e-ISSN 2580 - 0752

BULLETIN OF
GEOLOGY
Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumian (FITB)
Institut Teknologi Bandung (ITB)

KARAKTERISASI RESERVOIR DAN KOMPARTEMEN ENDAPAN POSTRIFT FORMASI TALANGAKAR ATAS, LAPANGAN BELUT, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN

DIMAS PRAMUDITO [1], DWIHARSO NUGROHO [2], MIRZAM ABDURRACHMAN [2]

1. PT. Pertamina EP Asset 2, Kantor Pusat Aset 2 lt.1, Prabumulih, Sumatera Selatan.
Email: dimas.pramudito@pertamina.com
2. Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumian, Institut Teknologi Bandung (ITB), Jl. Ganesha No.10, Bandung, Jawa Barat, Indonesia.

Sari – Lapangan Belut merupakan salah satu aset Pertamina EP yang telah berproduksi lebih dari 50 tahun. Lapangan ini terletak sekitar 120 km di sebelah barat dari Kota Palembang, Sumatera Selatan. Reservoir utama merupakan batupasir dan batugamping yang diendapkan pada awal Miocene dan termasuk ke dalam kelompok bagian atas Talangakar atau *Transgresive Member* (TRM). Penemuan hidrokarbon di area yang lebih *down flank* (utara) berawal dari pemboran *step out* di area penelitian. Berdasarkan pemboran tersebut diperoleh minyak dari reservoir batupasir dengan tekanan lebih besar dibandingkan di area eksisting. Saat ini Lapangan Belut sudah dalam tahap pengembangan, sehingga dibutuhkan model reservoir yang lebih komprehensif untuk strategi pengembangan lebih lanjut. Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data batuan inti dari tiga sumur, data rekaman tali kawat dari 47 sumur, analisis fosil, *borehole image,* dan data seismik tiga dimensi (3D Karbela) serta data tekanan reservoir. Tahapan pertama penelitian adalah menentukan litofasies dan asosiasi fasies dari data batuan inti dan biostratigrafi. Selanjutnya menentukan marker parasikuen dan sikuen dari pola *electrofacies* tiap sumur. Korelasi stratigrafi sikuen dilakukan untuk menentukan pola penyebaran fasies pengendapan. Karakterisasi reservoir secara tiga dimensi dilakukan melalui pemodelan fasies, volume serpih, porositas, permeabilitas, *rock type,* dan saturasi. Berdasarkan korelasi stratigrafi sikuen dan seismik stratigrafi, penyebaran fasies secara lateral menunjukkan arah *basinward* ke sebelah selatan. Dalam penelitian ini semakin ke area selatan akan didominasi oleh endapan *distal* atau *marine* sebaliknya semakin ke utara maka akan ditemukan endapan terrestrial yang bersifat lebih *sand prone*. Adanya kenaikan muka air laut selama pengisian cekungan (*retrogradational*) menyebabkan perubahan fasies secara vertikal yaitu mulai dari sistem pengendapan *channel, delta,* hingga *shallow marine*. Data tekanan menunjukkan bagian utara (setelah di datumkan) memiliki tekanan sebesar 0.85 – 0.99 (SG ekuivalen) sedangkan di area *existing* mempunyai tekanan 0.67 – 0.78 (SG ekuivalen). Perbedaan tekanan disebabkan karena perbedaan asosiasi fasies pada sikuen yang sama antara area utara dengan area selatan. Berdasarkan analisis tekanan formasi dan adanya penemuan potensi hidrokarbon di area *down flank* menunjukkan terdapat kompartemen antara area utara dan selatan (*stratigraphic trap*).

Kata kunci: Formasi Talang Akar, *down flank*, pemodelan facies, kompartemen.

Abstract *– Belut field is one of Pertamina EP assets which has been in production for more than 50 years. This field is located about 120 km west of Palembang City, South Sumatra. The main reservoir is sandstone and limestone which was deposited at the beginning of the Miocene and is included in the upper part of the Talangakar or Transgressive Member (TRM) group. The discovery of hydrocarbons in a more down flank (north) area originated from step out drilling in the study area. Based on the drilling, oil is obtained from the sandstone reservoir with a greater pressure than in the existing area. Currently, Belut area is already in the development stage, so a more comprehensive reservoir model is needed for further development strategies. The data used in this study are core rock data from three wells, wireline data from 47 wells, fossil analysis, borehole images, and three-dimensional seismic data (3D Karbela) as well as reservoir pressure data. The first stage of the research was to determine lithofacies and facies associations from core rock data and biostratigraphy. Furthermore, determine parasequence marker ce and sequence by the electrofacies pattern for each well. Sequence stratigraphic correlation was performed to determine the distribution pattern of depositional facies. Reservoir characterization in three dimensions was carried out by modeling facies, shale volume, porosity, permeability, rock type, and saturation. Based on the correlation of sequence stratigraphy and seismic stratigraphy, the lateral distribution of the facies indicates a southward basinward direction. In this study, the southern area will be dominated by distal or marine deposits. On the other hand, the further north, terrestrial deposits will be found which are more sand prone in nature. An increasing in sea level during filling of basins (retrogradational) causes changes in facies vertically, hence it made channel, delta, to shallow marine deposition systems. The pressure data shows the northern part (after datum) has a pressure of 0.85 - 0.99 (SG equivalent) while the existing area has a pressure of 0.67 - 0.78 (SG equivalent). The*

difference in pressure is due to differences in facies association in the same sequence between the northern and southern areas. Based on the analysis of formation pressure and the discovery of hydrocarbon potentials in the down flank area, it shows that there is a compartment between the north and south areas (stratigraphic trap).

***Keywords**: Formasi Talang Akar, down flank, facies modeling, reservoir compartment.*

1. PENDAHULUAN

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan yang terbukti memiliki kandungan hidrokarbon dan merupakan salah satu cekungan yang menyumbangkan produksi hidrokarbon untuk Indonesia. Saat ini minyak dan gas bumi masih merupakan sumber energi utama. Oleh sebab itu, permintaan akan minyak dan gas bumi semakin meningkat dari waktu ke waktu. Untuk mengelola lapangan – lapangan tua seperti Lapangan Belut di Cekungan Sumatra Selatan dibutuhkan metode dan teknik yang mampu meningkatkan *recovery* dan menemukan jebakan – jebakan stratigrafi atau kombinasi struktural dan stratigrafi yakni dengan melakukan evaluasi detail dan pemodelan baru terhadap prospek – prospek di Lapangan Belut.

Lapangan Belut ditemukan pertama kali pada tahun 1955 dan mulai diproduksikan dari tahun 1965 hingga saat ini. Untuk menunjang program pengembangan lapangan lebih lanjut, diperlukan model reservoir yang dapat membedakan kualitas produksi di dalamnya. Saat ini model reservoir Lapangan Belut hanya dilakukan pada satu lapisan Talang Akar yakni baru berupa peta struktur kedalaman, fasies, dan properti. Model reservoir ini tentu saja masih cukup sederhana karena masih menggunakan korelasi litostratigrafi dan belum mempertimbangkan heterogenitas dari facies serta tentunya data – data dinamis seperti data produksi dan tekanan. Dalam penelitian ini, konsep sikuen stratigrafi akan diterapkan secara komprehensif untuk melihat suksesi vertikalnya dan akan diterapkan secara detail pada salah satu sikuen transgresi yang menjadi reservoir utama. Selain itu, dalam pemodelan akan diintegrasikan dengan data tekanan dan potensi hidrokarbon sehingga diharapkan dapat menjelaskan heteroginitas dan konektivitas pada reservoir serta akan bermanfaat dalam pengembangan Lapangan Belut khususnya untuk perencanaan *Enhance Oil Recovery* (EOR).

