delta. Formasi Petani diendapkan mulai dari lingkungan laut dangkal, pantai dan ke atas sampai lingkungan delta yang menunjukkan regresi air laut. Formasi Petani terdiri dari batupasir, batulempung, dan batupasir glaukonitan dan batugamping yang dijumpai pada bagian bawah dari seri sedimen tersebut, sedangkan batubara banyak dijumpai pada bagian atas dan terjadi pada saat pengaruh laut semakin berkurang. Batupasir mempunyai komposisi dominan kuarsa, berbutir halus sampai kasar, pada umumnya tipis-tipis, mengandung sedikit lempung dan secara umum mengkasar ke atas. Di beberapa tempat batupasir membentuk lensa-lensa dengan penyebaran yang terbatas yang menunjukkan pengendapan pada lingkungan *offshore bar* dan *delta front/delta lobe sand* sejajar dengan pantai purba. Formasi Petani secara keseluruhan mempunyai tebal 6000 kaki berumur Miosen Akhir – Pliosen Awal atau N9 (NN5) – N21 (NN 18). Perkiraan umur pada bagian atas Formasi Petani terkadang membingungkan karena tidak adanya fosil laut. Karena di bawah Formasi Petani terdapat batulempung Telisa yang tebal, maka hidrokarbon yang berada pada batupasir Petani tidak komersial. Gas biogenik terdapat dalam jumlah yang besar dan telah dijadikan target eksplorasi terutama di Lapangan Seng dan Segat. Formasi Minas merupakan endapan Kuartar yang diendapkan tidak selaras di atas Formasi Petani. Formasi Minas tersusun atas lapisan-lapisan tipis gravel, pasir lempung dan merupakan endapan-endapan alluvial.

Sistem Petroleum, sistem petroleum daerah telitian, menurut Yarmanto dkk, 1996 terdiri atas:

- Batuan Induk (Source Rock), berasal dari Kelompok Pematang yaitu Formasi *Brown Shale* yang terbentuk pada Oligosen Awal dan terendapkan pada lingkungan lakustrin dengan kondisi reduktif sehingga mengandung material organik yang cukup tinggi (Erawati, 2008).

- Reservoir, reservoir utama pada Cekungan Sumatera Tengah adalah batupasir yang berasal dari Kelompok Sihapas. Reservoir utama pada lapangan ini adalah Formasi Menggala, Formasi Bekasap dan Formasi Duri. Formasi Menggala mempunyai porositas 25% dan permeabilitas 1200 mD, Formasi Bekasap mempunyai porositas 27% dan permeabilitas 2 D dan Formasi Duri mempunyai porositas 25% dan permeabilitas 600 mD (Erawati 2008). Menurut Dawson, dkk, 1997, reservoir dari Kelompok Sihapas terbentuk dari berbagai lingkungan pengendapan, meliputi *braided fluvial*, *estuarine*, *intertidal sandstone*, diselingi oleh *intertidal* dan *near shore shale*.

- Batuan Penutup (Seal), batuan penutup utama pada area Cekungan Sumatera Tengah adalah

shale marine yang berasal dari Formasi Telisa. Dengan ketebalan mencapai 1600 feet, maka formasi ini dapat bertindak sebagai batuan penutup yang baik bagi reservoir yang ada di bawahnya.

- Jebakan, jebakan hidrokarbon yang terdapat pada Cekungan Sumatera Tengah adalah jebakan struktur yang berasal dari sesar serta jebakan stratigrafi yang terbentuk karena adanya perulangan lapisan batupasir dengan serpih pada formasi batuan reservoir.

- Migrasi, *shale* dari Formasi Telisa merupakan faktor penting berkenaan dengan masalah *trapping* karena pengendapannya bersamaan dengan mulainya migrasi hidrokarbon sekitar 16 juta tahun yang lalu dan inilah yang menjadi momen penentu bagi sistem petroleum di Cekungan Sumatera Tengah (Erawati, 2008).

2. Metode Penelitian

Pengumpulan Data

Langkah awal yang dilakukan dalam proses evaluasi formasi adalah pengumpulan data yang diperlukan untuk analisa. Data yang diperlukan berupa data log (litologi, resistivitas, dan porositas), data *core* (SCAL), dan data produksi.

Pengolahan Data

1. Interpretasi Litologi

Data yang digunakan adalah perpaduan data log (*Gamma ray*, *crossplot NPHI* dan *RHOB*, serta resistivitas) dan data *core*. Interpretasi litologi bertujuan untuk mengetahui jenis litologi pada setiap sumur.

