

# SEKTORISASI POTENSI RESERVOIR HIDROKARBON PADA MODEL GEOLOGI UNTUK PENENTUAN LOKASI SUMUR PENGEMBANGAN

**Triar Arummi\*, Intan Paramita Haty\*\*, Muchammad Ocky Bayu Nugroho\*\***

\*Magister Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral

\*\*Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral

Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta

Jl. Padjajaran 104 (Lingkar Utara), Condongcatur, D.I. Yogyakarta 55283

\*Email: triaarummi@gmail.com

**Sari** – Blok “S”, Lapangan “A”, Cekungan Natuna Barat terletak di lepas pantai Laut Natuna Utara, Provinsi Kepulauan Riau, yang berjarak sekitar 486 kilometer di Timur Laut Singapura. Pada Blok “S” Lapangan “A” baru terdapat 3 sumur produksi yang memproduksi minyak dan gas dari reservoir Formasi Lama sejak Maret 2006. Menurut Hakim, dkk (2008), Formasi Lama merupakan *reservoir play* yang potensial untuk dieksplorasi dan dikembangkan. Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan untuk menentukan lokasi sumur pengembangan dan meningkatkan produksi minyak di Blok “S” Lapangan “A”. Reservoir hidrokarbon pada Formasi Lama, Blok “S”, Lapangan “A” diinterpretasikan berumur Eosen Akhir-Oligosen, bersamaan dengan periode *syn-rift*. Litologi yang berkembang pada Formasi Lama dicirikan oleh perselingan batupasir, *shale* dan batulanau. Penentuan lokasi sumur pengembangan menggunakan metode sektorisasi model geologi reservoir berdasarkan parameter indeks potensi reservoir, yang dihasilkan dari perkalian nilai *reservoir quality index* (RQI), *net to gross ratio* (NTG), dan *movable oil saturation* ( $S_{om}$ ). Berdasarkan hasil sektorisasi, pada Formasi Lama, Blok “S”, Lapangan “A”, ditentukan 7 sumur pengembangan yang menargetkan zona minyak, dengan hasil pemodelan reservoir dinamik menunjukkan penambahan perolehan minyak di Blok “S” Lapangan “A” sebesar 7.89 Juta *Stock Tank Barrels* (MMSTB).

**Kata Kunci** : sumur pengembangan, indeks potensi reservoir, sektorisasi model geologi.

## PENDAHULUAN

### Latar Belakang

Berdasarkan data SKK Migas pada Buletin SKK Migas Edisi Desember 2019, target *lifting* minyak nasional adalah sebesar 775 ribu *barrel* minyak per hari (MBOPD), sedangkan realisasi *lifting* minyak baru tercapai sebesar 746 MBOPD. Tidak tercapainya target *lifting* pada tahun 2019 tersebut salah satunya disebabkan oleh ketidakmampuan teknis reservoir minyak untuk memenuhi target produksi. Kebutuhan minyak diperkirakan akan terus mengalami peningkatan, sehingga usaha meningkatkan produksi minyak sangat penting untuk terus dapat memenuhi kebutuhan energi.

Salah satu cara untuk meningkatkan produksi minyak adalah dengan melakukan penambahan sumur pengembangan pada lapangan-lapangan minyak yang sudah diproduksi. Tantangan dari penambahan sumur pengembangan adalah kesulitan dalam menentukan daerah potensial untuk lokasi sumur. Terdapat banyak jenis data yang harus dipertimbangkan, baik dari aspek geologi, geofisika, maupun reservoir. Sektorisasi model geologi reservoir dapat digunakan untuk menyederhanakan proses penentuan sumur pengembangan. Sektorisasi adalah suatu proses membagi zona reservoir yang didefinisikan oleh parameter geologi (struktur, stratigrafi, sifat fisik batuan, kontak fluida) yang mengontrol reservoir dan kinerja sumur (Obeta, dkk., 2016).

### Permasalahan

Pembuatan model geologi reservoir untuk penentuan lokasi sumur pengembangan memerlukan data yang beragam dan analisis yang komprehensif, yaitu dengan integrasi aspek geologi, geofisika, reservoir, dan produksi, sehingga dapat merepresentasikan kondisi reservoir hidrokarbon. Oleh karena itu, diperlukan suatu metode yang dapat menyederhanakan proses analisis penentuan lokasi sumur pengembangan, salah satunya adalah dengan melakukan sektorisasi model geologi berdasarkan parameter indeks potensi reservoir.

### Tujuan

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk membuat model geologi reservoir statik dan dinamik Formasi Lama, Blok “S”, Lapangan “A” yang sesuai dengan karakteristik reservoir, serta menentukan lokasi potensi sumur pengembangan di Formasi Lama, Blok “S”, Lapangan “A”, berdasarkan analisis sektorisasi model geologi reservoir.

## METODE

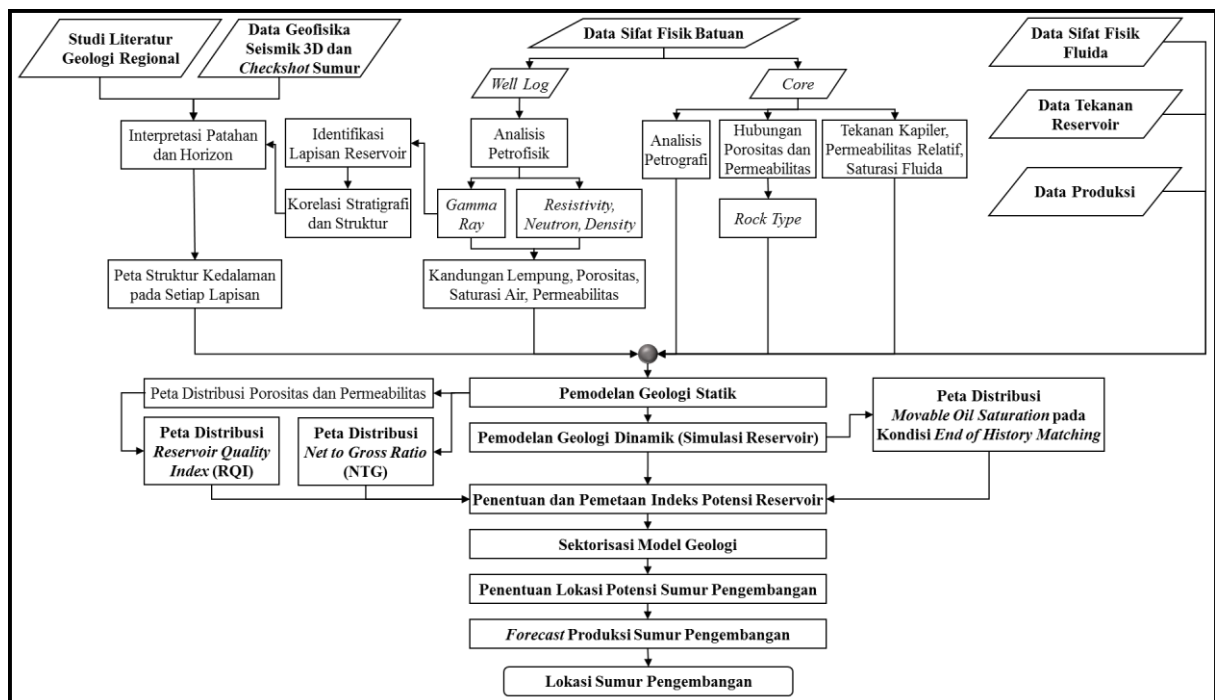
Diagram alir penelitian pada **Gambar 1.**, menunjukkan proses penentuan lokasi potensi sumur pengembangan dengan menggunakan analisis sektorisasi model geologi reservoir berdasarkan indeks potensi reservoir yang menargetkan zona minyak pada Blok “S”, Lapangan “A”, Cekungan Natuna Barat, dengan tahapan sebagai berikut:

- Pengumpulan, persiapan, *quality control*, dan analisis data geologi, geofisika, sifat fisik batuan, sifat fisik fluida, tekanan reservoir dan sejarah produksi.
- Pembuatan model geologi statik berdasarkan integrasi analisis data geologi, geofisika, dan sifat fisik batuan.
- Validasi model geologi statik reservoir dengan pembuatan pemodelan geologi dinamik atau simulasi reservoir.
- Pembuatan peta distribusi indeks potensi reservoir setiap lapisan pada Formasi Lama, Blok “S”, Lapangan “A” berdasarkan hasil pemodelan statik dan dinamik.
- Sektorisasi indeks potensi reservoir dan penentuan lokasi sumur pengembangan.
- *Forecast* produksi sumur pengembangan.

Penelitian ini menggunakan perangkat lunak dengan fungsi sebagai berikut:

- *Interactive Petrophysics* untuk melakukan analisis data *well log*.
- *Petrel* untuk melakukan analisis geologi, geofisika, dan pemodelan geologi statik.
- *Eclipse* untuk melakukan pemodelan geologi dinamik.

Data geologi, geofisika (seismik), sifat fisik batuan (*core* dan *well log*), sifat fisik fluida (PVT), tekanan reservoir, dan sejarah produksi yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data sekunder yang terdapat pada dokumen *Plan of Further Development* (POFD) Lapangan “A” (SEKL, 2018).



Gambar 1. Diagram Alir Metode Penelitian

## ANALISIS

Wilayah Lapangan “A” yang ditunjukkan oleh **Gambar 2.**, terbagi menjadi dua blok yang dipisahkan oleh sesar utama berarah relatif Barat-Timur, yaitu Blok “N” di sebelah Utara dengan luas 8,692.34 acre dan Blok “S” di sebelah Selatan dengan luas 5,083.36 acre. Fokus penelitian ini merupakan Blok “S”, akan tetapi tahap analisis data hingga pemodelan statik dilakukan pada Blok “N” dan Blok “S”, dengan pertimbangan kondisi geologi Blok “N” dan Blok “S” pada Lapangan “A” saling berhubungan, serta banyaknya data yang diperlukan dalam proses pemodelan geologi statik yang terdapat pada Blok “N”.

Karakterisasi reservoir hidrokarbon dan analisis sektorisasi untuk penentuan lokasi pengembangan menargetkan zona minyak di Formasi Lama, Blok “S”, Lapangan “A”, Cekungan Natuna Barat. Formasi Lama merupakan *source rock* sekaligus batuan reservoir di Lapangan “A”, yang terendapkan pada lingkungan *lacustrine*, pada fase *syn-rift megasequence*. Endapan Formasi Lama berlitologi *claystone*, *sandstone* tipis, dan *siltstone* bersifat *terrestrial* (Pollock, dkk., 1984). Formasi Lama mengandung sedimen *coarse-grained* yang mencirikan fase *syn-rift megasequence*, dengan *seal* berupa batuan *basement* dan *intraformational shale*. Pada Formasi Lama terdapat potensi akumulasi hidrokarbon dengan jumlah besar, yang terbentuk pada *shale* Formasi Lama di bagian tengah *graben*. Formasi Lama merupakan *reservoir play* yang potensial untuk dieksplorasi dan dikembangkan (Hakim, dkk., 2008). Rekonstruksi geologi Lapangan “A” ditunjukkan pada **Gambar 3**.

#### **Periode *Syn-rift* (Eosen Akhir-Oligosen Awal)**

Fase tektonik yang berkembang pada periode *syn-rift* merupakan fase tektonik ekstensional yang diinterpretasikan terjadi pada umur Eosen Akhir-Oligosen Awal. Pada periode ini terjadi pembentukan sesar-sesar turun periode 1 yang berarah relatif Baratlaut-Tenggara (NW-SE) atau sejajar dengan sesar utama. Sesar utama ditunjukkan dengan nama F1, merupakan sesar utama yang berupa sesar geser turun berarah relatif Baratlaut-Tenggara (NW-SE). Sesar-sesar periode 1 ditunjukkan dengan nama F2, F8, F12, F14 dan F25. Bersamaan dengan pergerakan sesar-sesar tersebut, terjadi proses pengendapan Formasi Lama (*syn-depositional*) di atas *basement* secara tidak selaras, dengan arah pengendapan didominasi dari arah relatif Tenggara-Baratlaut (SE-NW).