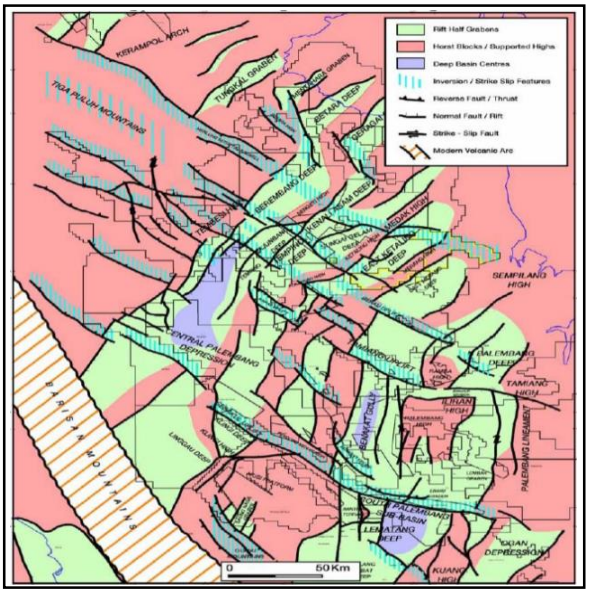
2. TATANAN GEOLOGI DAERAH PENELITIAN

Secara tektonik Lapangan Belut terletak di Cekungan Sumatera Selatan yang merupakan Cekungan Busur Belakang (*Back Arc Basin*) Tersier yang terletak sepanjang sisi barat dan selatan dari dataran Sunda. Cekungan berbentuk asimetris ini di sebelah barat daya dibatasi oleh sesar–sesar dan singkapan–singkapan batuan Pra-Tersier yang terangkat di sepanjang kawasan kaki Pegunungan Barisan. Di timur-laut dibatasi oleh formasi-formasi sedimen dari Paparan Sunda. Di sebelah selatan dan timur dibatasi oleh Pegunungan Garba dan daerah Tinggian Lampung dan suatu tinggian yang sejajar dengan pantai timur Sumatra. Di utara dan barat laut dibatasi oleh Pegunungan Tiga Puluh dan Pegunungan Dua Belas.

Menurut Suta dan Xiaoguang (2005; dalam Satya, 2010) perkembangan struktur maupun evolusi cekungan sejak tersier merupakan hasil interaksi dari ketiga arah struktur utama yaitu, berarah timurlaut-baratdaya atau disebut Pola Jambi, berarah baratlaut - tenggara atau disebut Pola Sumatra, dan berarah utara - selatan atau disebut Pola Sunda. Hal inilah yang membuat struktur geologi di daerah Cekungan Sumatra Selatan lebih kompleks dibandingkan cekungan lainnya di Pulau Sumatra. Struktur geologi berarah timurlaut-baratdaya atau Pola Jambi sangat jelas teramati di Sub-Cekungan Jambi. Terbentuknya struktur berarah timur laut-barat daya di daerah ini berasosiasi dengan terbentuknya sistem graben di Cekungan Sumatra Selatan. Struktur lipatan yang berkembang pada Pola Jambi diakibatkan oleh pengaktifan kembali sesar-sesar normal tersebut pada periode kompresif Plio-Plistosen yang berasosiasi dengan sesar mendatar

(*wrench fault*). Namun, intensitas perlipatan pada arah ini tidak begitu kuat.

Pembentukan cekungan (basin) Sumatera Selatan pada suatu sistem reaksi gerak sesar geser makro (*strike slip fault*) yang umumnya akan menghasilkan pola-pola sesar normal (fase ekstensional), sesar naik, dan sesar geser (*fase uplift*). Untuk faktor utama yang mempengaruhi pembentukan cekungan adalah konfigurasi dari batuan dasar dan adanya perubahan pada daerah subduksi baik spasial ataupun temporal. Cekungan Sumatera Selatan merupakan tipe cekungan tersier, sehingga perkembangan cekungannya dikendalikan oleh batuan dasar pra-tersier (Pulunggono dan Cameron, 1984). Batuan dasar pra-tersier pada Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari beberapa micro-plate kontinen dan samudra. Elemen-elemen struktur yang utama pada cekungan Sumatera Selatan (**Gambar 1**) menunjukkan orientasi regangan berarah timutlaut-baratdaya pada Eosen-Oligosen yang kemudian dipotong oleh inversi Pliosen-Pleistosen.



Gambar 1. Elemen Struktur Utama pada Cekungan Sumatra Selatan. Orientasi timurlaut-baratdaya atau utara-selatan menunjukkan umur Eosen-Oligosen dan Struktur Inversi menunjukkan umur Plio-Pleistosen (Ginger dan Fielding, 2005).

Berdasarkan evolusi cekungannya, tektonostratigrafi Cekungan Sumatra Selatan dibagi menjadi tiga unit megasikuen berdasarkan Ginger dan Fielding (2005) yaitu:

2.1 Megasikuen Saat Lisu (*Syn-Rift Megasequence*)

Periode ini (c. 40 - c. 29 Ma) ditandai adanya subduksi sepanjang Palung Sumatra Barat mengakibatkan kerak benua di Sumatra Selatan mengalami fase ekstensional yang terjadi pada Eosen-Oligosen dan menghasilkan separuh graben. Pada awalnya, ekstensi berorientasi timur-barat sehingga sembul dan graben yang terbentuk berarah utara-selatan. Rotasi Sumatra 15 derajat searah jarum pada Miosen (Hall, 1995) mengakibatkan orientasi graben menjadi timurlaut-baratdaya.

2.2 Megasikuen Pascalisu (*Post-Rift Megasequence*)

Periode ini (c. 29 - c. 5 Ma) merupakan periode saat Cekungan Sumatra Selatan dalam keadaan *sagging* atau periode tenang secara tektonik, namun di beberapa bagian cekungan seperti di Sub-cekungan Palembang Tengah mengalami penurunan cekungan dan kenaikan muka air laut relatif yang menghasilkan fase transgresi. Pada awal Miosen penurunan melambat dan kecepatan sedimentasi mengalami kenaikan sehingga menghasilkan fase regresi. Periode ini terjadi pada umur Oligosen Akhir-Miosen Akhir. Formasi yang terdapat di periode ini adalah Formasi Talangakar, Gumai, Baturaja, Airbenakat, dan Muaraenim.

2.3 Megasikuen Inversi (Invertion Megasequence)

Fase kompresional ini (c. 5 Ma - Sekarang) mengakibatkan orogenesa Bukit Barisan di sepanjang Sumatra Selatan sehingga menghasilkan reaktivasi sesar normal sebagai pembentuk cekungan dan lipatan-lipatan dengan arah baratlaut-tenggara. Orogenesa ini terjadi pada umur Pliosen-Plistosen bersamaan dengan berkembangnya sesar mendatar berarah NW – SE di sepanjang Bukit Barisan (Sesar Semangko).

3. SIKUEN STRATIGRAFI DAN FASIES PENGENDAPAN

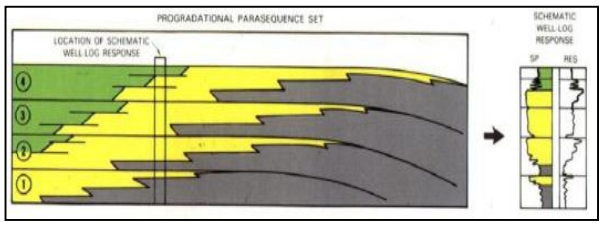
Stratigrafi sikuen adalah studi stratigrafi yang berhubungan dengan kerangka waktu pengendapan dan kaitannya dengan perubahan siklus muka laut secara global atau regional (Wagoner dkk., 1990). Stratigrafi sikuen merupakan konsep yang digunakan secara luas untuk mengkorelasikan lapisan-lapisan batuan yang terkait dengan perubahan muka air laut. Studi ini mempelajari hubungan antara batuan dengan kerangka stratigrafi berdasarkan waktu yang berulang, yang memiliki hubungan dengan lapisan yang dibatasi erosi atau tidak adanya pengendapan, dan/atau *correlative conformity* (Wagoner dkk., 1990). Korelasi dalam stratigrafi sikuen menggunakan konsep kesamaan waktu (*chronostratigraphy*), bukan kesamaan batuan (*lithostratigraphy*).

