

## **Analisis *Petroleum System* dan Risiko Geologi Di Lapisan TAF 3.2 Lapangan AP Kompleks Formasi Cibulakan Bawah Sub Cekungan Jatibarang Pada Dalaman Cipunegara**

Agustina Prihantini<sup>(1,a)\*</sup>, M. Syaifudin<sup>(1)</sup>, Dedy Kristanto<sup>(2)</sup>

<sup>1</sup> Program Studi Magister Teknik Geologi, Universitas Pembangunan Nasional Veteran Yogyakarta

<sup>2</sup> Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Pembangunan Nasional Veteran Yogyakarta

<sup>a)</sup> E-mail: [agustinaprihantini@yahoo.co.id](mailto:agustinaprihantini@yahoo.co.id)

Diterima (29 Oktober 2020), Direvisi (6 November 2020)

**Abstract** North West Java is one of the main oil regions in Indonesia. Geologically, the West Java region is located on the land side of the North West Java basin which is one of the back-arc basins in West Indonesia. The North West Java Basin, which is divided into three sub basins, namely Ciputat Sub Basin, Pasir Putih Sub Basin and Jatibarang Sub Basin. The petroleum system in North West Java developed from the Early Oligocene to the Plio-pleistocene. The Lower Cibulakan Formation of the Jatibarang Basin has good potential as a source rock because the source rock area is ideal for supplying hydrocarbons to structural structures found in the higher areas around the sub basin. The risk assessment in petroleum exploration is carried out to estimate the probability of discovery which takes into account the risks playing an important role in petroleum exploration, not only at the prospect level but also at the level of play. The Otis and Schneidermann geological risk measurement method is a simple method used to determine the probability of geological risk. Based on the results of petroleum system analysis and geological risk analysis on the TAF layer 3.2 AP Complex Field which has good potential and low risk so that the field can be developed by conducting infill drilling to maximize the exploitation of hydrocarbons.

**Keywords:** Geological risk assessment, North West Java, Probability

**Abstrak** Jawa Barat Utara merupakan salah satu daerah perminyakan utama di Indonesia. Secara geologis, wilayah Jawa Barat terletak di bagian darat dari cekungan Jawa Barat Utara yang merupakan salah satu dari serangkaian cekungan busur belakang di Indonesia Barat. Cekungan Jawa Barat Utara, dimana dibagi menjadi tiga sub cekungan yaitu Sub Cekungan Ciputat, Sub Cekungan Pasir Putih dan Sub Cekungan Jatibarang. Petroleum system di Jawa Barat Utara berkembang dari Oligosen Awal hingga Plio-pleistosen. Formasi Cibulakan Bawah Sub Cekungan Jatibarang memiliki potensi yang baik sebagai batuan induk dikarenakan area batuan induk ideal untuk memasok hidrokarbon ke perangkap struktur yang ditemukan di area yang lebih tinggi di sekitar sub cekungan. Penilaian risiko dalam eksplorasi minyak bumi dilakukan untuk memperkirakan probabilitas penemuan yang mana penilaian risiko memerankan peran penting dalam eksplorasi minyak bumi, tidak hanya ditingkat prospek tetapi juga ditingkat *play*. Metode penilaian risiko geologi Otis dan Schneidermann merupakan metode yang paling sederhana yang digunakan untuk menentukan probabilitas risiko geologi. Berdasarkan hasil analisis petroleum system dan analisis risiko geologi pada lapisan TAF 3.2 Lapangan AP Kompleks yang memiliki potensi baik dan berisiko rendah sehingga lapangan tersebut dapat dikembangkan dengan melakukan infill drilling untuk memaksimalkan dalam eksploitasi hidrokarbon.