Proses *syn-depositional* masih terus berlangsung dengan terendapkannya Formasi Benua di atas Formasi Lama secara selaras, dengan arah pengendapan sama dengan Formasi Lama. Lingkungan pengendapan pada periode ini adalah *fresh water fluvio lacustrine* sampai *predominantly lacustrine*.

#### **Periode *Post-rift* (Oligosen Awal-Akhir)**

Periode *post-rift* merupakan tahapan awal dari berhentinya proses tektonik ekstensional yang diinterpretasikan berlangsung pada umur Oligosen Awal-Akhir. Pada periode ini terjadi beberapa proses pengendapan yaitu Formasi *Lower Gabus*, Formasi *Keras* dan Formasi *Upper Gabus*.

Pengendapan Formasi *Lower Gabus* merupakan transisi dari periode tektonik *syn-rift* menjadi periode tektonik *post-rift*. Formasi *Lower Gabus* terendapkan selaras di atas Formasi Benua, dilanjutkan dengan pengendapan Formasi *Upper Gabus* yang terjadi pada periode tektonik *post-rift*. Proses pengendapan Formasi *Lower Gabus* diinterpretasikan berlangsung pada umur Oligosen Awal, sedangkan pengendapan Formasi *Upper Gabus* diinterpretasikan berlangsung pada umur Oligosen Akhir. Arah pengendapan Formasi *Lower Gabus* dan Formasi *Upper Gabus* didominasi dari arah relatif Tenggara-Baratlaut (SE-NW), sama dengan arah pengendapan Formasi Lama dan Formasi Benua.

#### **Periode *Syn-Inversion* (Miosen Awal-Tengah)**

Pada periode tektonik *syn-inversion* di Lapangan “A” berkembang jenis tektonik *compressional* yang diinterpretasikan berlangsung pada umur Miosen Awal-Tengah. Gaya *compressional* yang terjadi pada fase tektonik inversi mengakibatkan reaktivasi sesar utama (F1) dan sesar-sesar periode 1 (F2, F8, F12, F14 dan F25). Akibat pergerakan sesar-sesar tersebut, terbentuk lipatan-lipatan pada blok turun yang berubah menjadi sesar naik. Perkembangan dari lipatan-lipatan yang ada di Formasi Lama dapat menjadi perangkap hidrokarbon yang potensial, dan sudah terbukti terdapat hidrokarbon. Proses inversi tersebut juga mereaktivasi sesar utama, yaitu sesar F1 yang berkembang menjadi sesar mendatar kanan naik. Pada sesar F1 juga berkembang sesar-sesar penyerta seperti sesar Fx1, Fx3 dan Fx7 yang membentuk struktur bunga (*flower structure*). Perkembangan *flower structure* tersebut juga dapat berfungsi sebagai perangkap hidrokarbon pada Formasi *Lower* dan *Upper Gabus*, baik pada Lapangan “A” maupun di luar Lapangan “A” yang terletak di sebelah Timur sesar F1.

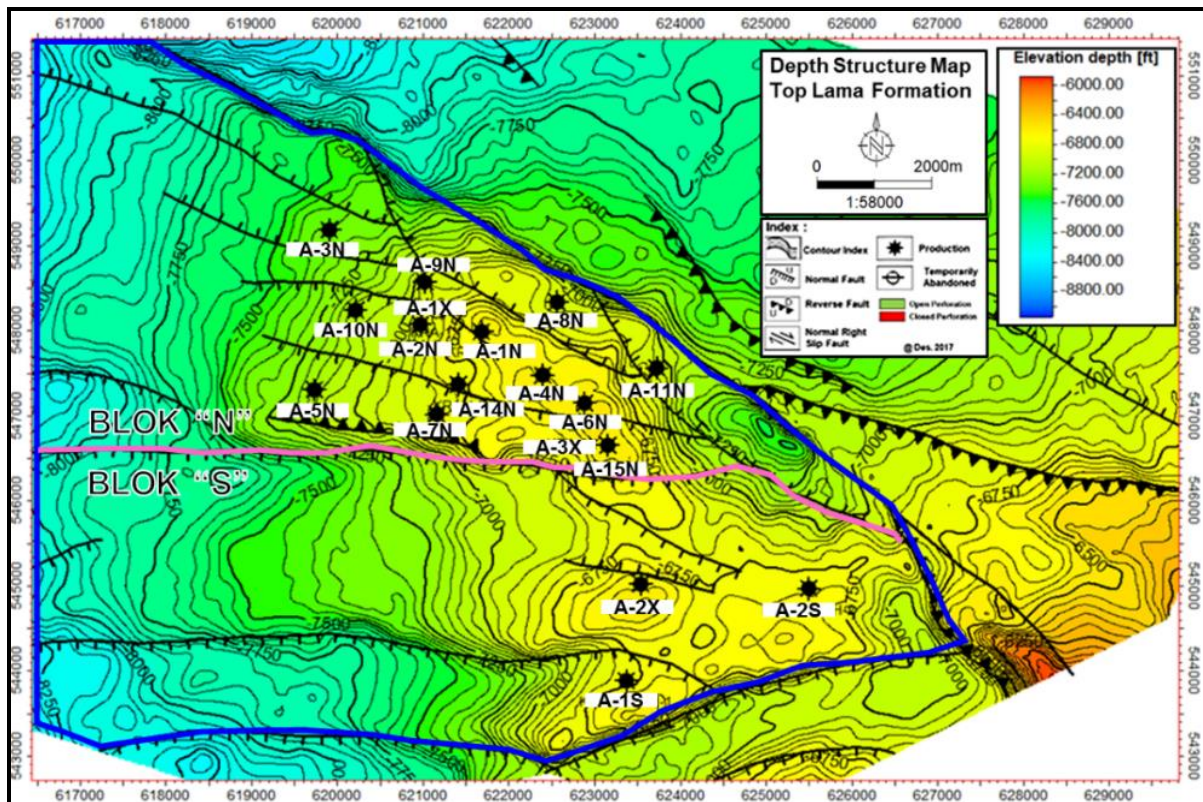
Bersamaan dengan pergerakan tektonik *syn-inversion*, Formasi Arang terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi *Upper Gabus*, dengan pengendapan berarah relatif Baratdaya-Timurlaut (SW-NE). Perubahan arah pengendapan tersebut disebabkan oleh proses inversi yang mengakibatkan terjadinya pengangkatan pada bagian Selatan. Pada periode ini terjadi perubahan lingkungan pengendapan dari dominasi fluvial lakustrin menuju ke lingkungan *inner neritic* sampai *shallow inner neritic*. Pada periode ini mulai terjadi proses migrasi hidrokarbon menuju ke lipatan-lipatan yang kemudian terperangkap oleh sesar-sesar hasil inversi. Proses generasi, migrasi sampai akumulasi sudah dimulai sejak awal Miosen Awal, dan pada Miosen Tengah-Akhir sudah terjadi akumulasi hidrokarbon (Hakim, dkk., 2008; Redjoso, dkk., 2013).

#### **Periode *Post-Inversion* (Miosen Akhir-Recent)**

Periode akhir dari sistem yang berkembang di Lapangan “A” adalah periode *post-inversion*. Jenis tektonik yang berkembang pada periode ini merupakan *tensional tectonics* yang diinterpretasikan berlangsung pada umur Miosen Akhir-*Recent*. Pada periode ini Formasi Muda terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Arang, dengan arah pengendapan relatif Baratdaya-Timurlaut (SW-NE). Proses sedimentasi dari Formasi Muda diinterpretasikan masih berlangsung sampai saat ini. Lingkungan pengendapan pada pada periode ini adalah laut dangkal.

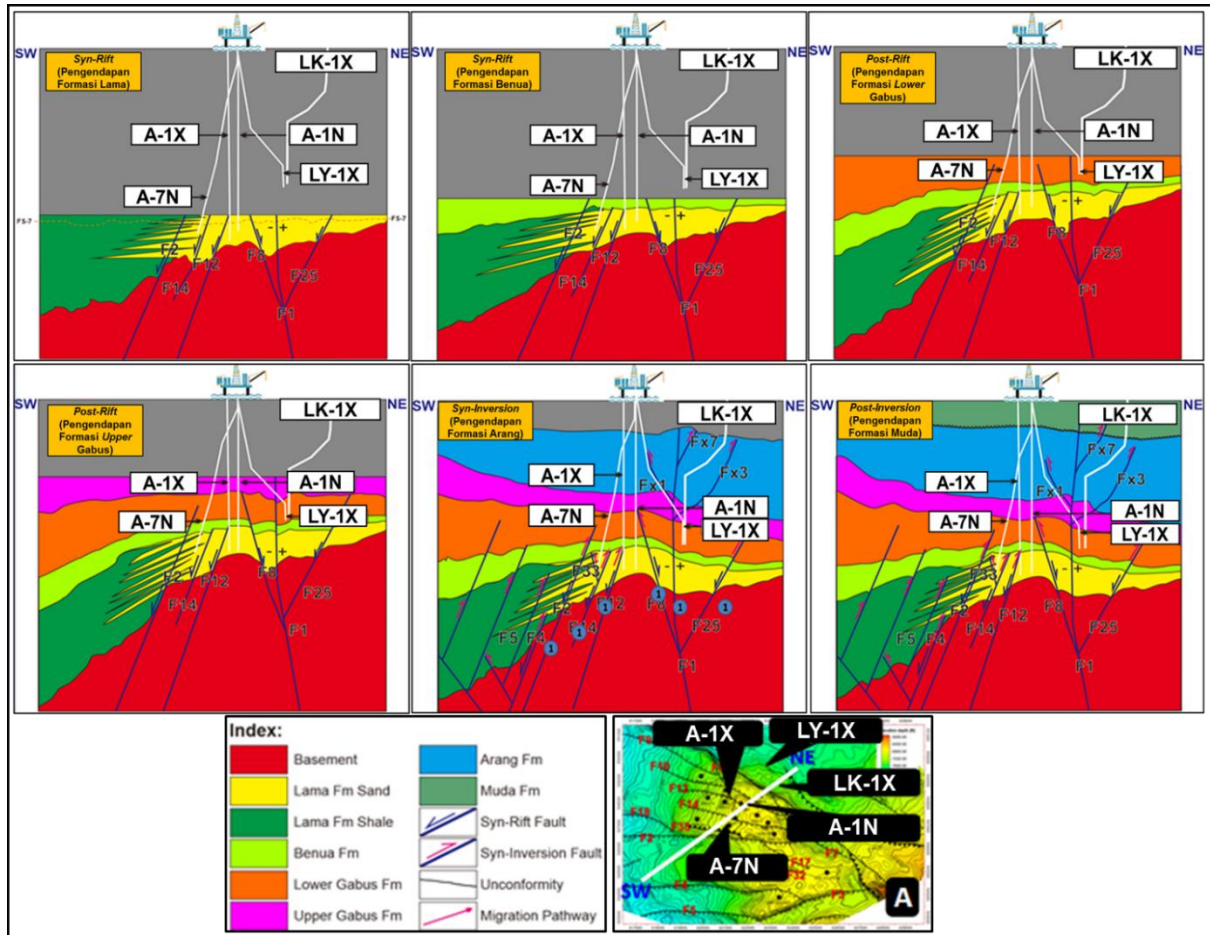
### Identifikasi Struktur Geologi

Perkembangan struktur geologi dan proses sedimentasi formasi pada Lapangan “A” merupakan suatu sistem yang kompleks, dengan sistem pengendapan yang sangat dipengaruhi oleh sistem tektonik. Secara umum, struktur geologi yang mengontrol di Lapangan “A” adalah sesar geser turun yang berarah relatif Baratlaut-Tenggara (NW-SE). Sesar tersebut merupakan batas dari Lapangan “A” di sebelah Timur, serta sesar-sesar turun yang berarah Baratlaut-Tenggara (NW-SE). Sesar-sesar tersebut merupakan produk dari proses tektonik pada periode *syn-rift*, bersamaan dengan proses pengendapan Formasi Lama (*syn-depositional*). Dasar rekonstruksi geologi menggunakan analisis interpretasi sesar dan horizon berdasarkan lintasan seismik *Inline* 1582 yang berarah Baratdaya-Timurlaut (SW-NE), melewati Blok “S”, Blok “N”, dan sumur A-1X yang merupakan sumur kunci dalam analisis stratigrafi di Lapangan “A”. Konfigurasi dan lokasi sesar-sesar di Lapangan “A” ditunjukkan oleh **Gambar 4**.