Sikuen menunjukkan suatu siklus pengendapan yang dibatasi oleh erosi bukan laut dan terendapkan ketika suatu proses signifikan akibat dari siklus naik dan turunnya muka air laut. Muka air laut dikontrol oleh tingginya air laut dan turunnya muka air laut. Pembagi orde stratigrafi sikuen pada setiap sikuen pengendapan terdiri dari perulangan perlapisan yang dibatasi oleh permukaan erosi atau permukaan yang selaras (Wagoner dkk., 1990). Sikuen dibatasi secara regional oleh ketidakselarasan atau permukaan keselarasan. Dalam interpretasi stratigrafi sikuen dan komponen sikuennya seperti batas sikuen (*sequence boundary*) dan bidang *maximum flooding surface* (MFS) sehingga diperlukan pemahaman dalam hubungan stratigrafi, umur, batimetri, dan fasies.

Kenaikan muka air laut merupakan faktor utama yang paling mempengaruhi pengendapan dan suplai sedimen. Jika suplai sedimen tetap maka kecepatan kenaikan muka air laut menjadi kontrol utama dalam stratigrafi sikuen. Hubungan suplai sedimen dan kecepatan kenaikan muka air laut akan menghasilkan pola-pola penumpukan pengendapan (*stacking pattern*), yaitu progradasi, retrogradasi, dan agradasi.

a. Pola Penumpukan Progradasi

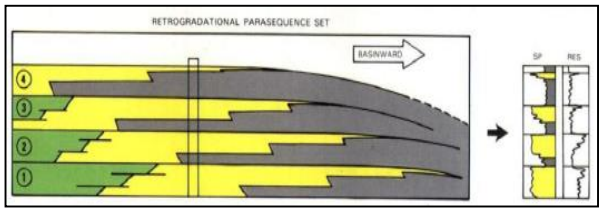
Pola penumpukan progradasi terbentuk akibat kenaikan muka air laut relatif lebih lambat dibandingkan dengan suplai sedimen yang ada. Pola penumpukan progradasi juga dapat terbentuk akibat suplai sedimen yang terus menerus hadir walaupun tidak ada kenaikan muka air laut relatif. Pola ini membentuk endapan yang terus menerus maju dan akan mengasar serta menebal ke atas (**Gambar 2**).



Gambar 2. Pola penumpukan (*parasquence set*) dengan pola progradasi (Wagoner dkk., 1990).

b. Pola Penumpukan Retrogradasi

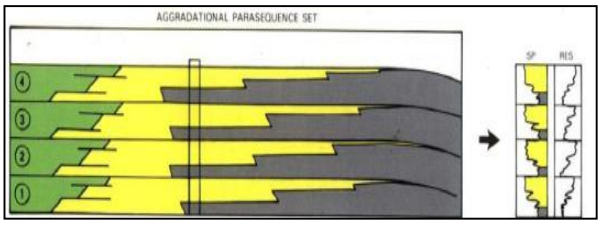
Pola penumpukan retrogradasi terjadi apabila kenaikan muka air laut relatif lebih cepat dibandingkan dengan suplai sedimennya. Pola penumpukan ini menyebabkan endapan yang terbentuk akan semakin mundur dan menipis ke atas (**Gambar 3**).



Gambar 3. Pola penumpukan (*parasequene set*) dengan pola retrogradasi (Wagoner dkk., 1990).

c. Pola Penumpukan Agradasi

Pola penumpukan agradasi akan terbentuk jika ada kenaikan muka air laut relatif sebanding dengan jumlah suplai sedimen. Pola penumpukan ini tidak menunjukkan pola menipis atau menebal melainkan menunjukkan pola yang relatif sama (**Gambar 4).**



Gambar 4. Pola penumpukan (*parasequence set*) dengan pola agradasi (Wagoner dkk., 1990).

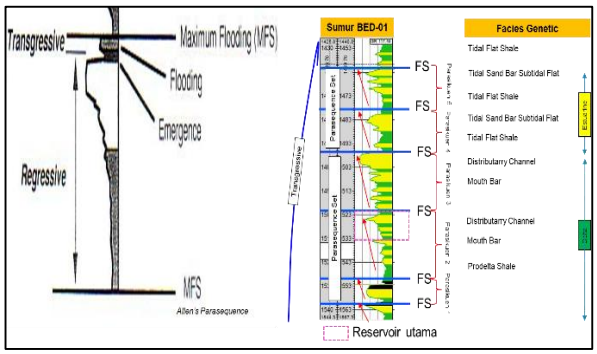
4. DATA DAN METODOLOGI

Pada penelitian ini digunakan data primer seperti data tali kawat sebanyak 47 sumur, data interpretasi batuan inti hasil olahan PT. Geoservice, data *borehole image*, seismik 3D Karbela (2014), *mudlog*, data biostratigrafi dari Sumur BED01, BEL036, BEL037, BEL039, BEL040. Analisis *well seismic tie* dilakukan dengan dua data *Vertical Seismic Profiling* (VSP) yakni Sumur BED01 dan Sumur BEL044 serta tiga data *check shot* dari Sumur BEL019, BEL023, dan BEL031. Ketersediaan data terbatas hanya pada wilayah Sub-Cekungan Palembang Selatan yakni *trend* Limau seluas seismik Karbela (132 km^2). Selain itu, dalam penelitian ini juga digunakan literatur dari berbagai laporan internal dan eksternal perusahaan.

Analisis akan diawali dari analisis inti batuan dan fossil yang bertujuan untuk menentukan jenis batuan, tekstur, struktur sedimen, lingkungan pengendapan hingga kualitas reservoir seperti porositas dan permeabilitas (*routine core analysis*). Sedangkan analisis fossil (biostratigrafi) dilakukan untuk menentukan umur – umur relatif berdasarkan kemunculan fossil dan lingkungan pengendapannya.

Penelitian ini dilakukan pada reservoir batupasir S (FS-4.1.2) dan batupasir X0 (FS-3.9.3) karena sudah mempunyai data yang cukup komprehensif seperti data batuan inti (FS-4.1.2), analisis fossil, *image log*, dan merupakan lapisan yang mempunyai potensi hidrokarbon.

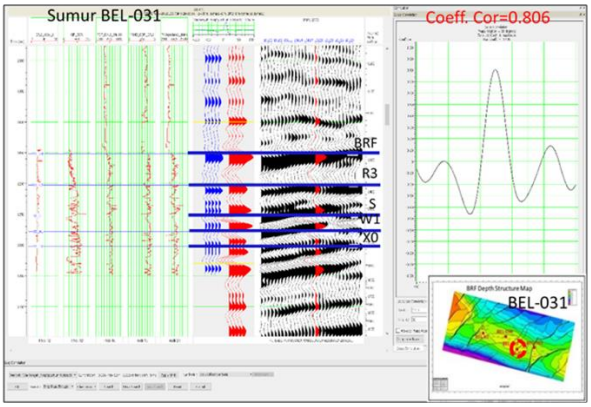
Data tali kawat digunakan untuk menentukan pola transgresi dan regresi sehingga diperoleh batasan – batasan sikuen berupa *flooding surface* (Posamentier and Allen, 1999). Kumpulan parasikuen (*parasequence sets*) dibatasi oleh *flooding surface* (FS) dapat diidentifikasi berupa kemunculan batulempung, batubara, atau batugamping. Selanjutnya dilakukan korelasi stratigrafi berdasarkan marker *flooding surface* yang sudah ditentukan pada *keywell* Sumur BED01 (**Gambar 5**).