2. Identifikasi Zona Permeabel

Identifikasi Zona Permeabel menggunakan log *Gamma ray* (GR). Zona permeabel ditunjukkan dengan respon log *Gamma ray* yang rendah, sebaliknya zona impermeabel ditunjukkan dengan respon log *Gamma ray* yang tinggi

$$V_{shale} = (GR_{log} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min}) \quad (1)$$

3. Identifikasi Zona Hidrokarbon

Setelah mengetahui lapisan yang menjadi reservoir, langkah selanjutnya yaitu mengidentifikasi zona hidrokarbon dengan menggunakan log resistivitas dan porositas (*NPHI* dan *RHOB*). Zona hidrokarbon ditunjukkan dengan pembacaan nilai log resistivitas yang tinggi, serta adanya separasi positif antara log neutron dan densitas. Sebaliknya zona air ditunjukkan dengan pembacaan nilai log resistivitas yang rendah serta adanya separasi negatif antara log neutron dan densitas.

4. Perhitungan Porositas

Perhitungan porositas menggunakan metode *Neutron-Density* Bateman-Konen. Porositas hasil perhitungan akan dicocokkan dengan porositas dari data *Special Core Analysis (SCAL)*. Salah satu parameter yang dibutuhkan dalam metode ini adalah porositas densitas dan porositas neutron pada *shale*.

$$\varnothing_e = (\varnothing_D * \varnothing_{Nsh} - \varnothing_N * \varnothing_{Dsh}) / (\varnothing_{Nsh} - \varnothing_{Dsh}) \quad (2)$$

- \varnothing_e : Porositas efektif
- \varnothing_D : Porositas densitas
- \varnothing_{Nsh} : Porositas neutron *shale*
- \varnothing_N : Porositas neutron
- \varnothing_{DSH} : Porositas densitas *shale*

$$FF = a / (\varnothing_e * m) \quad (3)$$

$$1/RT = ((Sw * n) / (FF * Rw)) + (Vsh * Sw / RT_{sh}) \quad (4)$$

- FF : Faktor Formasi
- a : Faktor turtuositas
- m : Faktor sementasi
- RT : True Resistivity
- Sw : Saturasi air
- n : Eksponen saturasi
- Rw : Resistivitas air
- Vsh : Volume lempung
- RT_{sh} : Resistivitas *shale*

5. Perhitungan Permeabilitas

Perhitungan permeabilitas menggunakan metode permeabilitas *transform*. Permeabilitas *transform* ditentukan berdasarkan hubungan antara data dari analisis inti batuan dengan data dari analisis log.

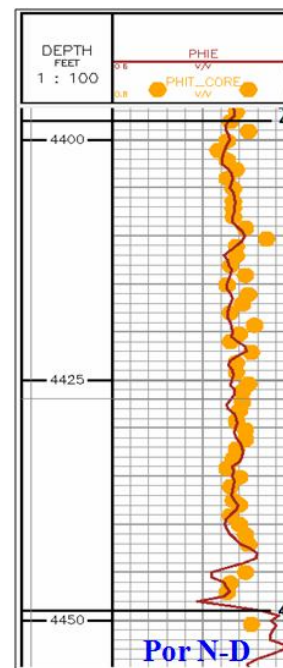
3. Hasil dan Pembahasan

Evaluasi formasi pada Batupasir B Lapangan Tri dilakukan pada 10 sumur yaitu T1, T2, T3, T4, T5, T6, T7, T8, T9, dan T10. Sumur-sumur ini dipilih berdasarkan kelengkapan data log (litologi, resistivitas, dan porositas), *Special Core Analysis (SCAL)* dan data uji sumur. Identifikasi lapisan permeabel menggunakan data log GR yang dinormalisasi terlebih dahulu. Normalisasi dilakukan untuk menyamakan kisaran nilai pengukuran data log GR yang memiliki distribusi data yang berbeda dari 10 sumur yang ada. Setelah normalisasi, di dapatkan nilai GR_{min} 50 grade API (GAPI) dan GR_{max} 210 GAPI serta memberikan nilai *cut-off* Vsh Batupasir B adalah 61% (Rumus 1).