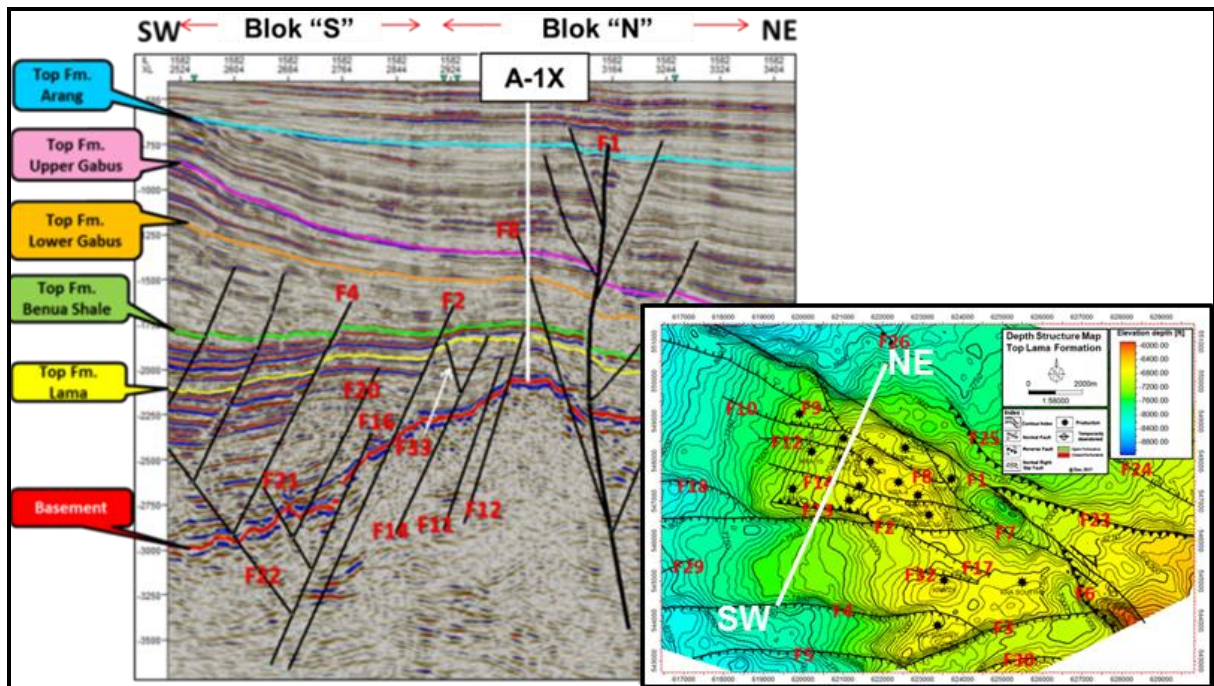


Gambar 2. Pembagian Blok “N” dan Blok “S” Lapangan “A” (SEKL, 2018)





Gambar 3. Rekonstruksi Geologi Lapangan "A" (SEKL, 2018)

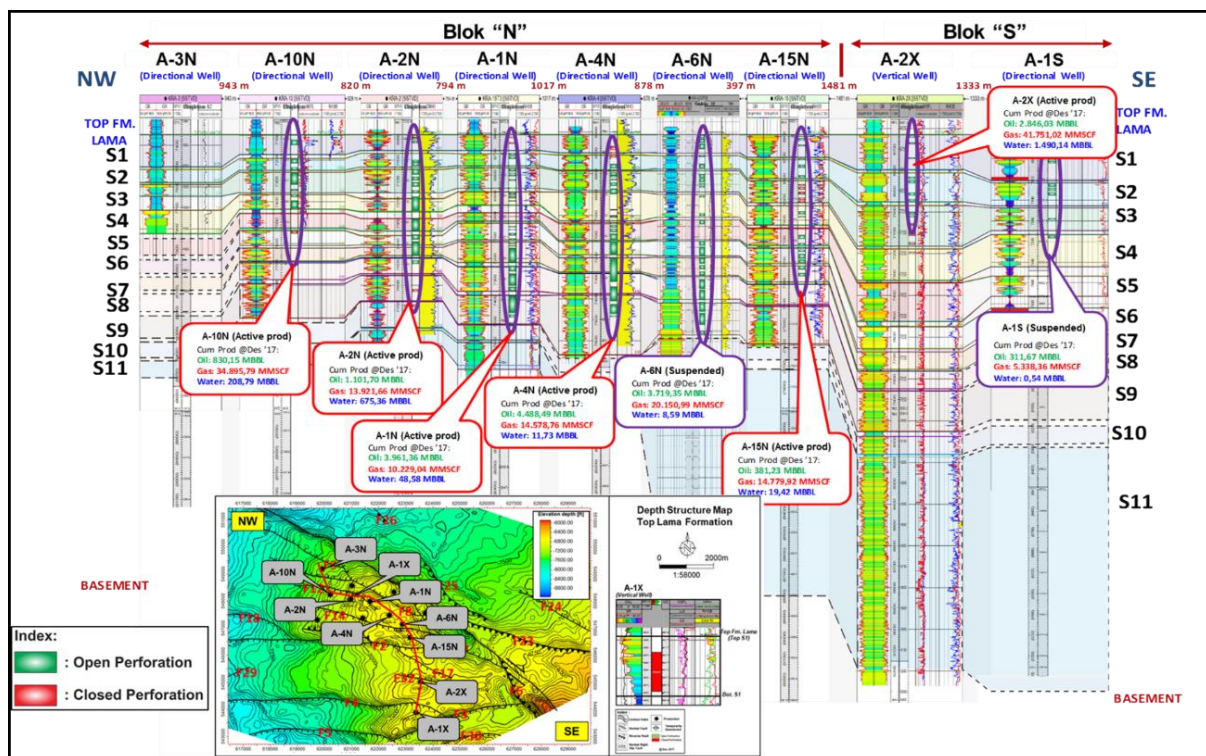


Gambar 4. Konfigurasi dan Lokasi Sesar-sesar di Lapangan "A" (SEKL, 2018)

### Identifikasi Lapisan Reservoir

Identifikasi lapisan reservoir pada penelitian ini difokuskan pada Formasi Lama. Berdasarkan analisis kuantitatif *log* yang diintegrasikan dengan data produksi, Formasi Lama terdiri atas 11 lapisan reservoir yang menerus pada Blok "N" dan Blok "S". Kodefikasi lapisan reservoir dari atas ke bawah yaitu S1, S2, S3, S4, S5, S6, S7, S8, S9, S10, dan S11, yang berdasarkan analisa sikuen stratigrafi masing-masing lapisan dibatasi oleh *flooding surface* (FS).

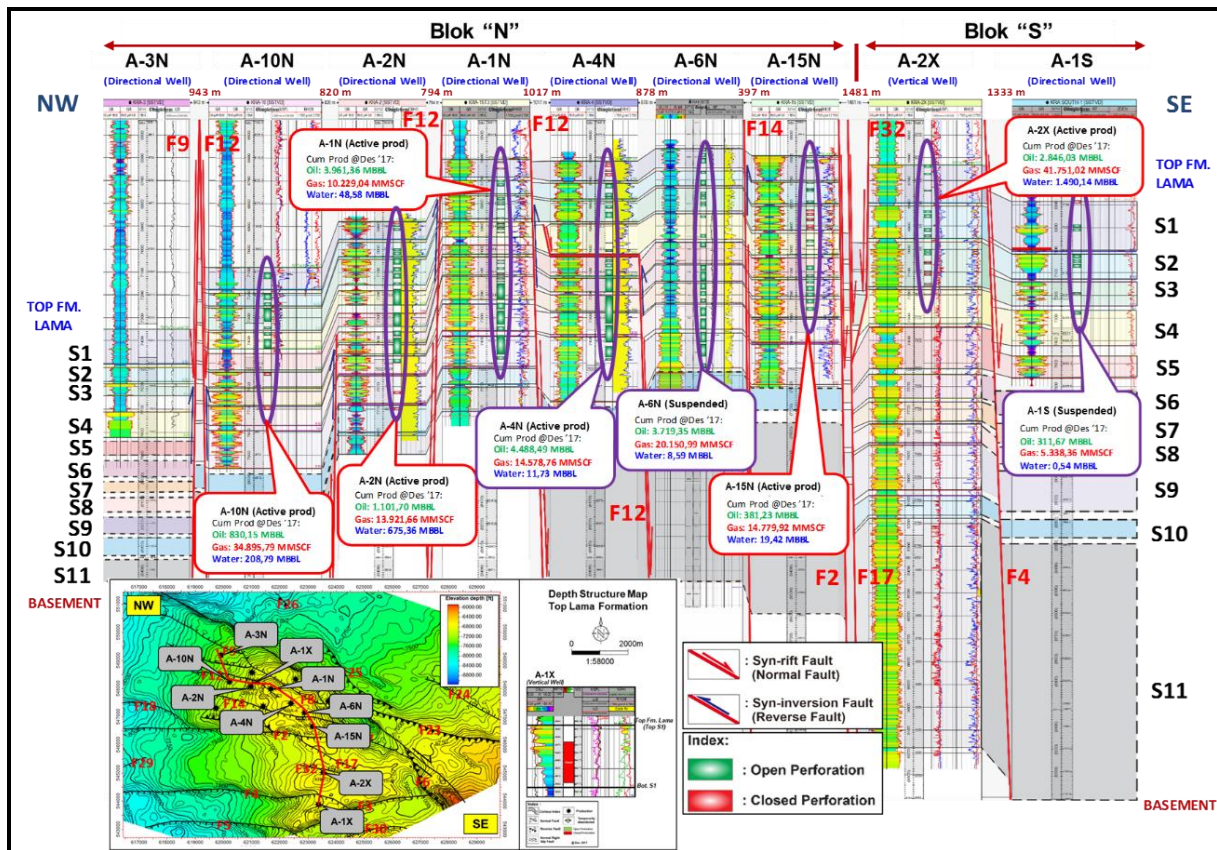
**Gambar 5.** menunjukkan korelasi stratigrafi searah pengendapan yang didatumkan pada Top Formasi Lama (Top S1), berarah Baratlaut-Tenggara (NW-SE) yang melewati Blok "N" dan Blok "S". Korelasi ini bertujuan untuk mengidentifikasi lapisan dengan penarikan lapisan secara keseluruhan mulai dari lapisan S1 sampai dengan S11, yang didasarkan pada integrasi pola *log gamma ray* dengan data *test* produksi. Hasil integrasi tersebut memperlihatkan hubungan setiap unit lapisan secara lateral, yang pada beberapa sumur dapat terlihat adanya kesinambungan lapisan seperti pada sumur A-2N, A-1X, A-1N dan A-4N yang berada pada jarak berdekatan dan berada pada Blok "N". Berdasarkan korelasi pada **Gambar 5.**, terdapat perubahan pola litologi secara lateral dan vertikal. Semakin ke arah Baratlaut (NW) di Blok "N", litologi yang berkembang adalah dominasi *shale*, seperti yang terlihat pada sumur A-3N. Litologi pada sumur A-3N didominasi oleh *shale* dan tidak terdapat produksi. Selain itu, berdasarkan korelasi tersebut dapat diketahui adanya endapan Formasi Lama yang cukup tebal pada Blok "S".



Gambar 5. Korelasi Stratigrafi Formasi Lama Berarah Baratlaut-Tenggara (SEKL, 2018)

**Gambar 6.** menunjukkan korelasi struktur searah pengendapan berarah Baratlaut-Tenggara (NW-SE) yang melewati Blok "N" dan Blok "S", dengan lintasan korelasi yang sama dengan korelasi stratigrafi pada **Gambar 5.** Pada korelasi struktur, datum yang digunakan berupa kedalaman (ftSS). Berdasarkan **Gambar 6.**, dapat diamati bahwa Blok "N" terletak pada area tinggian *basement*. Perbedaan ketinggian tersebut dipengaruhi oleh perkembangan fase tektonik *syn-rift* yang membentuk sesar-sesar turun periode 1, salah satunya adalah sesar turun (F-2) yang merupakan sesar pemisah antara Blok "N" dan Blok "S".