Gambar 5. Konseptual model *parasequence*, *parasequence set*, dan *facies association* yang ditentukan berdasarkan elektrofasies.

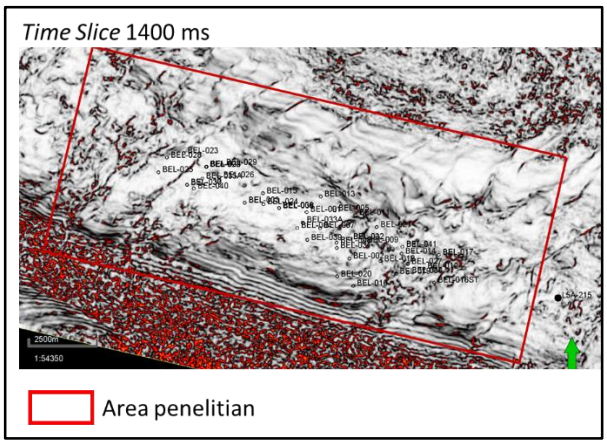
Korelasi biostratigrafi dilakukan dari Sumur BEL036, BEL037, BEL039, BEL040, dan BED01. Analisis data biostratigrafi dilakukan untuk menentukan umur batuan dan lingkungan pengendapan pada saat batuan diendapkan.

Analisis dan interpretasi seismik diawali dengan *well seismik tie* (WST) pada sumur yang memiliki data VSP/*checkshot*, densitas, dan sonik. WST dilakukan pada salah satu sumur yaitu BEL-031 terhadap horison BRF, R, S, dan X0. Berdasarkan analisis tersebut diperoleh korelasi yang baik dengan rata-rata tiap sumur sebesar 0.8 (**Gambar 6**).



Gambar 6. *Well Seismic Tie* di Sumur BEL-031 pada horison target dan korelasi sebesar 0.8.

Interpretasi secara struktural dilakukan dengan menentukan pola – pola patahan berdasarkan fitur seismik amplitudo dan atribut (*variance*) seperti terlihat pada **Gambar 7**. Kemudian interpretasi secara horison dilakukan pada empat marker sikuen yaitu FS3.9, FS4.0, FS-4.1, dan FS-4.2. Masing – masing reservoir merupakan bagian dari marker parasekuen tersebut.



Gambar 7. Interpretasi sesar pada atribut *variance* terlihat pola patahan didominasi berarah timurlaut – baratdaya.

Kemudian interpretasi horison dan struktur pada domain waktu selanjutnya dilakukan konversi ke domain kedalaman menggunakan *velocity modeling.* Dari kerangka struktur dan horison tersebut selanjutnya dilakukan pemodelan fasies berdasarkan korelasi stratigrafi dan disesuaikan secara lateral menggunakan analisis inversi seismik. Dalam penelitian ini digunakan hasil inversi Vp/Vs yang dapat membedakan antara reservoir dan bukan reservoir. Data *borehole image* akan digunakan untuk menentukan arah sedimentasi dari pola – pola *cross bed/lamination.* Selanjutnya akan ditentukan penyebaran properti menggunakan data petrofisika menggunakan analisis variogram dan trend fasies. Perhitungan porositas dilakukan menggunakan analisis *petrophysics* yang sudah dikalibrasi oleh data porositas dari batuan inti. Sehingga parameter perhitungan porositas di Sumur BED-01 dan BEL-039 yang memiliki *core* dapat digunakan di sumur lain yang tidak memiliki data batuan inti.

5. HASIL DAN ANALISIS

Analisis batuan inti pada penelitian dilakukan sebagai berikut:

1. Sumur BEL-039 interval 1527 – 1537 m

Batupasir (bagian bawah):

- Menunjukkan pola menghalus ke atas (*finning upwards*).
- Berbutir halus hingga kasar.
- Terdapat *Cross lamination, low angel cross bed, mud clast* dan *coaly organic fragment.*
- Pada bagian bawah batupasir mengandung kalsit sedangkan pada bagian tengah dan bagian atas batupasir tidak mengandung kalsit.

Batu serpih dan batu lanau (bagian atas):

- Bersifat *Silty* dan *Sandy Shale.*
- Terdapat *parallel lamination* dan *lenticular.*
- Terdapat pola struktur Teichichnus, Thalassinoides.

2. Sumur BED-01 interval 1501.40-1511.30 m

Batuserpih dan batupasir serpih:

- Abu – abu kecoklatan cerah hingga abu – abu gelap.
- Paralel laminasi.
- Burrow Gyrolithes.
- Porositas terlihat buruk.

Batupasir dan batuserpih:

- Berbutir halus.
- Pemilahan cukup baik hingga baik.
- Masif dengan minor cross lamination.
- Minor burrows dengan Gyrolithes.

DOI: 10.5614/bull.geol.2021.5.2.6

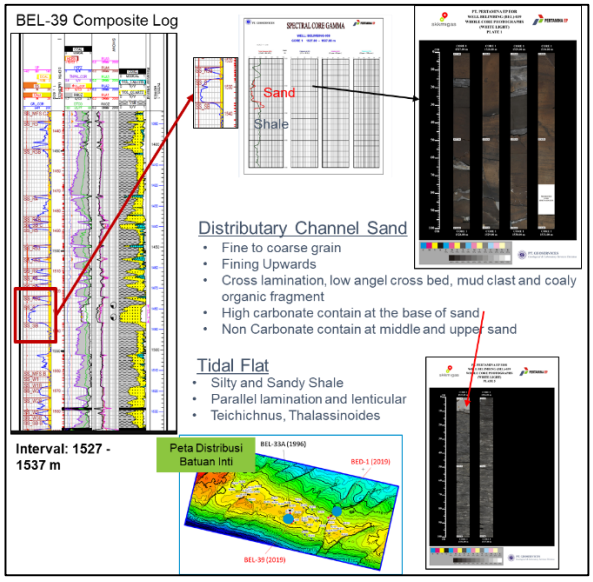
- Porositas baik.

Tidal Flat batupasir:

- Abu – abu kecoklatan hingga abu – abu gelap.
- Terdapat *oil stain* pada lapisan tipis.
- Terdapat *Glossifungites surface.*
- Terdiri atas batupasir tipis (laminasi).

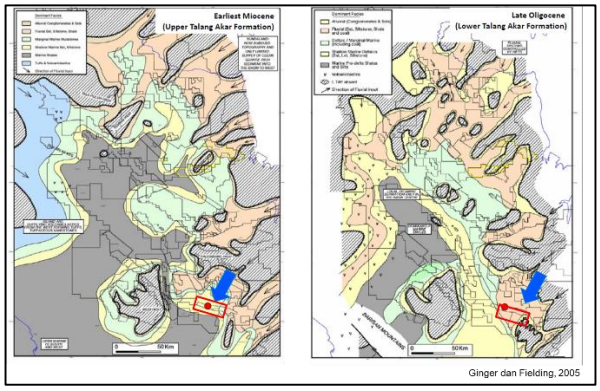
Berdasarkan analisis batuan inti menunjukkan bahwa reservoir S (FS-4.1.2) ini berada pada lingkungan pengendapan *deltaic* dengan fasies genetik diinterpretasi sebagai *interdistributary channel* (**Gambar 8**).

Analisis biostratigrafi menunjukkan bahwa reservoir batupasir ini diendapkan dalam *Lower Intertertidal – Shallow Marine Sublitoral.*



Gambar 8. Analisis batuan inti interval 1527 – 1537 m di Sumur BEL039 menunjukkan batupasir merupakan bagian dari sistem *distributary channel* dengan pengaruh *tidal*.