Daerah yang terisi zona hidrokarbon diidentifikasi menggunakan log resistivitas dan porositas. Apabila terisi hidrokarbon, log resistivitas akan menunjukkan nilai yang tinggi dan apabila terisi air nilai resistivitas akan rendah, hal ini dikarenakan air bersifat konduktif

dan minyak bersifat resistif. Nilai log resistivitas 10 sumur pada Lapisan Batupasir B yang merupakan zona hidrokarbon berkisar 9-40 ohmm.

Harga porositas ditentukan dengan Metode *Neutron-Density* dimana harga matrix *Neutron* dan *Density* untuk *dry* dan *wet clay* ditentukan dengan Metode *Crossplot* Bateman-Konen. Ketepatan menentukan harga *dry* dan *wet clay* akan sangat mempengaruhi harga porositas efektif dari zona *porous*. Hasil perhitungan porositas selanjutnya divalidasi dengan data *core* (**Gambar 1**). Berdasarkan hasil analisa porositas yang divalidasikan dengan data produksi, *cut-off* porositas Batupasir B yaitu 10%.



Gambar 1. Validasi antara Porositas Log dan Porositas Core

Perhitungan Sw pada Lapisan Batupasir B menggunakan Metode Simandoux yang ada pada rumus 2 dan 3 dengan parameter yang digunakan adalah $a = 1$, $m = 1.603$ dan $n = 1.763$. Metode Simandoux ini sangat efektif digunakan untuk model reservoir *shally sand*, sesuai dengan yang ada di Lapisan Batupasir B, sehingga akan memberikan hasil perhitungan dengan tingkat keakuratan yang baik. *Cut-off* saturasi air di Batupasir B Lapangan Tri yaitu 60%.

Nilai permeabilitas pada Lapangan Tri diperoleh dengan menggunakan metode *transform permeability*. *Transform permeability* ditentukan berdasarkan persamaan dari hubungan antara data dari analisa *core* dan dengan data dari analisa log. Persamaan tersebut dapat diterapkan pada lapisan Batupasir

B di sumur lain yang tidak memiliki data *core* dan juga dapat digunakan dalam melakukan pemodelan permeabilitas sehingga sesuai dengan kondisi lapangan. Perhitungan permeabilitas pada Batupasir B memiliki kisaran harga terendah yaitu 240 dan dan tertinggi 6799 md. Hal ini menunjukkan bahwa Batupasir B memiliki kemampuan untuk mengalirkan fluida yang relatif bagus.

Masing-masing properti pada 10 sumur Lapisan Batupasir B di Lapangan Tri telah di *cut-off* terhadap zona reservoir dan memberikan hasil yang sangat bagus (Tabel 1). Dari tabel tersebut, dapat diambil kisaran harga untuk *Vsh* 9-29%, porositas 22-27%, dan saturasi air 19-60%.

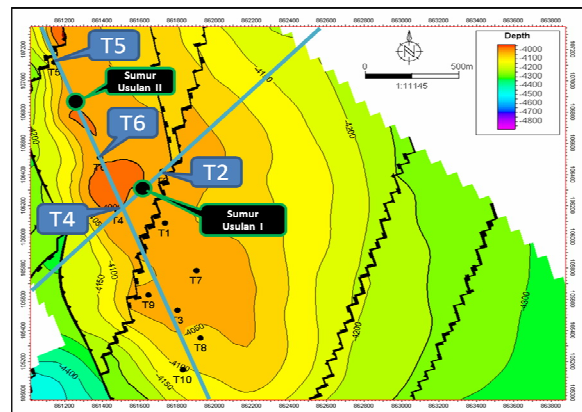
Tabel 1. Properti reservoir pada 10 sumur

No	Sumur	<i>Vsh</i> (%)	Porositas (%)	<i>Sw</i> (%)
1	T1	19	26	32
2	T2	11	25	19
3	T3	12	27	35
4	T4	14	27	23
5	T5	9	24	38
6	T6	9	27	22
7	T7	17	25	50
8	T8	27	23	52
9	T9	19	23	42
10	T10	29	22	60