Gambar 6. Korelasi Struktur Formasi Lama Berarah Baratlaut-Tenggara (SEKL, 2018)

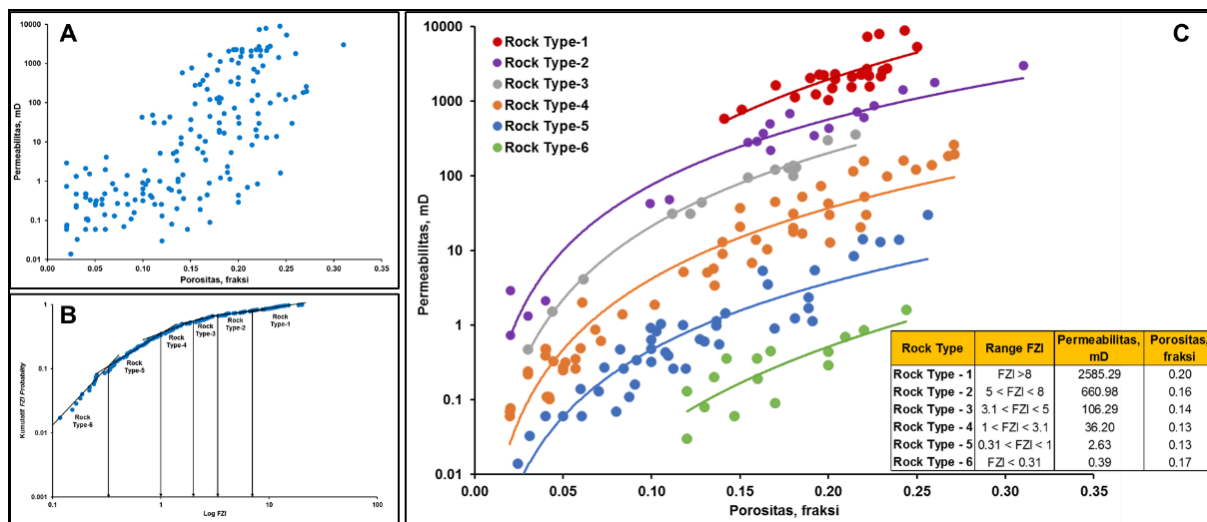
**Analisis Core**

Analisis *core* meliputi penentuan hubungan antara parameter porositas dengan permeabilitas dari hasil analisis *core* rutin, dan analisis *core* spesial untuk mengetahui hubungan antara parameter saturasi fluida dengan permeabilitas. Analisis *core* rutin pada Lapangan "A" diperoleh dari sumur A-3X, A-1N, A-4N, A-5N, A-2X dan A-2S.

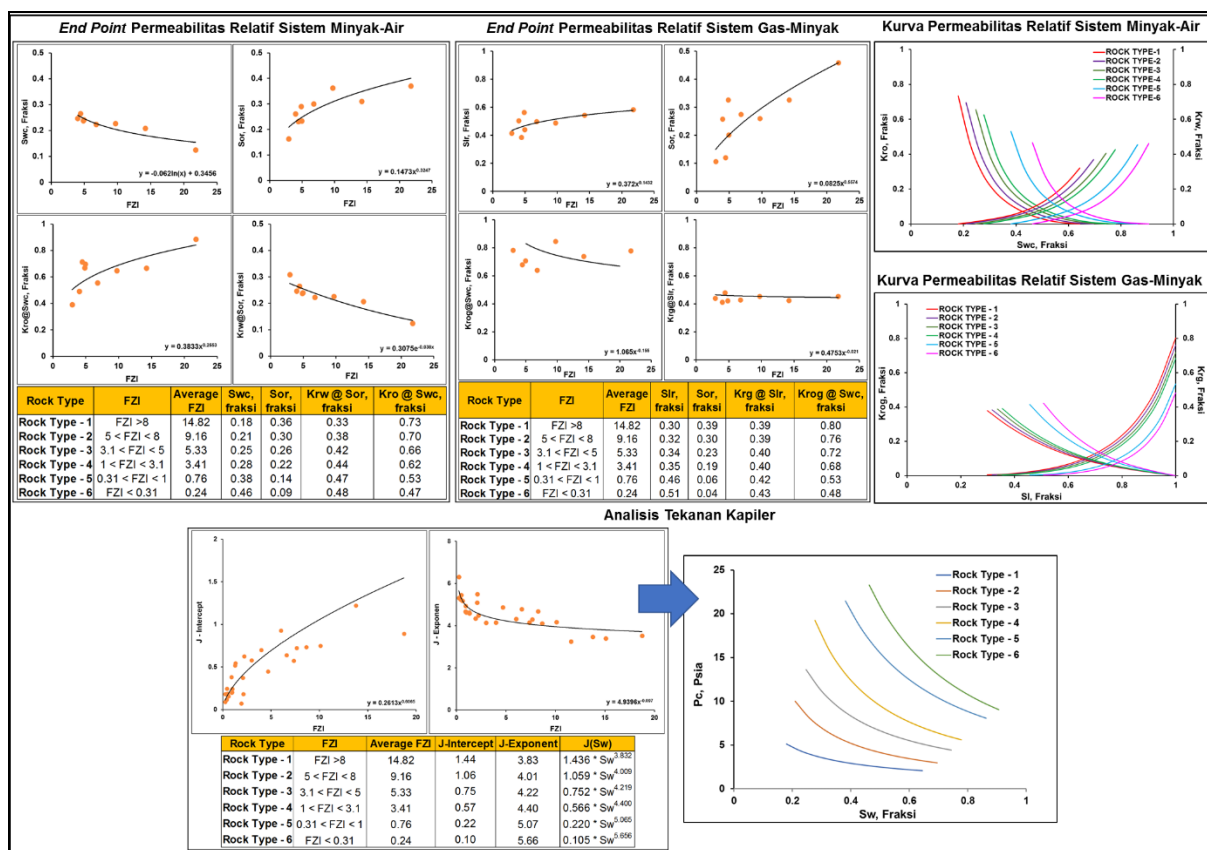
Hubungan antara porositas dengan permeabilitas berdasarkan data *core* rutin ditunjukkan oleh **Gambar 7(A)**, memperlihatkan distribusi data yang tersebar (*scatter*), sehingga perlu dilakukan pengelompokan tipe batuan (*rock type*) dengan menggunakan metode *log flow zone indicator (FZI) vs kumulatif FZI probability* yang berdasarkan pada ukuran leher pori (*pore throat*). Pengelompokan tipe batuan dengan mempertimbangkan perubahan *trend FZI* pada setiap nilai kumulatif *FZI probability*, ditunjukkan oleh **Gambar 7(B)**. Pada Lapangan "A", pengelompokan tipe batuan dapat disederhanakan menjadi 6 *rock type*, ditunjukkan pada **Gambar 7 (C)**.

Analisis *core* spesial meliputi analisis permeabilitas relatif dan analisis tekanan kapiler, ditunjukkan pada **Gambar 8**. Dalam analisis permeabilitas relatif, diperlukan penentuan nilai maksimal dan minimal dari setiap nilai saturasi dan permeabilitas relatif (*end point*). Selanjutnya, persamaan hubungan saturasi fluida dan permeabilitas relatif ditentukan dengan proses normalisasi. Persamaan pada grafik normalisasi digunakan sebagai dasar melakukan denormalisasi berdasarkan nilai *end point* setiap *rock type*.

Pengolahan data tekanan kapiler menggunakan metode pendekatan *J-Intercept* dan *J-Exponent* untuk menentukan perpotongan grafik tekanan kapiler ( $P_c$ ) dengan nilai saturasi air ( $S_w$ ) minimum. Setelah itu, ditentukan persamaan *J-Function* atau  $J(S_w)$  berdasarkan nilai *J-Intercept* dan *J-Exponent* pada setiap *rock type*. Berdasarkan persamaan  $J(S_w)$  diperoleh nilai tekanan kapiler untuk setiap nilai saturasi air ( $S_w$ ) pada setiap *rock type*.



Gambar 7. Analisis Core Rutin Lapangan "A" (SEKL, 2018)



Gambar 8. Analisis Core Spesial Lapangan "A" (SEKL, 2018)

**Analisis Well Log**

Interpretasi kuantitatif data *well log* terdiri dari *log Gamma Ray* (GR), *Resistivity*, *Neutron* dan *Density*, yang selanjutnya divalidasi dengan data *core* dan data *test* produksi. Pada Lapangan "A" terdapat 18 sumur dengan ketersediaan data *well log*. Analisis *well log* menghasilkan nilai parameter kandungan lempung (Vsh), porositas ( $\phi$ ), permeabilitas (k), saturasi air (Sw), dan *net to gross ratio* (NTG). Nilai *a*, *m* dan *n* yang digunakan pada analisis diperoleh dari hasil analisis laboratorium sampel batuan pada sumur A-3X, dengan nilai *a* = 1, *m* = 1.77 dan *n* = 2.2.

Sebelum tahap penentuan kandungan lempung, dilakukan normalisasi *log gamma ray* pada lapisan S1-S11 Formasi Lama dengan mengacu pada sumur A-3X sebagai sumur referensi, dengan hasil nilai GR persentil yang

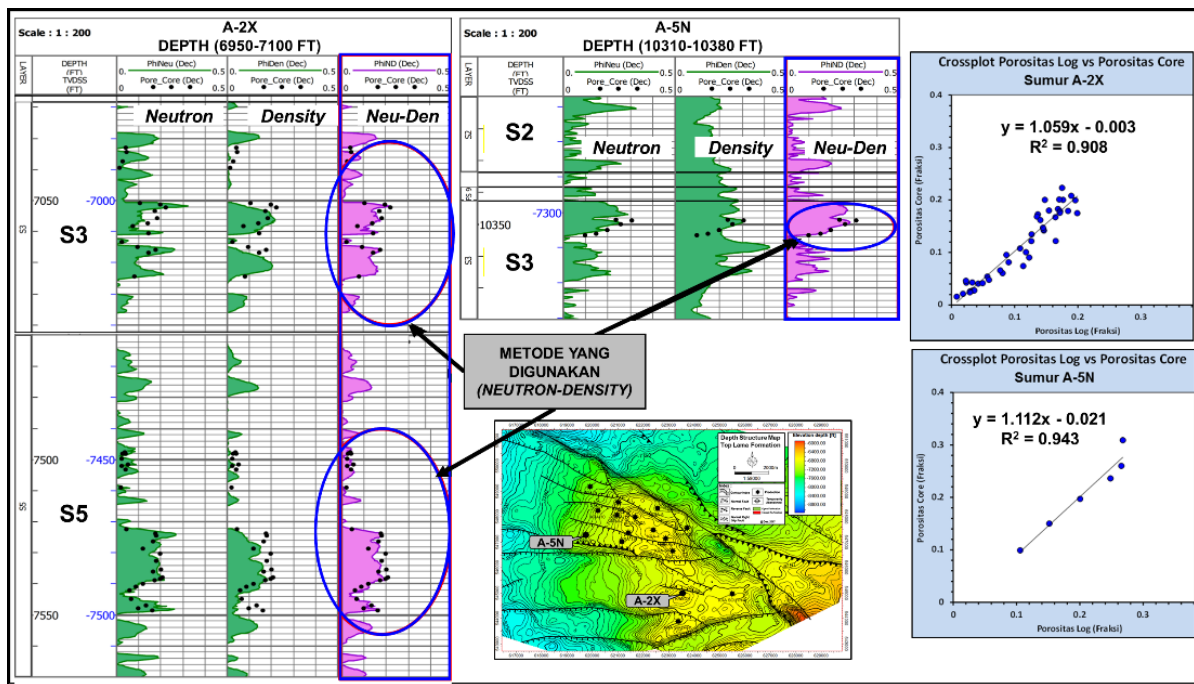


digunakan untuk *sand* 2% adalah 17.95 API dan untuk *shale* 98% adalah 113.93 API. Selanjutnya, nilai  $V_{sh}$  dari *Gamma Ray* ditentukan berdasarkan penarikan garis *clean-baseline* dan *shale-baseline*, yang bergantung pada nilai  $GR_{min}$  dan  $GR_{max}$ . Analisis tersebut menghasilkan nilai  $GR_{Sand}$  sebesar 17.95 API dan  $GR_{Shale}$  sebesar 113.93 API.