Berdasarkan peta paleogeografi oleh Ginger dan Fielding, 2005, dapat ditunjukkan bahwa pada Formasi Talangakar (TAF) diendapkan pada umur Akhir Oligecene hingga Awal Miocene. Di daerah penelitian, *Lower TAF* diendapkan pada lingkungan pengendapan *fluvial channel*. Selanjutnya diendapkan lapisan yang lebih muda yakni *Upper TAF* selama periode trangressi sehingga diendapkan fasies – fasies TAF seperti *delta* hingga *shallow marine* (**Gambar 9**).

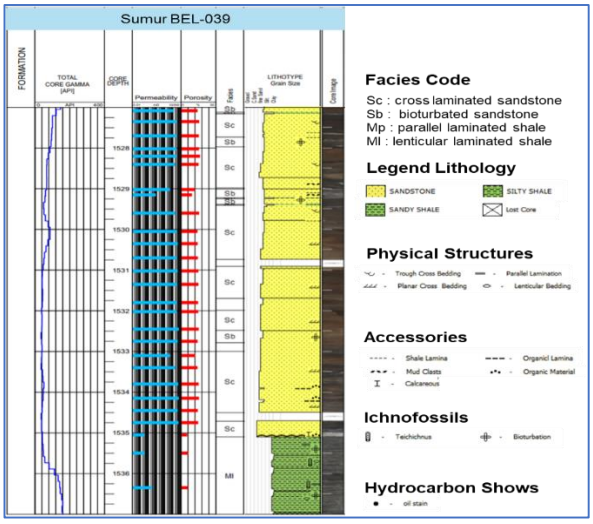


Gambar 9. Peta paleogeografi Upper TAF (akhir oligocene) dan Lower TAF (awal miocene) serta arah sedimentasi (biru) pada daerah penelitian ditunjukkan oleh kotak merah.

Analisis sedimentologi pada Sumur BEL-039 interval 1527 – 1537 m menunjukkan bahwa batuan inti tersusun atas batupasir pada bagian atas dan batulanau serta batuserpih pada bagian bawah. Batupasir mempunyai ukuran butir bervariasi dalam siklus *fining upward* mulai dari tebal 2,5 m di bagian bawah hingga kurang dari 20 cm di bagian atas dan ini ditumpuk untuk membentuk suksesi *fining-up* secara keseluruhan. Adapun kontak basal dengan batuserpih yang lebih tua adalah tajam dan erosif. Laminasi silang terlihat jelas di seluruh bagian dan terutama tipe planar sudut rendah. Tingkat bioturbasi bervariasi dari rendah hingga sedang antara batupasir berukuran yang lebih kasar dan yang lebih halus. Porositas yang terlihat biasanya baik, meskipun basal 10 m batu pasir, di atas kontak dengan serpih, telah disemen oleh kalsit dan rapat (*tight*).

Berdasarkan deskripsi struktur sedimen maka dapat diinterpretasi sebagai endapan *high sinousity fluvial* dengan pengaruh gelombang laut atau *tidal*. Sedangkan batulanau dan batuserpih di bagian bawah mempunyai warna abu-abu kecoklatan sedang hingga tua dengan lensa abu-abu muda dari lumpur dan pasir yang sangat halus. Struktur sedimen meliputi laminasi paralel dan *lenticular bedding*.

Terdapat bioturbasi sedang dan *burrow* termasuk *Large Teichichnus* (**Gambar 10**). Adanya fosil – fosil di atas menunjukkan bahwa batulanau dan batuserpih berasosiasi dengan endapan marine (*prodelta shale*).

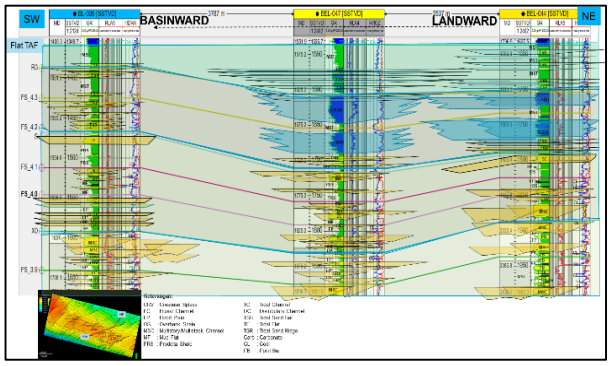


Gambar 10. Analisis sedimentologi batuan inti interval 1527 – 1537 m menunjukkan bagian atas batupasir berasosiasi dengan endapan *high sinousity fluvial* dengan pengaruh gelombang laut atau *tidal* sedangkan batuserpih pada bagian bawahnya berasosiasi dengan endapan *marine (prodelta).*

Selanjutnya kerangka parasikuen dan sikuen stratigrafi disusun dari sumur kunci yaitu Sumur BED01. Berdasarkan korelasi sumur secara vertikal memperlihatkan adanya perubahan *facies association*. *Facies association* ditunjukkan dengan perubahan dari mulai lingkungan *fluvial* (sikuen FS-3.9) menjadi lingkungan *delta* (sikuen FS-4.0 dan FS-4.1) dan *shallow marine* atau *inner shelf* (sikuen FS-4.2). Asosiasi fasies pada interval Reservoir S (sikuen FS-4.1.2) didasarkan pada deskripsi batuan inti pada Sumur BEL-039. Pada penelitian ini asosisi fasies dibagi menjadi tiga, yaitu asosiasi fasies *prodelta*, asosiasi fasies *mouth bar*, dan asosiasi fasies *distributary channel*. Ketiga asosiasi fasies tersebut secara *paleoenvironment* diendapkan pada lingkungan *outer litoral* hingga *shallow inner sublitoral*.

Korelasi sikuen stratigrafi arah timurlaut - baratdaya menunjukkan adanya pola sedimentasi yang berbeda. Pada arah *landward*, sikuen FS-3.9 hingga FS-4.1, endapan didominasi oleh amalgamasi atau *stacking* batupasir dengan tipe *log cylindrical* yang berasosiasi dengan fasies *fluvial channel meandering*. Selain itu, terdapat juga endapan sungai berupa batulempung sebagai *overbank shale* atau *flood plain*, batupasir tipis mengkasar ke atas sebagai *creavese splay*, dan sisipan batubara dibagian atasnya. Pada arah *basinward* pada sikuen yang sama, ketebalan batupasir mulai berkurang dan telah didominasi oleh endapan – endapan transisi seperti *tide distributary channel*, *mouth bar*, dan *prodelta*.

Setelah itu, pada sikuen yang lebih muda yakni FS-4.2 dan FS-4.3 diendapkan fasies – fasies yang berhubungan dengan endapan laut dangkal. Hal ini terjadi karena muka air laut naik dengan cepat pada periode Miosene Awal dan cekungan sumatra selatan sedang mengalami fase *sagging* (penurunan). Periode muka air laut naik terus terjadi hingga penutupan hampir sebagian besar cekungan sumatra selatan oleh endapan laut yaitu Formasi Gumai pada periode *Middle Miocene (Maximum Flooding Surface*). Perubahan dari arah darat ke laut secara detail dapat dilihat pada **Gambar 11**.

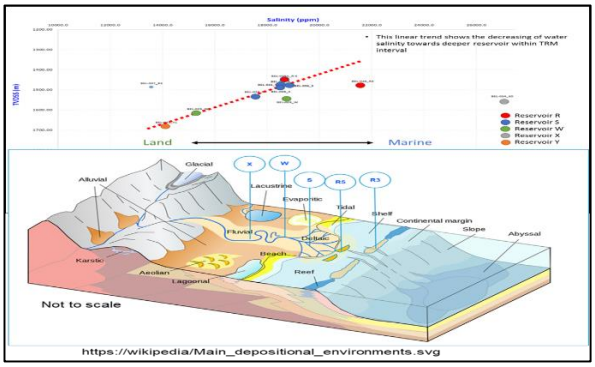


Gambar 11. Korelasi berarah timurlaut – baratdaya memperlihatkan pola sedimentasi pada tiap sikuen dan perubahan fasies distribusi dari sistem sungai menjadi *delta* dan menuju laut dangkal.