**Kata Kunci:** Jawa Barat Utara, Penilaian risiko geologi, Probabilitas.

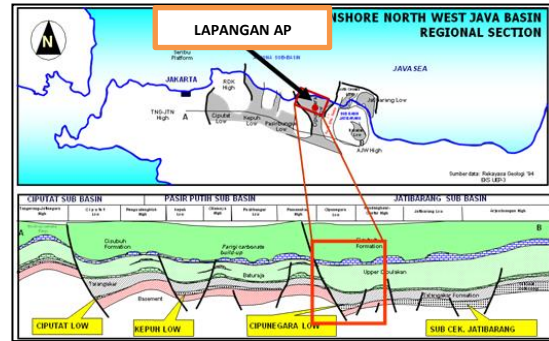
---

## PENDAHULUAN

Jawa Barat Utara merupakan salah satu daerah perminyakan utama di Indonesia. Sumber daya hidrokarbon terdapat di beberapa sub cekungan yang berlokasi di pulau Jawa dan daerah lepas pantai Jawa Barat Utara dan Tenggara Sumatera yang salah satunya adalah Sub Cekungan Jatibarang [5]. Pada tahun 1989, *Chevron Overseas Petroleum Inc*, mengembangkan manajemen proses untuk membandingkan berbagai peluang eksplorasi global secara seragam dan konsisten. Proses tersebut berkembang menjadi metode yang efektif untuk merencanakan program eksplorasi berdasarkan penggabungan peringkat prospek, alokasi anggaran, dan manajemen teknologi dan produk akhirnya adalah proses yang berkesinambungan dan terintegrasi dalam penilaian risiko geologi, distribusi probabilistik dari volume prospek hidrokarbon, perencanaan teknik pembangunan dan prospek ekonomi[6]. Berdasarkan metode Otis dan Schneidermann, dalam penelitian ini akan dilakukan analisis risiko geologi pada sumur-sumur eksploitasi di Lapisan TAF 3.2 Lapangan AP kompleks di Formasi Cibulakan Bawah pada Dalam Cipunegara Sub Cekungan Jatibarang yang hasilnya dapat digunakan dalam pengembangan lapangan.

### Geologi Regional

Secara geologis, wilayah Jawa Barat terletak di bagian darat dari cekungan Jawa Barat Utara yang merupakan salah satu dari serangkaian cekungan busur belakang di Indonesia Barat. Cekungan Jawa Barat Utara, dimana dibagi menjadi tiga sub cekungan yaitu Sub Cekungan Ciputat, Sub Cekungan Pasir Putih dan Sub Cekungan Jatibarang (**Gambar 1**).



**Gambar 1.** Peta Tektonik Regional dan Skema Struktur Cross Section Barat – Timur

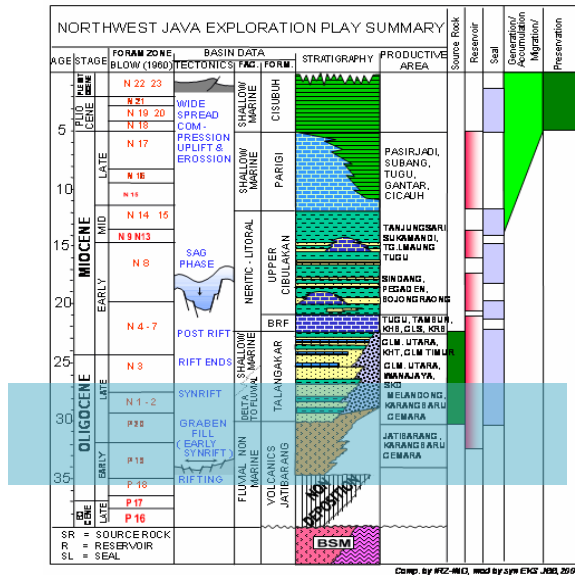
Pada daerah penelitian ini, Lapangan AP Kompleks secara regional terletak di Sub Cekungan Jatibarang pada Dalam Cipunegara. Dalam Cipunegara merupakan rendahan yang sangat luas yang dibatasi oleh Tinggian Pamanukan di sebelah barat dan Tinggian Kandang Haur ke arah timur. Sistem *Graben* pada Lapangan AP kompleks terletak antara *trend* Tinggian Pamanukan-Bojongraong dan *trend* Tinggian Kandanghaur-Gantar. Lapangan AP kompleks berada sekitar 110 km di sebelah barat – barat laut kota Cirebon dan termasuk ke dalam wilayah kerja Field Subang (Gambar 2.1). Lapangan AP dioperasikan oleh PT Pertamina EP Asset 3. Lapangan AP kompleks terdiri dari Struktur Wanajaya, Curug Jati, Jati Asri, Jati Sinta dan Jati Rimba.