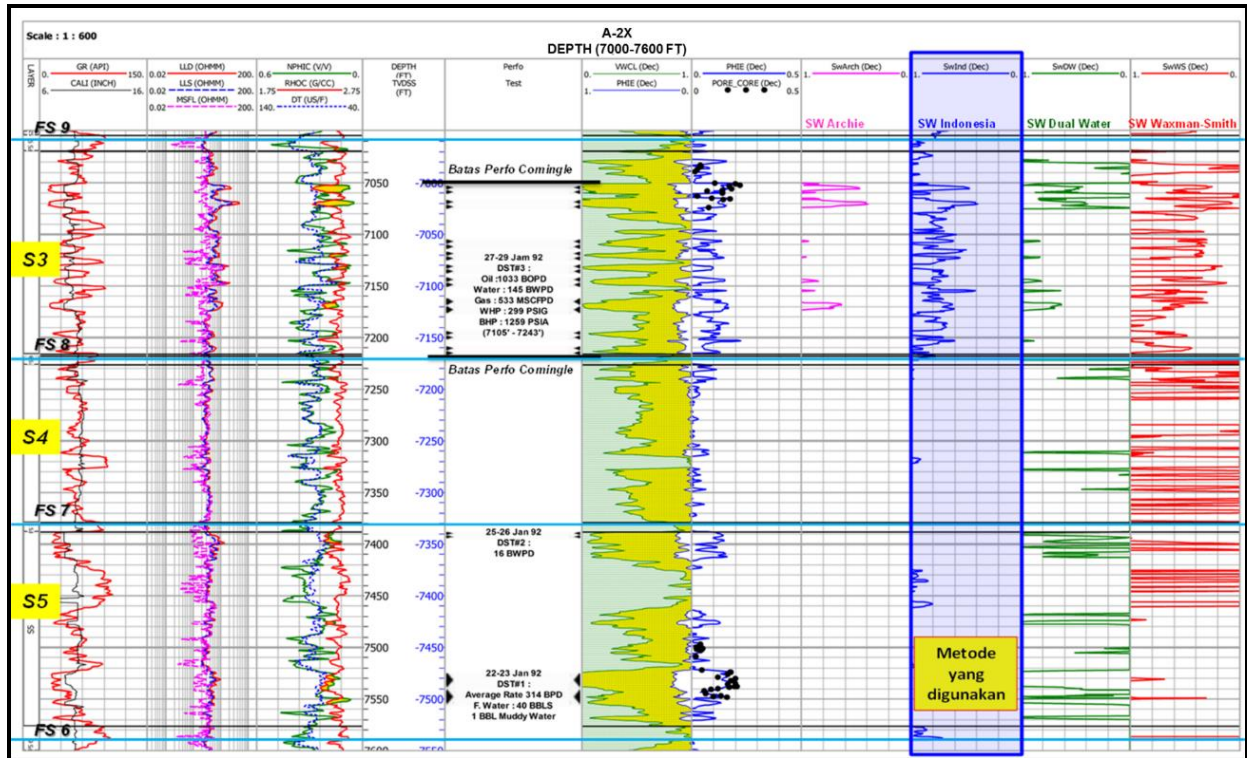
Pada Lapangan “A”, perhitungan porositas dilakukan menggunakan *log* porositas yang tersedia, yaitu *log Neutron* dan *Density*, sehingga analisis dapat dilakukan menggunakan metode *Neutron*, metode *Density*, dan metode *Neutron-Density*. **Gambar 9**, memperlihatkan contoh perbandingan hasil perhitungan porositas pada Sumur A-2X dan Sumur A-5N. Secara kualitatif, metode *Neutron-Density* menunjukkan tingkat kesesuaian yang terbaik terhadap nilai porositas dari data *core*.

Data analisis air di Lapangan “A” terdapat pada sumur A-2X dari pengukuran *Drill Stem Test* (DST), dengan menggunakan pendekatan metode *Pickett Plot-Hingle Plot* dan *Rwa*. Berdasarkan hasil analisis yang diintegrasikan dengan data *test* produksi, nilai *Rw* berdasarkan metode *Rwa* (0.36 ohm-m) sesuai dengan data *test* produksi pada lapisan S1-S4 Formasi Lama, sedangkan nilai *Rw* berdasarkan metode *Hingle Plot-Pickett Plot* (0.93 ohm-m) sesuai dengan data *test* produksi pada lapisan S5-S11 Formasi Lama.

Perhitungan saturasi air dapat dilakukan dengan beberapa metode, yaitu metode Archie, Waxman-Smith, Dual Water, dan Indonesia. Hasil penentuan saturasi air pada Lapangan “A” yang telah divalidasi dengan data *test* produksi memperlihatkan bahwa metode Indonesia paling sesuai digunakan di Lapangan “A”. **Gambar 10**, menunjukkan contoh perbandingan penentuan saturasi air berdasarkan metode Archie, metode Indonesia, metode Dual Water dan metode Waxman-Smith pada sumur A-2X.

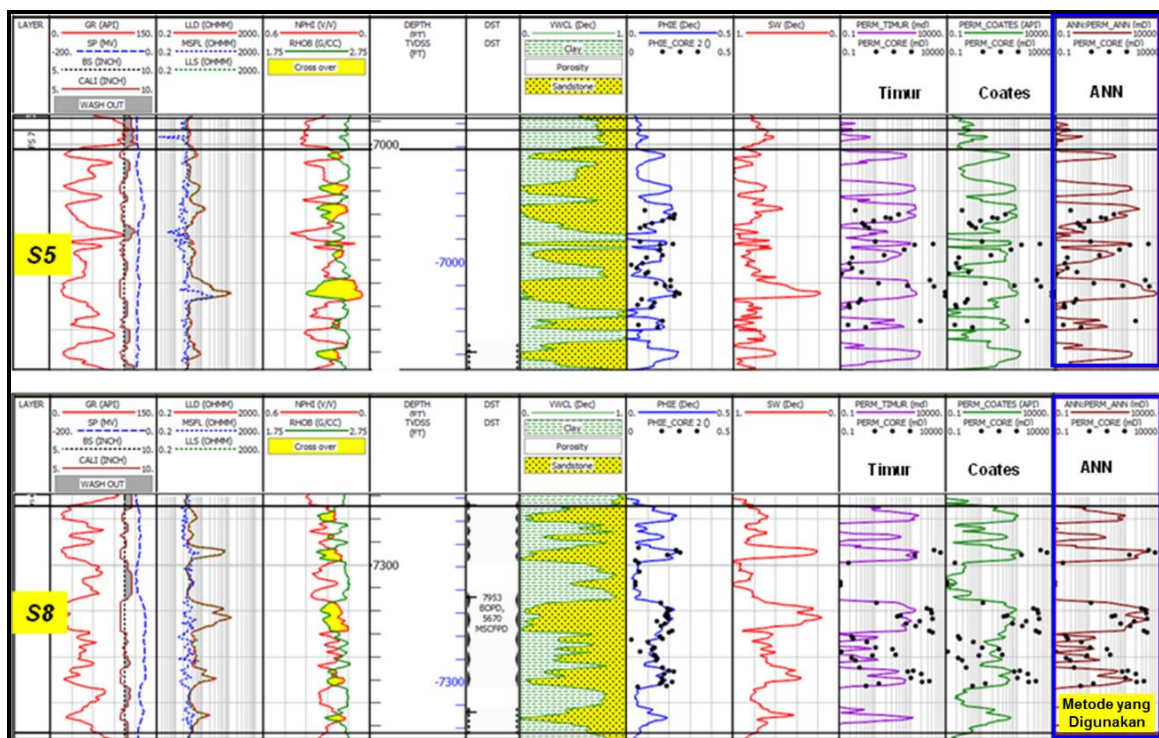


Gambar 9. Analisis Penentuan Porositas (SEKL, 2018)



Gambar 10. Analisis Penentuan Saturasi Air (SEKL, 2018)

Penentuan permeabilitas menggunakan 3 metode, yaitu metode Timur, Coates, dan *Artificial Neural Network* (ANN). Contoh perbandingan penentuan permeabilitas dengan metode Timur, Coates, dan ANN pada Sumur A-3X ditunjukkan oleh **Gambar 11**. Secara kualitatif, metode yang paling sesuai untuk digunakan di lapangan “A” adalah metode ANN. Penentuan permeabilitas dengan menggunakan metode ANN menghasilkan korelasi antara permeabilitas *core* terhadap permeabilitas hasil prediksi pada setiap sumur.

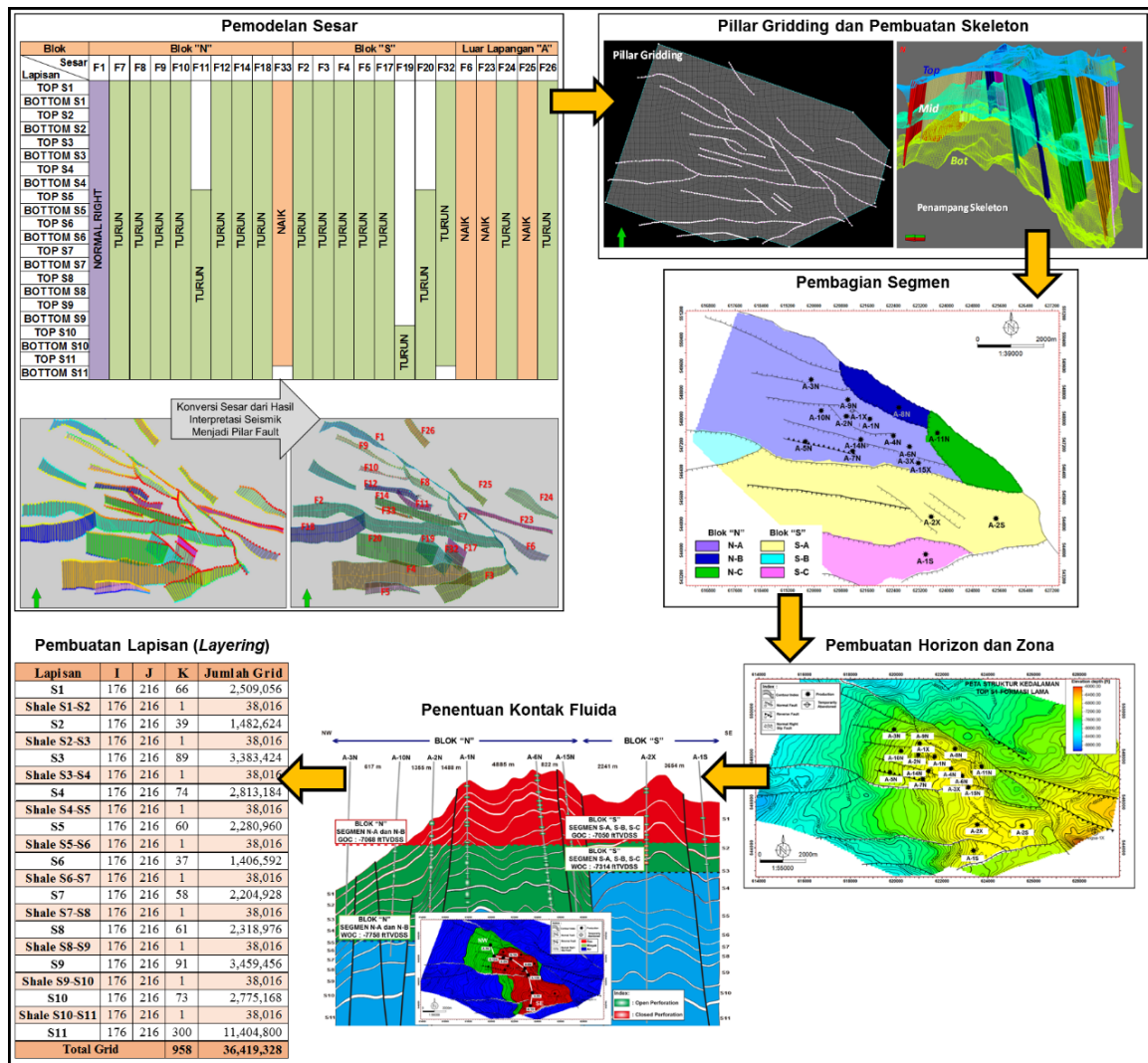


Gambar 11. Analisis Penentuan Permeabilitas (SEKL, 2018)

### Pemodelan Geologi Statik

Pemodelan geologi statik atau pembuatan model geologi 3 dimensi (3D) pada Lapangan “A” dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak Petrel. Pemodelan geologi 3D pada Lapangan “A” dilakukan pada 11 lapisan reservoir (S1-S11) di Formasi Lama, baik pada Blok “N” maupun Blok “S”. Secara garis besar pemodelan geologi statik Lapangan “A” dibagi menjadi 4 tahap utama, yaitu pemodelan struktur, pemodelan properti, *upscale* model (*fine to coarse grid*), dan perhitungan cadangan volumetrik.