DOI: 10.5614/bull.geol.2021.5.2.6

Berdasarkan data *mudlog* pada Sumur BEL044 di bagian utara, sikuen FS-3.9.3 didominasi oleh batupasir berbutir halus hingga mengkasar warna putih keabu-abuan. Sikuen ini terdiri atas perselingan batuserpih dengan batupasir dan batubara. Kemudian semakin ke arah batuan yang lebih muda (FS-4.1.2), endapan lebih didominasi oleh perselingan batupasir, batupasir gampingan, batulanau, dan batuserpih gampingan.

Analisis data salinitas pada area penelitian ini mempunyai variasi salinitas antara 14000-25000 ppm. **Gambar 12** menunjukkan bahwa trend salinitas semakin rendah ke arah batuan yang lebih tua. Hal ini berkaitan dengan perubahan lingkungan pengendapan yakni semakin ke arah batuan yang lebih tua (*Lower TAF*) sistem lingkungan pengendapan semakin ke arah sungai (*terrestrial*). Berdasarkan data salinitas di atas dapat diinterpretasi bahwa Reservoir Y mempunyai nilai salinitas 14100 ppm atau lebih rendah dibandingkan salinitas dari Reservoir W, S, dan R. Variasi dari nilai salinitas menunjukkan adanya sistem pengendapan dan hal ini berkaitan dengan data *paleoenvironment* dari analisis biostratigrafi yang menunjukkan bahwa pada interval Reservoir Y berkaitan dengan *upper intertidal*, Reservoir S merupakan endapan berkaitan dengan *lower intertidal*, dan Reservoir R berkaitan dengan *shallow inner sublitoral/beach.*



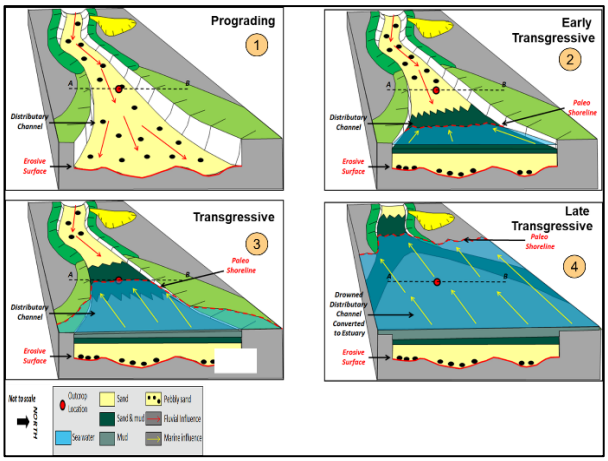
Gambar 12. Data salinitas dari beberapa lapisan di Talangakar yang menunjukkan adanya perubahan dari lingkungan *fluvio deltaic* (14100 ppm) menuju lingkungan laut dangkal (25000 ppm).

Selanjutnya pemodelan fasies tiga dimensi dilakukan berdasarkan korelasi stratigrafi dan seismik modeling serta singkapan sebagai analog pemodelan. Berdasarkan data - data regional dan *borehole image* di Sumur BEL044 dan BED01 menunjukkan bahwa bidang pelapisan berarah NW-SW. Hal ini sesuai dengan peneltian yang dilakukan oleh Ginger dan Fielding (2005) sebelumnya bahwa proses sedimentasi di Sub-Cekungan Palembang Selatan dikontrol oleh rendahan *normal fault* NE-SW hasil ekstentional pada awal Oligosene.

Pemodelan Reservoir

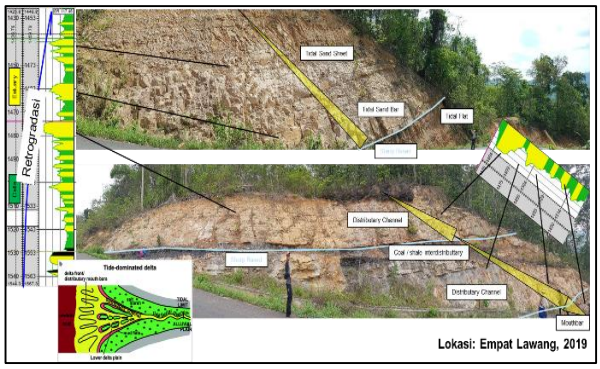
- **Pemodelan Parasikuen FS-4.1.2**
  Pemodelan fasies pada sikuen FS-4.1.2 (Reservoir S) dilakukan berdasarkan data batuan inti yang menunjukkan bahwa litologi membentuk *blocky* hingga *bell shape* secara *electrofasies*. Kemudian pada struktur sedimen memperlihatkan adanya *cross lamination, cross bedding* pada bagian atas, dan keberadaan bioturbasi dari sedikit hingga cukup. Secara interpretasi dari batuan inti dan analisis fosil sikuen merupakan bagian dari endapan *delta*. Secara asosiasi fasies batupasir ini merupakan bagian dari *distributary channel* yang digambarkan dengan cukup jelas pada *log pattern* di Sumur BEL33A, BEL039, dan BED01 menunjukkan *blocky* dan kecenderugan menghalus ke atas pada bagian atas. Secara parasikuen terjadi siklus regresif.

  Selanjutnya kenaikan muka air laut menyebabkan batuserpih/batulempung menutupi batupasir sehingga terjadi perubahan fase menjadi transgresif. Hal ini dapat dilihat dari litologi di bagian atas yang menunjukkan keberadaan endapan batuserpih *tidal* berwarna abu – abu kecoklatan cerah hingga abu – abu gelap dengan struktur paralel laminasi dan terdapat burrow berupa Gyrolithes (**Gambar 13**).



Gambar 13. Model pembentukkan *tide dominated delta* untuk FS-4.1.2 menunjukkan adanya batupasir saat fase regresi dan dilanjutkan dengan sedimen laut batuserpih pada saat fase transgresi.

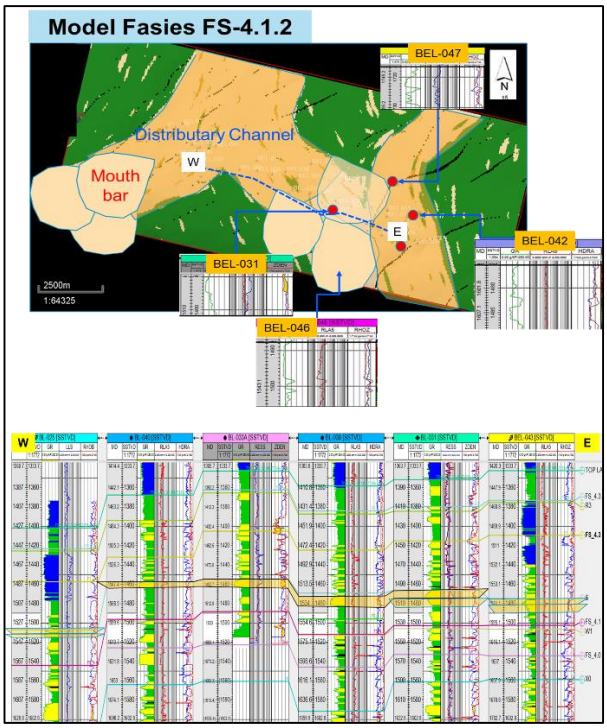
Selanjutnya dari model *transgresive channel* pada Gambar 12, dilakukan validasi analog di lapangan yang menunjukkan adanya perubahan fasies dari mulai *distributary channel* dibagian bawah menjadi fasies *tidal bar* atau *tidal flat* di bagian atas (**Gambar 14**). Secara litofacies endapan tersebut terdiri atas batupasir abu – abu kecoklatan menghalus hingga mengkasar, ukuran butiran halus hingga mengkasar, pemilahan cukup baik hingga baik, dengan bentuk butiran meruncing tanggung hingga membundar tanggung, terdapat mineral kuarsa, sedikit pirit, dan fragmen litik. Di antara batupasir dengan batupasir di atasnya terdapat batubara dengan tebal 10-15 cm. Di bagian atasnya merupakan endapan batulanau berwarna coklat kehitaman dengan ukuran butir halus hingga sangat halus.