### Stratigrafi Regional

Urutan sedimen tersier dari sub cekungan Jatibarang umur berkisar dari Eosen ke Kuarternar [1]. Setiap urutan sedimen dapat digambarkan sebagai berikut: Formasi Jatibarang (Paleosen ke Awal-Oligosen), Formasi Talang Akar (Oligosen Akhir hingga Miosen Awal), Formasi Baturaja (Miosen Awal), Formasi Cibulakan Atas (Miosen Awal Menengah), Formasi Parigi (Miosen Akhir), Formasi Cisubuh (Miosen Akhir hingga Kuarternar). Potensi batuan induk di Formasi Talang Akar berkembang cukup baik di sub cekungan Jatibarang, dimana ketebalannya

bervariasi dari 100 m hingga 300 m. Sub cekungan Jatibarang adalah area dapur yang ideal untuk memasok hidrokarbon ke perangkap struktur yang ditemukan di area yang lebih tinggi di sekitar sub cekungan. Patahan dikaitkan berfungsi sebagai jalur migrasi menuju reservoir yang lebih muda dari Formasi Talang Akar. Stratigrafi Jawa Barat Utara yang digunakan oleh Pertamina EP Asset 3 seperti pada **Gambar 2** dan formasi yang dianalisis dalam penelitian ini adalah Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF). Dari kolom stratigrafi dapat dilihat di formasi tersebut terdapat batuan induk, batuan reservoir dan lapisan penutup.

oleh Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF) bagian atas dan Formasi Cibulakan Tengah (Eq. BRF) dengan pengendapan pada lingkungan delta hingga marine. Fase sagging dicirikan oleh Cibulakan Atas dan Formasi Parigi yang didominasi oleh batugamping tumbuh pada daerah tinggian. Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF) pada umumnya merupakan endapan deltaik. Reservoir batupasir Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF) yang terbukti mengandung hidrokarbon umumnya merupakan fasies channel dan bar, perlapisan tidak menerus. Hal ini yang menyebabkan produksi dari lapisan-lapisan tersebut tidak berlangsung lama.



Gambar 2. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara[8]

Secara tektonostratigrafi sedimen pengisi Cekungan Jawa Barat utara khususnya di Lapangan AP Kompleks dapat dibagi menjadi tiga satuan yaitu endapan synrift, endapan postrift dan endapan sagging. Pada fase synrift diendapkan Formasi Jatibarang / Pre-Talangakar Eq. (V-JTB/Pre-TAF Eq) dan kemudian Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF) bagian bawah. Pada fase ini berkembang sesar-sesar basement yang berupa sesar-sesar turun berarah relatif timurlaut-baratdaya (NE-SW) yang mengontrol pengendapan sedimen saat itu di lingkungan terrestrial. Fase postrift ditandai

### Petroleum System Jawa Barat Utara

Elemen utama yang dibutuhkan untuk membentuk suatu *petroleum system* adalah *source rock* yang matang, jalur migrasi, batuan reservoir, mekanisme jebakan dan tutupan [5].

#### 1). Source Rock

Terdapat tiga *source rock* utama pada Cekungan Jawa Barat Utara yaitu lempung lakustrin (*oil-prone*) yang dicerminkan oleh Formasi Banuwati atau Formasi Jatibarang; batubara fluvial delta dan lempung (minyak dan gas ) yang dicerminkan oleh Formasi Talang Akar Atas; lempung laut (gas bakteri) yang dicerminkan oleh Formasi Parigi dan Formasi Cisubuh [5].