Pemodelan struktur merupakan proses pembuatan kerangka reservoir secara 3D. Tahapan dari pemodelan struktur meliputi pemetaan bawah permukaan, pemodelan sesar, *pillar gridding*, pembuatan segmen, pembuatan horizon dan zona, penentuan kontak fluida, dan pembuatan lapisan (*layering*). **Gambar 12.**, menunjukkan proses pemodelan struktur.



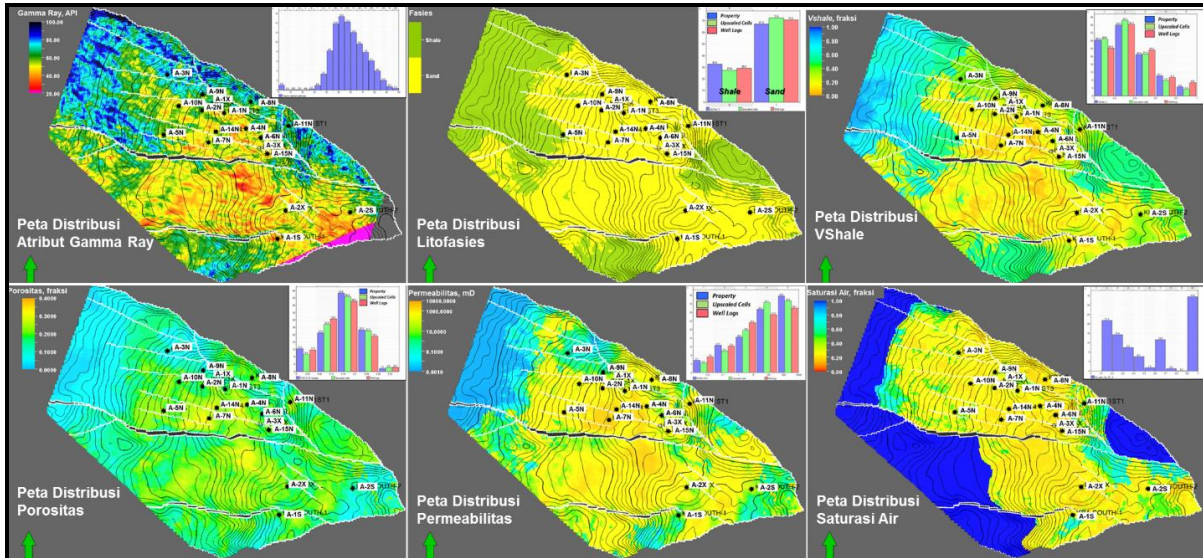
Gambar 12. Proses Pemodelan Struktur pada Model Geologi Statik

Pemodelan properti bertujuan untuk mengisi kerangka reservoir hasil dari proses pemodelan struktur dengan properti reservoir berdasarkan integrasi hasil analisis atribut seismik geofisika dan analisis sifat fisik batuan. Pemodelan properti reservoir meliputi pemodelan fasies, *Vshale*, porositas, permeabilitas dan saturasi air. **Gambar 13.**, menunjukkan hasil pemodelan properti model geologi statik.

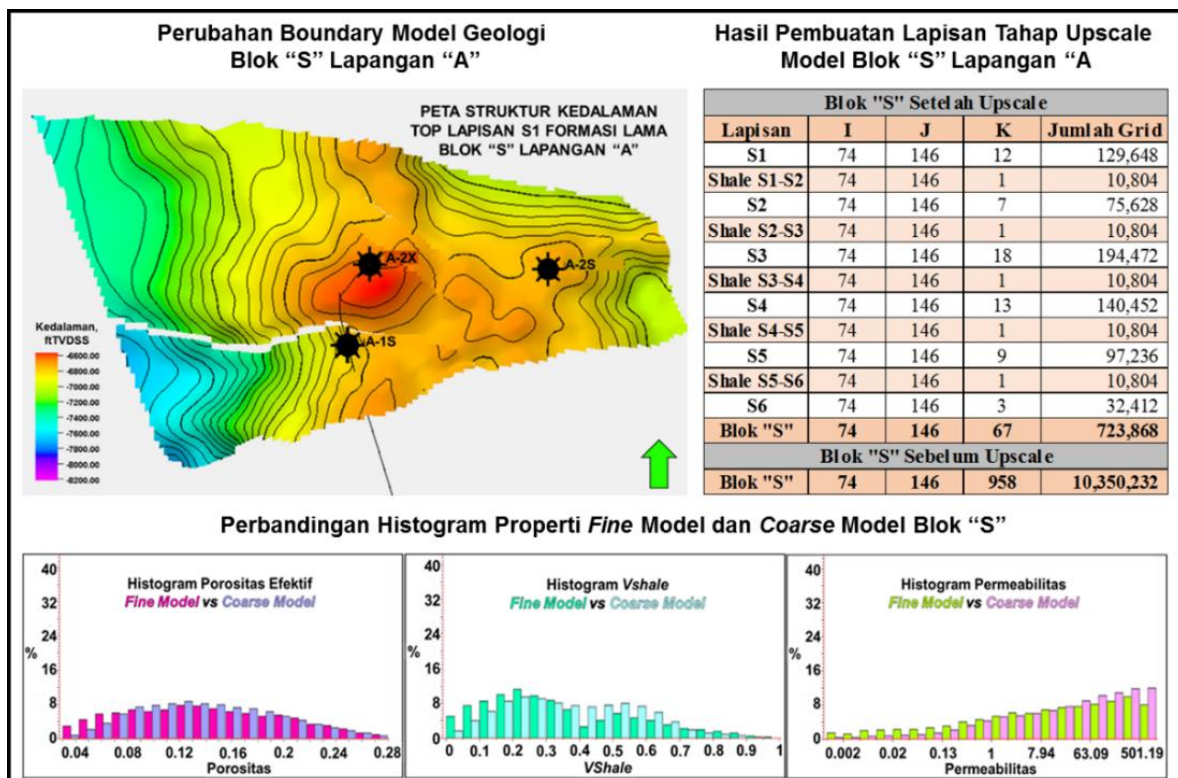
*Upscale* model bertujuan untuk mengurangi jumlah *grid* pada model geologi 3D dengan melakukan pembuatan *coarse* model. Hal ini berkaitan dengan efisiensi pada tahapan pemodelan dinamis atau simulasi reservoir, karena jumlah *grid* yang terlalu besar akan memperpanjang waktu *running* simulasi pada tahap *history matching*. *Upscale* model melalui 2 tahap, yaitu *scale-up* struktur dan *scale-up* properti.



Pada Lapangan “A”, proses *upscale* model diawali dengan memisahkan Blok “N” dan Blok “S”. Pemisahan kedua blok mempertimbangkan luasan Lapangan “A” yang besar, serta mempertimbangkan target pengembangan Lapangan “A” pada penelitian ini yang difokuskan pada Blok “S”. Tahapan selanjutnya adalah penentuan jumlah lapisan (*layer*) Formasi Lama pada Blok “S” Lapangan “A” dengan menggunakan algoritma tambahan untuk menghasilkan jumlah *grid* yang optimum, tanpa menghilangkan heterogenitas reservoir. Hasil proses *upscale* model geologi statik Lapisan S1-S5 Formasi Lama, Blok “S”, Lapangan “A” ditunjukkan pada Gambar 14.



Gambar 13. Hasil Pemodelan Properti pada Model Geologi Statik



Gambar 14. Hasil Upscale Model Geologi Statik

Perhitungan cadangan volumetrik minyak dan gas pada Lapangan “A” menggunakan metode volumetrik, dan berdasarkan pada klasifikasi cadangan menurut *Society of Petroleum Engineers* (SPE, 2001). Properti yang digunakan pada perhitungan cadangan volumetrik adalah *net to gross ratio* (NTG) dan porositas efektif yang

telah melalui tahapan *cut-off* pada analisis petrofisik, saturasi air, kedalaman kontak fluida, dan faktor volume formasi mula-mula (Boi dan Bgi) berdasarkan analisis PVT. Pada Blok “S”, nilai Bgi adalah 0.0055 RCF/SCF dan Boi sebesar 1.59 RB/STB.

Pada Blok “S” Lapangan “A” berdasarkan hasil analisis kontak fluida, minyak dan gas terdapat pada lapisan S1-S5 Formasi Lama. Perhitungan cadangan volumetrik dilakukan pada *fine model* dan *coarse model*. Hasil perhitungan cadangan volumetrik pada *coarse model* akan dibandingkan dengan *fine model* sebagai validasi, dengan perbedaan cadangan volumetrik harus bernilai di bawah 5%. Hasil perhitungan cadangan volumetrik minyak dan gas pada *fine model* dan *coarse model* Blok “S” ditunjukkan oleh **Tabel 1**.

Tabel 1. Cadangan Volumetrik Minyak dan Gas Blok “S” Lapangan “A”

Cadangan Volumetrik	Fine Model	Coarse Model	Perbedaan (%)
OGIP (BSCF)	375.93	<b>372.66</b>	0.87
OOIP (MMBBL)	213.42	<b>216.64</b>	1.51

### Pemodelan Geologi Dinamik (Simulasi Reservoir)

Simulasi reservoir adalah suatu proses matematik yang digunakan untuk memprediksikan perilaku reservoir dengan menggunakan suatu model yang diasumsikan memiliki sifat-sifat yang mirip dengan keadaan reservoir sebenarnya. Simulasi reservoir juga merupakan tahapan validasi dari model geologi 3D statik.

Pada penelitian ini, simulasi reservoir hanya dilakukan pada model geologi Blok “S” sebagai fokus target pengembangan, dengan menggunakan *coarse model* dari hasil pemodelan geologi statik. Pemodelan dinamik reservoir menggunakan perangkat lunak Eclipse. Simulasi reservoir meliputi tahap inialisasi serta penyesuaian data tekanan dan produksi (*history matching*). **Tabel 2.** Menunjukkan karakteristik model simulasi reservoir pada Blok “S” Lapangan “A”.

Tabel 2. Karakteristik Model Simulasi Reservoir Blok “S” Lapangan “A”

Total Grid	( I x J x K )	Cell Grid, m	Waktu Running	Datum Depth, ft	Datum Pressure, psia	GOC, ft	WOC, ft
723,868	74 x 146 x 267	50 x 50	±5 Jam	7085	3221	7050	7314

Tahapan inialisasi meliputi proses *input* model geologi statik, termasuk di dalamnya data properti batuan (porositas, permeabilitas, NTG), *rock type* dari hasil analisis *core*, data sifat fisik fluida reservoir, serta data sumur (sejarah tekanan, sejarah produksi, sejarah perforasi, dan konfigurasi sumur). Inialisasi merupakan penyesuaian cadangan volumetrik kondisi mula-mula pada model simulasi reservoir dengan nilai cadangan volumetrik yang diperoleh dari pemodelan geologi statik. Tahapan inialisasi tercapai jika perbedaan cadangan volumetrik (OOIP dan OGIP) antara model simulasi dengan model geologi statik bernilai di bawah 1%. Hasil inialisasi model simulasi reservoir Blok “S” Lapangan “A” ditunjukkan oleh **Tabel 3**.