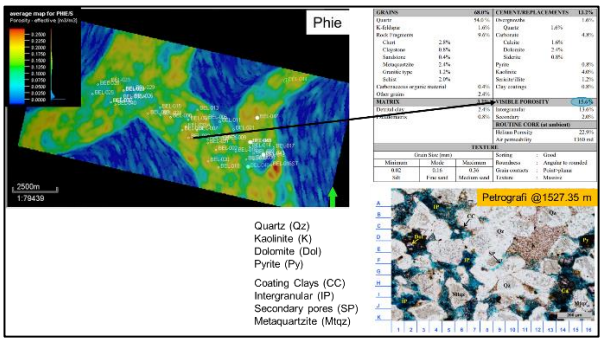
Gambar 14. Model analog untuk FS-4.1.2. Singkapan berada di daerah Empat Lawang menunjukkan adanya perubahan fasies dari mulai distributary channel dibagian bawah menjadi fasies *tidal bar* atau *tidal flat* di bagian atas.

Dari model analog di atas, dilanjutkan dengan pemodelan fasies secara lateral pada software pemodalan. **Gambar 15** memperlihatkan model fasies *distributary channel* dengan *trend* sedimentasi dari arah utara ke selatan. Berdasarkan pemodelan fasies terdapat sedikitnya tiga *channel feeder* atau *distributary channel* di area penelitian. Untuk memvalidasi hasil distribusi fasies secara lateral maka perlu dilakukan pencocokan pada tiap sumur. Berdasarkan penampang korelasi sumur dari barat ke timur menunjukkan adanya variasi bentuk *electrofacies* mulai dari *blocky* di bagian tengah, *bell shape* dibagian timur, hingga berupa *funnel shape* tergerus menjadi *bell shape* di bagian barat.

Berdasarkan penyebaran properti porositas menunjukkan adanya kisaran dari 12% – 24% dengan nilai rata – rata 16%. Dilihat dari data petrografi pada salah satu sumur menunjukkan bahwa porositas yang terlihat rata – rata sebesar 15.6% (**Gambar 16**). Total porositas tersebut berasal dari porositas intergranular sebesar 13.6% dan porositas sekunder sebesar 2% akibat proses disolusi.



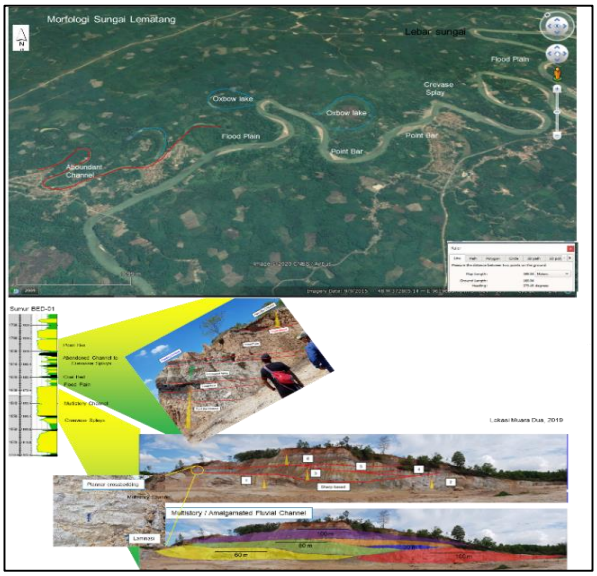
Gambar 15. Model fasies *delta* untuk FS-4.1.2 dan penampang korelasi sumur barat – timur menunjukkan adanya perubahan *electrofacies* di bagian timur yang cenderung *bell shape* dengan di bagian barat cenderung dengan *blocky* dan *funnel shape.*



Gambar 16. Peta penyebaran properti dan data petrografi menunjukkan porositas rata – rata sebesar 16%.

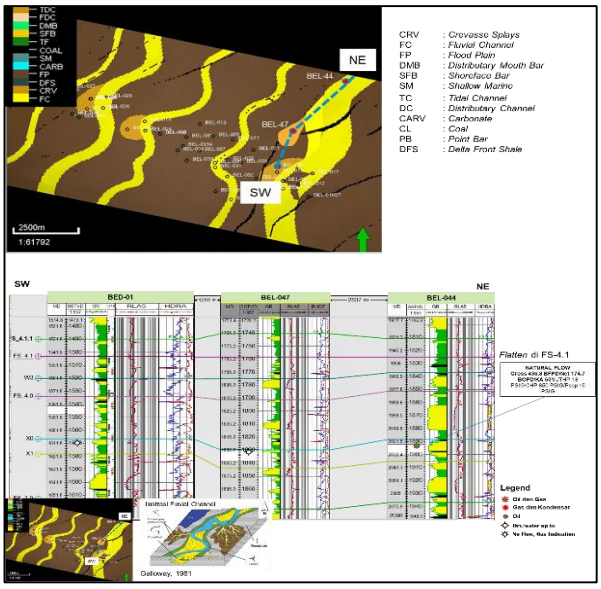
- **Pemodelan Parasikuen FS-3.9.3**
  Berdasarkan analisis *paleoenvironment* menunjukkan bahwa batuan ini diendapkan pada lingkungan *fluvial meandering*. Data *mudlog* menunjukkan bahwa Reservoir X0 merupakan reservoir batupasir berwarna putih kepucatan dengan ukuran butiran setengah mengkasar – hingga mengkasar, setengah meruncing hingga setengah membundar, pemilahan cukup, dominasi mineral kuarsa, terdapat sedikit mineral pirit, lempung, *carbon* serta fragmen litik. Terdapat *oil show* pada serbuk bor.

Untuk menentukan pola stacking dan sinusoidal, digunakan data *electrofacies* di tiap sumur. Trend inversi dan atribut dari seismik belum bisa digunakan karena ketebalan lapisan lebih kecil dibandingkan ketebalan dari tunning thickness di sekitar 30 m. Kemudian digunakan model atau analog dari singkapan di lapangan. Berdasarkan data pada salah satu singkapan batuan, menunjukkan bahwa *complex channel* tersusun atas beberapa *single channel* yang membentuk suatu *stacking*. Lebar *channel* yang dapat teridentifikasi di singkapan adalah sebesar 150-160 m (**Gambar 17**).



Gambar 17. Analog model dari *fluvial meandering* dan model *stacking* pada data tali kawat.

Selanjutnya dilakukan pemodelan fasies fluvial secara tiga dimensi pada parasikuen FS-3.9.3. Berdasarkan *electrofacies* menunjukkan bahwa sumur – sumur yang menembus sikuen ini terdiri atas main *channel*, *point bar*, *creavase splay*, dan *flood plain*. Model – model asosiasi fasies tersebut kemudian ditunjukkan dalam **Gambar 18**.



Gambar 18. Model distribusi fasies dan korelasi timurlaut-barat daya pada area penelitian.