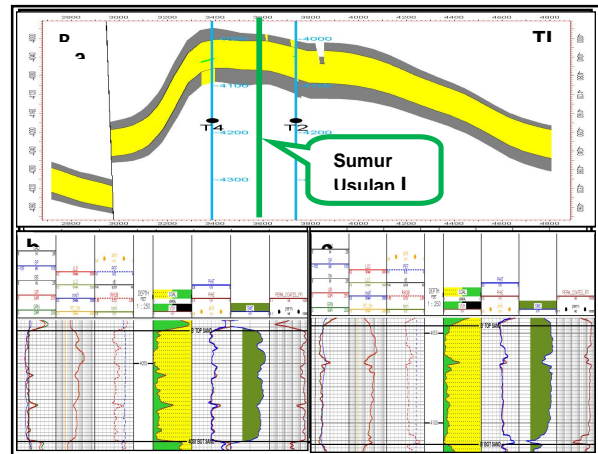
Dengan memperhatikan hasil evaluasi menyeluruh terhadap nilai *Vsh*, porositas dan saturasi air serta didukung oleh data produksi tiap sumur, lokasi sumur, dan jarak antar sumur, maka ada dua titik sumur *infill* yang akan diusulkan. Sumur usulan pertama terletak di antara sumur T2 dan T4 dengan koordinat x: 861600 dan y: 106300 sedangkan sumur usulan kedua terletak diantara sumur T5 dan T6 dengan koordinat x: 861240 dan y: 106820. Dilihat dari peta *Top* struktur Batupasir B, sumur T2 dan T4 berjarak 350 m dan posisi *Top* Batupasir di T4 lebih tinggi dibandingkan T2. Sedangkan sumur usulan yang kedua yaitu T5 dan T6 berjarak 670 m dan posisi *Top* Batupasir di T6 lebih tinggi dibandingkan T5 (**Gambar 2**).

Dari penampang geologi pada Gambar 3.a, terlihat adanya kemenerusan lapisan Batupasir B diantara sumur T2-T4. Berdasarkan hasil analisa petrofisika (**Gambar 3.b dan 3.c**), sumur tersebut memiliki nilai *Vsh* dan porositas yang relatif sama dengan saturasi air yang rendah. Selain itu, kedua sumur tersebut masih berproduksi hingga saat ini. Demikan juga terhadap sumur T5-T6 (Gambar 4.a). Berdasarkan hasil analisa petrofisika (**Gambar 4.b dan 4.c**), sumur tersebut memiliki nilai *Vsh* dan porositas yang relatif sama dengan saturasi

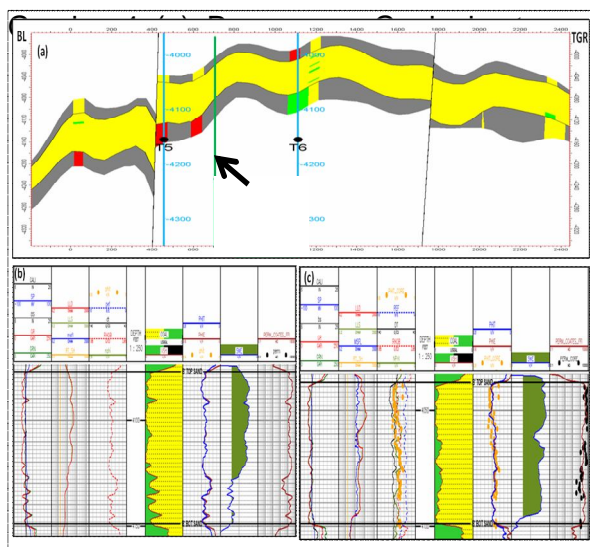
air yang rendah. Selain itu, kedua sumur tersebut masih berproduksi hingga saat ini.



Gambar 2. Peta *Top* Struktur Lapisan Batupasir B dan Lokasi Sumur *Infill* yang diusulkan.



Gambar 3. Sumur Usulan I, (a) Penampang Geologi antara sumur T4 dan T2, (b) Hasil Analisa Petrofisika Sumur T4, (c) Hasil Analisa Petrofisika Sumur T2.



Gambar 4. Sumur Usulan II, (a) Penampang Geologi antara sumur T5 dan T6, (b) Hasil analisa Petrofisika Sumur T5, (c) Hasil Analisa Petrofisika Sumur T6.

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil studi yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan :

1. Lapisan Batupasir B Lapangan Tri memiliki nilai kisaran V_{sh} 9-29%, porositas 22-27%, saturasi air 19-60%, dan permeabilitas tertinggi sebesar 6799 md.
2. Berdasarkan hasil evaluasi menyeluruh terhadap nilai V_{sh} , porositas dan saturasi air serta didukung oleh data produksi tiap sumur, lokasi sumur dan jarak antar sumur, maka ada dua titik sumur *infill* yang akan diusulkan.
3. Sumur usulan I terletak pada koordinat x: 861600 dan y: 106300. Sumur usulan II terletak pada koordinat x: 861240 dan y: 106820.