Tabel 3. Hasil Inialisasi Model Simulasi Reservoir Blok “S” Lapangan “A”

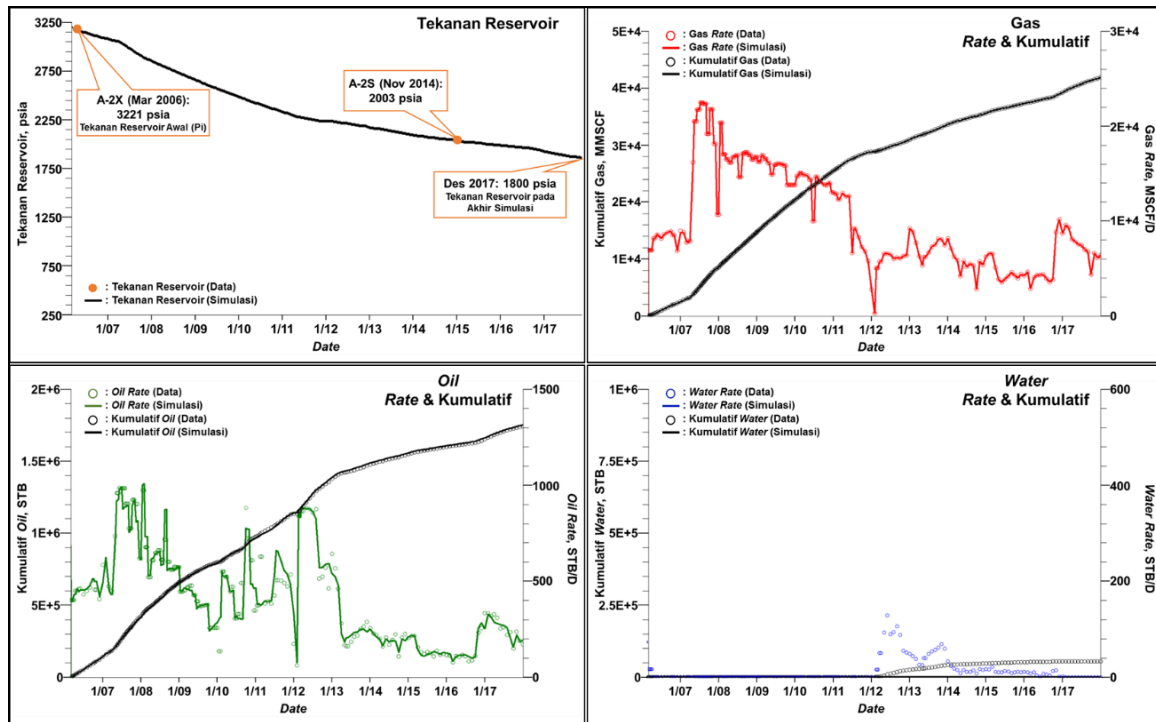
Parameter	Model Geologi Statik (Coarse Model)	Model Simulasi Reservoir	Perbedaan, %
OOIP, MMSTB	216.64	216.60	0.02
OGIP, BSCF	372.66	370.12	0.68
Tekanan Reservoir, psia	3221	3225.13	0.13

Penyesuaian sejarah tekanan dan produksi bertujuan untuk menyesuaikan tekanan dan produksi pada model simulasi reservoir dengan data tekanan reservoir setiap sumur di Blok “S” Lapangan “A”. Dengan demikian, dapat diperoleh distribusi saturasi fluida pada kondisi terakhir (Desember 2017) untuk kemudian dilakukan penentuan lokasi potensi sumur pengembangan. Hasil penyesuaian tekanan reservoir pada Blok “S” Lapangan “A” menunjukkan *trend* yang sama dengan data sejarah tekanan reservoir.

Tahap penyesuaian sejarah produksi (*history matching*) bertujuan untuk menyesuaikan laju produksi (gas, *liquid*, minyak dan air) antara hasil simulasi reservoir dengan data produksi aktual Blok “S” Lapangan “A”. Pada simulasi reservoir Blok “S” Lapangan “A”, laju produksi gas digunakan sebagai *constraint*. Hasil tahapan penyesuaian tekanan dan produksi Blok “S” Lapangan “A” ditunjukkan pada **Gambar 15**.

Penyesuaian tekanan dan produksi menghasilkan distribusi saturasi fluida dan tekanan. Selanjutnya, dilakukan *export* peta distribusi *flow zone indicator* (FZI), *net to gross ratio* (NTG), dan saturasi minyak yang dapat diproduksi atau *movable oil saturation* ( $S_{om}$ ) pada kondisi mula-mula (*initial*, Maret 2006) dan pada kondisi

terakhir (*end of history matching*, Desember 2017). Berdasarkan peta-peta tersebut, dilakukan penentuan lokasi potensi sumur pengembangan.



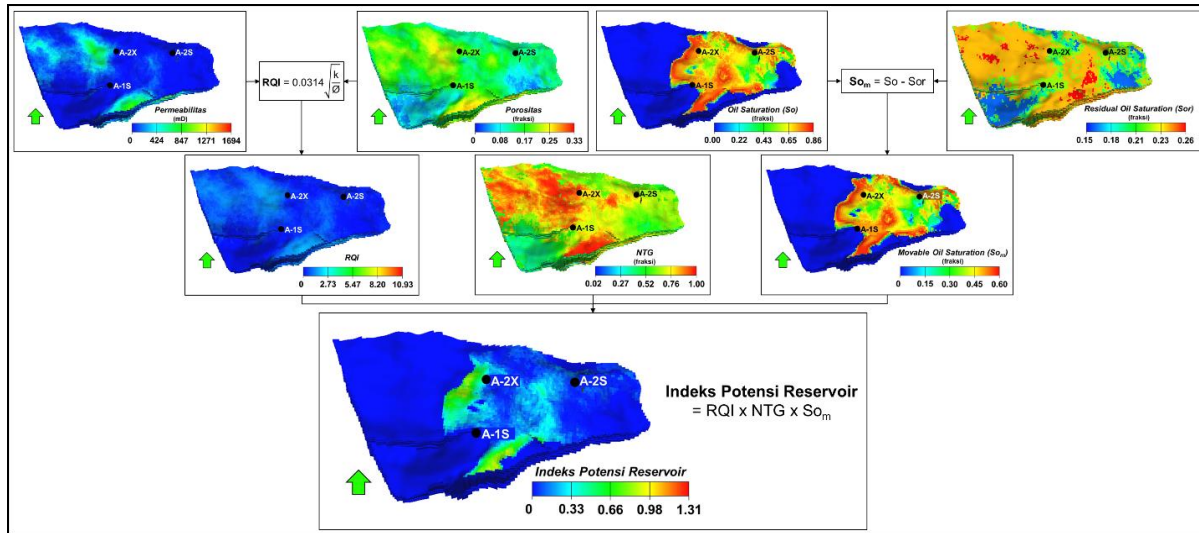
Gambar 15. Hasil Penyelarasan Tekanan dan Produksi Simulasi Reservoir

### Pemetaan Indeks Potensi Reservoir

Pemetaan indeks potensi reservoir dilakukan dengan mengkombinasikan beberapa peta, yaitu peta *reservoir quality index* (RQI), *net to gross ratio* (NTG), dan *movable oil saturation* ( $S_{om}$ ). Peta RQI dan NTG diperoleh dari model statik, yang kondisinya tidak mengalami perubahan pada kondisi *initial* maupun pada kondisi *end of history matching*. Peta  $S_{om}$  merupakan peta yang menunjukkan saturasi minyak yang masih dapat diproduksi, sehingga peta  $S_{om}$  yang digunakan adalah pada kondisi *end of history matching* (Desember 2017) yang diperoleh dari hasil simulasi reservoir.

Penelitian ini menargetkan produksi minyak, sehingga nantinya lokasi potensi sumur pengembangan berada pada lokasi-lokasi yang masih memiliki saturasi minyak yang berpotensi diproduksi. Nilai indeks potensi reservoir yang semakin besar menggambarkan potensi minyak yang semakin besar. Pemetaan indeks potensi reservoir untuk penentuan lokasi sumur pengembangan menargetkan zona minyak pada top lapisan S1-S5 Formasi Lama di Blok "S" Lapangan "A", contoh untuk Lapisan S4 ditunjukkan oleh **Gambar 16**.





Gambar 16. Pemetaan Indeks Potensi Reservoir Lapisan S4 Formasi Lama

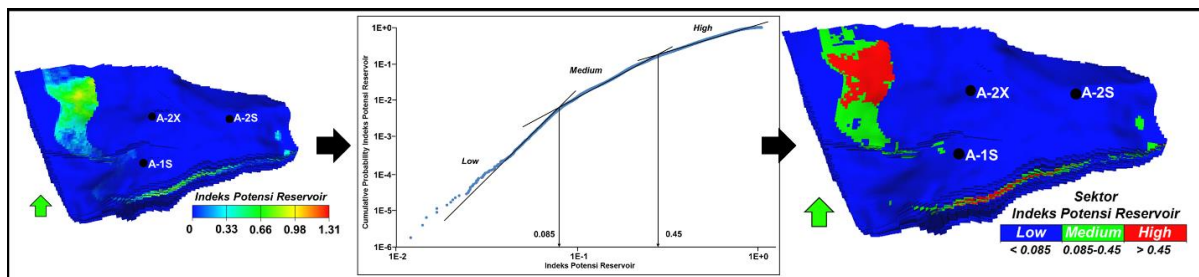
**Sektorisasi Indeks Potensi Reservoir**

Analisis sektorisasi bertujuan untuk memudahkan proses penentuan lokasi potensi sumur pengembangan berdasarkan pada indeks potensi reservoir. Penggunaan indeks potensi reservoir pada penentuan lokasi potensi sumur pengembangan telah mempertimbangkan kemampuan reservoir untuk menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon yang ditunjukkan dengan nilai RQI, jenis litologi batuan reservoir yang digambarkan dengan nilai NTG, dan keberadaan minyak pada reservoir yang masih dapat diproduksi, digambarkan dengan parameter  $So_m$ .

Dalam penelitian ini, akan ditentukan tiga kategori sektorisasi, yaitu *low*, *medium* dan *high*. Ketiga kategori sektorisasi menggambarkan tingkat potensi suatu area pada reservoir, dengan lokasi sumur pengembangan ditentukan pada lokasi dengan kategori *high*.

Analisis pemetaan indeks potensi reservoir menghasilkan nilai indeks potensi pada setiap *grid* dalam model statik dan simulasi reservoir. Selanjutnya, nilai indeks potensi reservoir pada setiap *grid* dianalisis dalam grafik antara *log* indeks potensi reservoir vs *cumulative probability*, dan ditarik suatu garis untuk memisahkan *trend* data antara kategori *low*, *medium*, dan *high*. Perubahan penarikan *trend* data menunjukkan batas-batas pengelompokan indeks potensi reservoir.

Proses dan hasil peta sektorisasi indeks potensi reservoir menjadi 3 kategori ditunjukkan oleh **Gambar 17**. Hasil sektorisasi dicontohkan pada top Lapisan S1 Formasi Lama. Berdasarkan hasil sektorisasi indeks potensi reservoir, diperoleh kategori *low* pada indeks potensi reservoir < 0.085, kategori *medium* pada indeks potensi reservoir 0.085 – 0.45, dan kategori *high* pada indeks potensi reservoir > 0.45.



Gambar 17. Sektorisasi Indeks Potensi Reservoir

**HASIL**

**Lokasi Potensi Sumur Pengembangan**

Penentuan lokasi potensi sumur pengembangan pada lapisan S1-S5 Formasi Lama Blok “S” Lapangan “A” berdasarkan pada peta hasil sektorisasi indeks potensi reservoir setiap lapisan. Indeks potensi reservoir pada penentuan lokasi potensi sumur pengembangan telah mempertimbangkan aspek statik (porositas, permeabilitas, NTG) dan aspek dinamik ( $So_m$ ), sehingga lokasi sumur pengembangan direncanakan berada pada lokasi dengan nilai indeks potensi reservoir tinggi, yang berdasarkan proses sektorisasi masuk dalam kategori *high*, ditunjukkan dengan area berwarna merah. Lokasi potensi sumur pengembangan Formasi Lama Blok “S”

Lapangan “A” ditentukan berdasarkan analisis sektorisasi peta indeks potensi reservoir ditunjukkan oleh **Gambar 18**.