Analisis Kompartemen

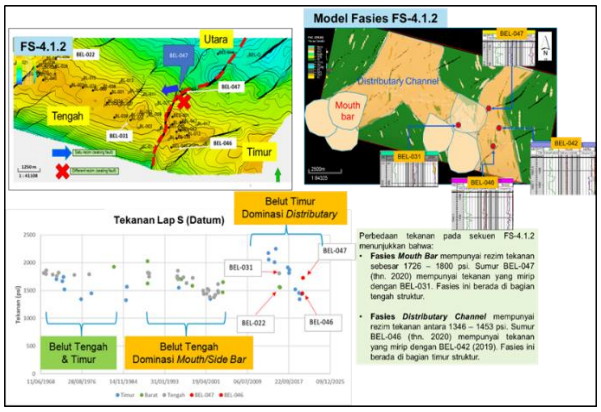
Berdasarkan data tekanan reservoir yang diperoleh dari MDT, XPT maupun *Bottom Hole Pressure (BHP)* juga menunjukkan hal yang sesuai dengan hipotesis dalam penelitian ini. Data – data tekanan ini dibuat dalam satu datum kedalaman dengan tujuan untuk mendapatkan tekanan reservoir yang tervalidasi dalam satu level atau parasikuen yang sama. Teknik sudah umum dilakukan dan secara prinsip mirip dengan melakukan perataan atau *flattening* pada korelasi. Reservoir X0 (FS-3.9.3) di sebelah utara dengan struktur lebih *downdip* dari data MDT mempunyai tekanan lebih besar yaitu ekuivalen SG 0.835 sedangkan untuk area eksisting (struktur lebih *updip*) mempunyai tekanan sebesar ekuivalen 0.143. Perbedaan tekanan pada level FS-3.9.3 disebabkan oleh perbedaan fasies yang didominasi oleh *main channel* di sebelah utara dan berubah secara gradual menjadi *creavase splay* di sebelah selatan. Reservoir lainnya seperti W3 dan R5 menunjukkan hal yang sama yakni mempunyai tekanan yang lebih besar di sebelah utara dibandingkan dengan di sebelah selatan. Secara detail mengenai perbedaan tekanan ini dapat dilihat pada **Tabel 1**.

Tabel 1. Data tekanan antara Sumur BEL-044 dengan sumur *existing.*

Reservoir	*SG Equivalent*		
	Initial	*Eksisting*	MDT BEL-044
S	0,99	0,74	-
R	0,85	0,67	-
R5	0,87	0,77	0,86
W3	0,88	0,79	0,82
X0	0,96	0,14	0,84
X3	-	-	0,83
Y Series	-	-	0,84
Z Series	-	-	0,86

Data tekanan pada Reservoir S (FS-4.1.2) menunjukkan bahwa secara lateral reservoir ini terbagi atas area bagian barat, tengah, dan timur. Pembagian ini ditunjukkan dengan data tekanan reservoir pada area bagian tengah lebih besar dibandingkan dengan area bagian timur (**Gambar 19**). Pada area bagian tengah Sumur BEL-031 pada tahun 2015 hingga saat ini mempunyai tekanan sebesar 1809 psi. Pada area bagian timur sumur – sumur yang dibor pada tahun 2019 dan 2020 (BEL-042 dan BEL-046) menunjukkan tekanan antara 1346 – 1453 psi. Perbedaan tekanan antara kedua area tersebut hampir sebesar 450 psi. Berdasarkan data tekanan menunjukkan terdapat kompartemen reservoir antara satu lingkungan pengendapan *delta*. Hal ini disebabkan karena perbedaan asosiasi fasies antara bagian tengah yang didominasi oleh asosiasi mouth bar dan bagian timur yang didominasi oleh asosiasi fasies distributary channel. Keberadaan patahan normal berarah timurlaut – baratdaya yang membagi area tangah dan timur diinterpretasi juga berkontribusi penyebab perbedaan tekanan tersebut.

Data tekanan pada Sumur BEL-047 (tahun 2020) sebesar 1670 psi menunjukkan bahwa Reservoir S telah terkoneksi ke area *existing.* Konektivitas reservoir terjadi karena reservoir Sumur BEL-047 memiliki kualitas *rock type* yang relatif sama dengan reservoir *existing.* Berdasarkan pemodelan *rock type*, Reservoir S pada bagian tengah struktur berada pada RT2 dengan asosiasi fasies *mouth bar*.



Gambar 19. Model kompartemen reservoir pada zona FS-4.1.2 berdasarkan data tekanan reservoir dari MDT.

6. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian pada endapan pasca lisu (*post-rift*) pada Formasi Talangakar Atas di Lapangan Belut dapat disimpulkan bahwa:

- Secara sikuen stratigrafi, Formasi Talangakar Atas terdiri dari Reservoir X0 (FS-3.9.3) yang diendapkan pada sistem *meandering channel* dan Reservoir S (FS-4.1.2) yang diendapkan pada sistem *tide dominated delta*.
- Sistem *tide dominated delta* pada Reservoir S terdiri asosiasi fasies *distributary channel, mouth bar*, dan *prodelta.* Sistem pengendapan ini diendapkan pada lingkungan *outer litoral* hingga *shallow inner sublitoral*.
- Sistem *meandering channel* pada Reservoir X0 terdiri asosiasi fasies *main channel, crevasse splay*, dan *flood plain/overbank shale.* Sistem pengendapan ini diendapkan pada lingkungan *inner litoral hingga outer litoral.*
- Penyebaran fasies secara lateral menunjukkan bahwa arah *basinward* berada di sebelah selatan. Dalam penelitian ini semakin ke area selatan akan didominasi oleh endapan *distal* atau *marine* sebaliknya semakin ke utara maka akan ditemukan endapan *terrestrial* yang bersifat lebih *sand prone*.
- Pemodelan porositas menunjukkan bahwa Reservoir S berkisar antara 12% – 24% sedangkan dari petrografi terlihat porositas rata - rata sebesar 15,6%. Reservoir X0 memiliki porositas berkisar antara 12% – 22%.
- Data tekanan di area Belut bagian utara (setelah di datumkan) menunjukkan tekanan sebesar 0,85 – 0,99 (SG ekuivalen) sedangkan di area *existing* mempunyai tekanan 0,67 – 0,78 (SG ekuivalen). Perbedaan tekanan disebabkan karena perbedaan fasies secara lateral di bagian utara dan di bagian selatan.
- Berdasarkan potensi hidrokarbon di area rendahan sebelah utara menunjukkan bahwa terdapat *stratigraphic trap* pada Reservoir X0 yang disebabkan oleh perbedaan asosiasi fasies yaitu: *main channel* di utara dan *crevasse splay* di selatan area penelitian.
- Data tekanan (setelah didatumkan) di area *existing* menunjukkan bahwa terdapat perbedaan tekanan sebesar 450 psi antara fasies *distributary channel* di area timur dengan fasies *mouth bar* di area tengah.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis berterimakasih kepada manajemen dan pekerja eksplorasi PT. Pertamina dan para pengajar Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumian, Institut Teknologi Bandung (ITB).

DAFTAR PUSTAKA

Ginger, David dan Fielding, Kevin. (2005): The Petroleum Systems And Future Potential Of The South Sumatra Basin, *Proceedings 30th Annual Convention dan Exhibition IPA.*

Hall, R. (1995): Plate Tectonic Reconstructions of the Indonesian Region. *Proceedings 24th Annual Convention IPA*, 71-84.

Posamentier, H.W. dan Allen, G.P. (1999): Siliciclastic Sequence Stratigraphy: Concepts and Applications, *SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology* no. **7**, 210 p.

PT. Pertamina EP (2017): *POFD Lapangan Belimbing Phase-1*, tidak dipublikasikan.

Suta, I.N. dan Xiaoguang, L. (2005): Complex Stratigraphic and Structural Evolution of Jabung Basin and Its Hydrocarbon Accumulation; Case Study from Lower Talang Akar Reservoir South Sumatra Basin Indonesia, Jakarta, *Proceedings Indonesian Petroleum Association Annual Convention*.

Van Wagoner, J.C., Mitchum, R.M., Campion, K.M., dan Rahmanian, V.D. (1990): Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores, and Outcrops: Concepts for High Resolution Correlation of Time and Facies, *AAPG Methods in Exploration Series*, No. **7**, USA.