Daftar Pustaka

- Ahmed, T. (2001) *Reservoir Engineering Handbook*, Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- Asquith, G. and Gibson, C. (1983) *Basic Well Log Analysis for Geologist*, AAPG, Tulsa Oklahoma.
- Bayu Cipto Aji (2013) Optimasi Pengurusan Cadangan Reservoir Dengan Metode Sumur Infill Berdasarkan Data Penilaian Formasi, 08 November 2014, <http://bayuciptoaji.wordpress.com/2013/05/25/optimasi-pengurusan-cadangan-reservoir-dengan-metode-infill-drilling-berdasarkan-data-penilaian-formasi>.
- De Coster, G. L. (1974) *The Geology of the Central and South Sumatra Basin*, Proceedings 3rd Annual Convention IPA, Juni 1974, Jakarta.
- Dewan, J.T. (1983) *Essentials of Modern Open-hole Log Interpretation*, Penn Well Pub.Co., Tulsa.
- Dickey, PA. (1981) *Petroleum Development Geology*, 2nd ed, Penn Well Pub. Co., Oklahoma.
- Erawati, F.A. (2008) Evaluasi Formasi Batupasir "FEAW", Formasi Duri, Area Dhini, Lapangan Duri, Cekungan Sumatera Tengah Untuk Mengetahui Potensi Kandungan Hidrokarbon, Skripsi Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Eubank, R. T. & Makki, A. C. (1981) Structural geology of the Central Sumatra back-arc basin, *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association 10th annual convention*.
- Harsono, A. (1997) Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log. Schlumberger Oilfield Service Indonesia, Jakarta.
- Heidrick, T.L., and Turlington (1996) *Central Sumatra Basin in Petroleum Geology of Indonesian Basin : Principles, Methods, and Application, Vol. 2*, Jakarta, Indonesia.
- Heidrick, T.L. and Aulia, K. (1993) *A structural and Tectonic Model of The Coastal Plain Block, Central Sumatera Basin, Indonesia*. Indonesian Petroleum Association, Proceedings 22th Annual Convention, p. 285-316.
- Hilchie, D.W. (1978) *Applied Openhole Log Interpretation*, Colorado, USA.
- Kempt, G., Minifie, S., Rutlay, D., Santon, J. (1997) *Indonesian Petroleum System Study Central Sumatra Basin*. Santos Asia Pacific Pty Ltd, tidak dipublikasikan.
- Koesomadinata, R.P. (1980) Geologi Minyak dan Gasbumi, Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Mertosono S., and Nayoan G.A.S. (1974) *The Tertiary Basinal Area of Central Sumatra*. Indonesian Petroleum Association, Proceedings 3th Annual Convention, p. 63-76.
- Pratama, Yoga (2010) Metode Penentuan Lokasi Sumur Pengembangan untuk Optimasi Pengembangan Lapangan X dengan Menggunakan Parameter Porositas, Permeabilitas, dan Saturasi Minyak secara Semi-Analitik, *unpublished*.
- Pulunggono, A., Agus, H.S., Kosuma, C.G. (1992) *Pre-Tertiary and Tertiary Fault Syste as a Framework of the South Sumatra Basin*, Indonesian Petroleum Association, Proceeding s 21st Annual Convention, p.339-360.

- Pulunggono, A. and Cameron, N.R. (1984) *Sumatran Microplates, their characteristics and their role in the evolution of the Central and South Sumatran Basins*, Proceedings Indonesian Petroleum Association, 13, 121-144.
- Reading, H.G. (1986) *Facies*, in Reading H.G. (ed), *Sedimentary Environments and Facies*, Blackwell Scientific Publication, p. 4-19.
- Rider, Malcolm (2002) *The Geological Interpretation of Well Log*, 2nd edition, Rider-French Consulting Ltd, Scotland.
- Satyana, A.H. (2000) *The outline of The Geology of Indonesia*, Ikatan Ahli Geologi Indonesia, hal. 69-90.
- Tittman, J., and J.S. Wahl (1965) *The Physical Foundations of Formation Density Logging (Gamma-Gamma)*: Geophysics, c.30, p.284-294.
- Yarmanto, Aulia,K., Mertani, B., Heidrick, T. (1996) *Petroleum Geology of Indonesian Basins*, Volume II Central Sumatra Basin, Pertamina BPPKA, Jakarta.