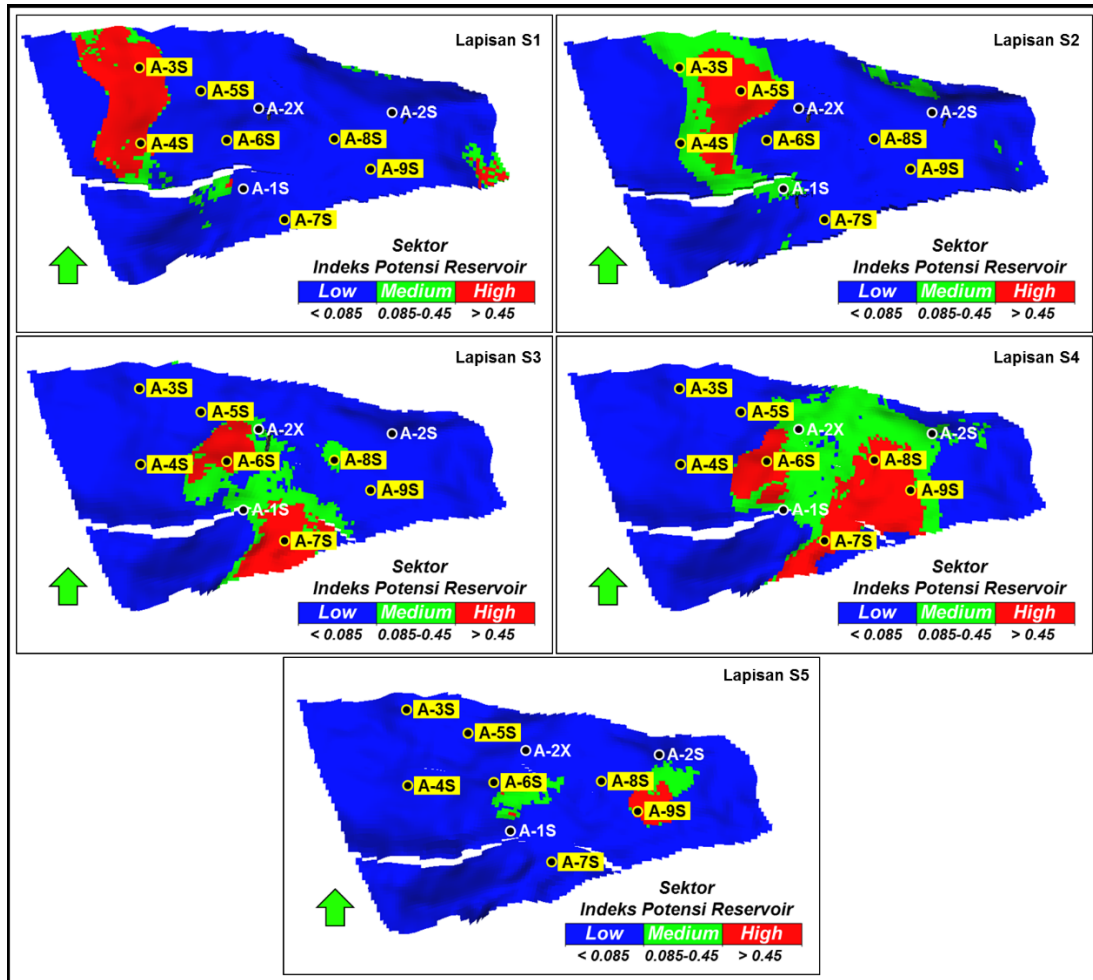
#### **Forecast Produksi Sumur Pengembangan**

*Forecast* produksi sumur pengembangan merupakan tahap terakhir dari penelitian ini. *Forecast* produksi dilakukan pada 7 sumur pengembangan, sesuai dengan target lapisan yang direncanakan. Tahapan ini juga dapat berfungsi sebagai tahapan evaluasi penentuan lokasi sumur pengembangan. Pada penelitian ini, terdapat 2 skenario *forecast*, yaitu skenario *basecase* dan skenario pengembangan. *Forecast* dilakukan sejak bulan Januari 2018 hingga Desember 2028. Rangkuman perolehan minyak dan gas dari hasil simulasi reservoir untuk skenario *basecase* dan skenario pengembangan ditunjukkan oleh **Tabel 4**. Hasil *forecast* tekanan dan produksi Blok “S” Lapangan “A” ditunjukkan oleh **Gambar 19**.

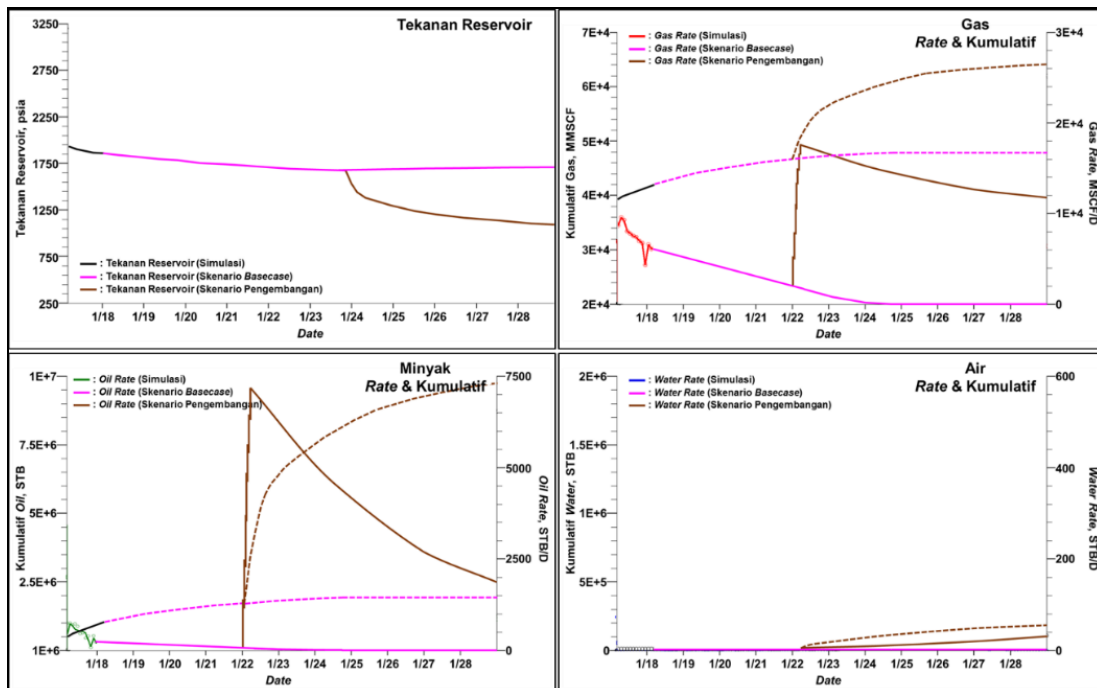
Berdasarkan hasil *forecast* yang telah dilakukan, 7 sumur pengembangan dari hasil penentuan lokasi potensi sumur pengembangan seluruhnya terbukti memproduksi minyak dari hasil simulasi reservoir, dan mampu menambah perolehan minyak di Blok “S” Lapangan “A” sebesar 7.89 MMSTB dibandingkan dengan skenario *basecase*. Dengan demikian, penentuan lokasi potensi sumur pengembangan yang telah dilakukan sudah sesuai.

Tabel 4. Perolehan Minyak dan Gas Skenario *Basecase* dan Pengembangan Blok “S” Lapangan “A”

No	Skenario	Cadangan		Simulasi Reservoir		Penambahan Produksi		Recovery Factor	
		OGIP	OOP	Gas	Minyak	Gas	Minyak	Gas	Minyak
		BSCF	MMSTB	BSCF	MMSTB	BSCF	MMSTB	%	%
1	<i>History Matching</i> (Desember 2017)	372.66	216.64	41.93	1.76	-	-	11.25	0.81
2	<i>Basecase</i> (Desember 2028)			47.97	1.98	-	-	12.87	0.91
3	<b>Pengembangan</b> (Desember 2028)			64.13	9.87	16.16	7.89	17.21	4.56



Gambar 18. Lokasi Sumur Pengembangan Overlay Peta Sektorisasi Indeks Potensi Reservoir



Gambar 19. Hasil Forecast Produksi Sumur Pengembangan Formasi Lama Blok "S" Lapangan "A"



## KESIMPULAN

1. Reservoir hidrokarbon pada Formasi Lama, Blok "S", Lapangan "A" diinterpretasikan berumur Eosen Akhir-Oligosen, terendapkan pada lingkungan *supratidal fresh water fluvio lacustrine*, dengan litologi dicirikan oleh perselingan batupasir, *shale* dan batulanau. Struktur geologi yang mengontrol di Lapangan "A" adalah sesar geser turun yang berarah relatif Baratlaut-Tenggara (NW-SE), serta sesar-sesar turun yang berarah Baratlaut-Tenggara (NW-SE), yang merupakan produk dari proses tektonik pada periode *syn-rift*.
2. Penentuan lokasi potensi sumur pengembangan berdasarkan pada peta distribusi indeks potensi reservoir, yang merupakan perkalian dari *reservoir quality index* (RQI), *net to gross ratio* (NTG), dan *movable oil saturation* ( $S_{om}$ ) pada kondisi *end of history matching* (Desember 2017). Pada Formasi Lama, Blok "S", Lapangan "A", nilai indeks potensi reservoir berkisar antara 0 - 1.31. Nilai indeks potensi reservoir yang semakin besar menggambarkan potensi minyak yang semakin besar.
3. Berdasarkan hasil pemetaan indeks potensi reservoir dilakukan sektorisasi model geologi. Pada Formasi Lama, Blok "S", Lapangan "A", lokasi sumur pengembangan ditentukan pada lokasi dengan kategori *high*, dengan nilai indeks potensi reservoir berkisar antara 0.45 – 1.31.
4. Berdasarkan hasil sektorisasi model geologi reservoir hidrokarbon pada Formasi Lama, Blok "S", Lapangan "A", dilakukan penentuan lokasi potensi 7 sumur pengembangan.
5. Hasil *forecast* produksi sumur pengembangan menunjukkan semua sumur pengembangan terbukti memproduksi minyak berdasarkan hasil simulasi reservoir, dan mampu menambah perolehan minyak di Blok "S" Lapangan "A" sebesar 7.89 MMSTB dibandingkan dengan skenario *basecase*.

## DAFTAR PUSTAKA

- Hakim, M.R., Naiola, M.Y.Y., Simangunsong, Y.R.A., Laya, K.P., Muda, T.Y.W., 2008. *Hydrocarbon Play of West Natuna Basin and Challenge for New Exploration Related to Structural Setting and Stratigraphic Succession*. Proceedings of Indonesian Petroleum Association (IPA) 32<sup>nd</sup> Annual Convention.
- Obeta, C., Dhanhani, O.A., Tee, A., Al Shehhi, B.D., Qi, Z., Li, D., Brantferger, K., 2016. *Strategies and Best Practices for Selecting Reservoir Sector Schemes to Manage Offtake in a Waterflood*. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Society of Petroleum Engineers. SPE-183018-MS.
- Pollock, R.E., Hayes, J.B., Williams, K.P., Young, R.A., 1984. *The Petroleum Geology of the KH Field, Kakap, Indonesia*. Proceedings of Indonesian Petroleum Association (IPA) 13<sup>th</sup> Annual Convention.
- Redjoso, M.T., Ariadji, T., 2013. *Kuantifikasi Ketidakpastian Pengembangan Lapangan Secara Terintegrasi Surface dan Subsurface dengan Menggunakan Desain Eksperimental*. Jurnal Teknologi Minyak dan Gas Bumi, Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia. Vol.4, p. 66-85.
- SEKL, 2018. *Dokumen Plan of Further Development (POFD) Lapangan "A"*.
- SKK Migas, 2019. *Buletin SKK Migas, Edisi Desember 2019*. Vol. 80, p. 6.