#### 2). Reservoir

Semua Formasi dari Jatibarang sampai Parigi merupakan interval dengan sifat fisik reservoir yang baik sehingga banyak lapangan mempunyai daerah dengan cadangan yang berlipat. Cadangan terbesar adalah yang mengandung batupasir pada *Main* atau *Massive* dan Formasi Talang Akar [5]. Selain itu, minyak telah diproduksi dari rekahan volkanoklastik dari Formasi Jatibarang [1].

#### 3). Penutup

Lapisan penutup atau lapisan penudung merupakan lapisan kedap yang dapat

menghambat atau menutup jalannya hidrokarbon. Formasi yang bertindak sebagai lapisan penutup utama adalah Formasi Cisubuh karena Formasi ini memiliki litologi yang kepad yang cocok sebagai penghalang bagi hidrokarbon untuk bermigrasi lebih lanjut.

#### 4). Trap

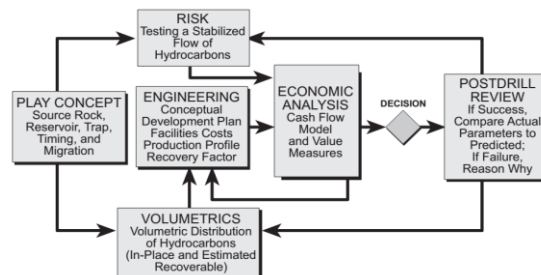
Tipe jebakan di semua petroleum system Cekungan Jawa Barat Utara sangat mirip. Hal ini disebabkan evolusi tektonik dari semua cekungan sedimen sepanjang batas selatan dari Kraton Sunda, tipe struktur geologi dan mekanisme jebakan yang hampir sama. Bentuk utama struktur geologi adalah dome anticlinal yang lebar dan jebakan dari blok sesar yang miring. Pada beberapa daerah dengan reservoir reef build up, perangkap stratigrafi juga berperan [5].

#### 5). Migrasi

Pada Cekungan Jawa Barat Utara, saluran utama untuk migrasi lateral lebih banyak berupa celah batupasir yang mempunyai arah utara-selatan dari Formasi Talang Akar dan mirip dengan orientasi sistem batupasir dalam anggota Main atau Massive (Formasi Cibulakan Atas). Sesar menjadi saluran utama untuk migrasi vertikal dengan transportasi yang cepat dari cairan yang bersamaan waktu dengan periode tektonik aktif dan pergerakan sesar [5].

#### Analisis Keberhasilan RisikoGeologi

Semua perkiraan nilai didasarkan pada volume hidrokarbon, risiko geologi, dan produktivitas dan perilaku reservoir, didasarkan pada karakteristik geologi dari hidrokarbon dan sifat geologi dari karakteristik reservoir dan perangkap [6]. Maka demikian diilustrasikan pada (Gambar 3). Berdasarkan penjelasan ini, risiko geologi dinilai, dan kemungkinan menemukan hidrokarbon yang diproduksi yang memberi nilai antara 0,01 dan 0,99.



Gambar 3. Proses evaluasi eksplorasi [6]

#### Penilaian Risiko

Risiko geologi dinilai dengan mempertimbangkan probabilitas bahwa berikut empat faktor independen dari konsep *play* yang ada.

1. Kehadiran bantuan induk yang matang ( $P_{Source}$ )
2. Kehadiran batuan reservoir ( $P_{reservoir}$ )
3. Kehadiran perangkap ( $P_{trap}$ )
4. Kehadiran suatu *timing* dan *migration* dari hidrokarbon dari batuan induk ke reservoir ( $P_{dynamics}$ )

Probabilitas keberhasilan geologi ( $P_g$ ) diperoleh dengan mengalikan probabilitas terjadinya masing-masing empat faktor dari konsep *play*.

$$P_g = P_{Source} \times P_{reservoir} \times P_{trap} \times P_{dynamics} \quad (1)$$

Jika salah satu dari faktor probabilitas tersebut adalah nol, probabilitas keberhasilan geologi adalah nol.

Lembar kerja penilaian risiko (Gambar 4) yang mencatat unsur-unsur penilaian dari faktor risiko, yang dinyatakan sebagai *unfavorable*, *questionable*, *neutral*, *encouraging* dan *favorable*.

Prospect: \_\_\_\_\_ Contract Area: \_\_\_\_\_  
 Country: \_\_\_\_\_ Basin: \_\_\_\_\_  
 HC Type: \_\_\_\_\_ Date: \_\_\_\_\_

**Risk Assessment Computation**

Probability of HC Discovery × Probability of HC Source × Probability of Reservoir Quality × Probability of Trap Integrity × Probability of Timing & Migration

Geologic Risk Factor = 1 / Probability of HC Discovery = \_\_\_\_\_

**Probability Factors**

**A. Source Evaluation:** Unfavorable | Questionable | Neutral | Encouraging | Favorable  
 1. Capacity for HC Charge  
 2. Source Rock Maturity  
 3. Other

**B. Reservoir Quality:** Unfavorable | Questionable | Neutral | Encouraging | Favorable  
 1. Presence  
 2. Quality (for stab. flow)  
 3. Other

**C. Trap Integrity:** Unfavorable | Questionable | Neutral | Encouraging | Favorable  
 1. Trap Definition  
 2. Trap Characteristics  
 3. Seal - Vertical & Lateral  
 4. Other

**D. Timing/Migration:** Unfavorable | Questionable | Neutral | Encouraging | Favorable  
 1. Timing  
 2. Migration Pathways  
 3. Preservation  
 4. Other

**For any Risk Factor, the "weakest" element determines the Risk**

< 0.30	Risk Factor contains unfavorable element(s)				
0.30-0.50	One or more elements questionable				
0.50	Elements unknown or no definitive data (Neutral)				
0.50-0.70	All elements at least encouraging to favorable				
>0.70	All elements well documented and encouraging to favorable				

Unfavorable	Questionable	Neutral	Encouraging	Favorable
0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
0.6	0.7	0.8	0.9	

Model based  
 Model supported by data/analog  
 Model fully documented by data from prospect area

Gambar 4. Lembar kerja penilaian risiko[6]

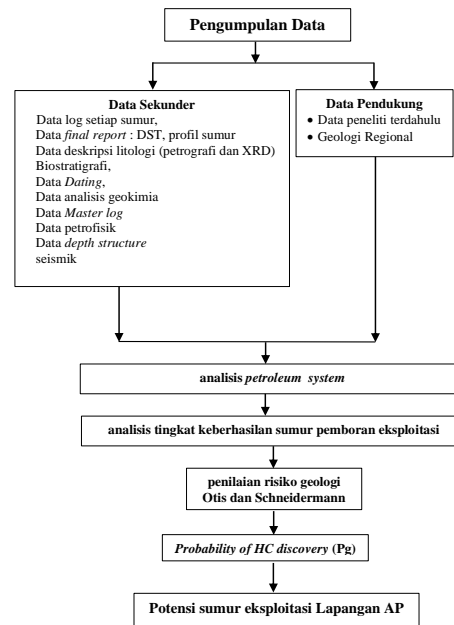
Selama 5 tahun terakhir, pemahaman tentang risiko telah berkembang menjadi lima kategori besar dan "aturan praktis" umum yang memungkinkan karakterisasi risiko dan mengurangi argumen tidak praktis atas angka-angka tertentu[6].

1. Risiko sangat rendah (Pg antara 0,5 dan 0,99, lebih baik dari 1:2).
2. Risiko rendah (Pg antara 0,25 dan 0,5, antara 1: 4 dan 1: 2).
3. Risiko sedang (Pg antara 0,125 dan 0,25, antara 1: 8 dan 1: 4).
4. Risiko tinggi (Pg antara 0,063 dan 0,125, antara 1:16 dan 1:8).
5. Risiko sangat tinggi (Pg antara 0,01 dan 0,063, lebih buruk daripada 1:16).

### METODOLOGI PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan mengacu pada penelitian [6].Data yang digunakan dalam penelitian terbagi menjadi data sekunder yang berasal dari empat sumur eksploitasi dan data penunjang, yaitu : data *sekunder* meliputi data log dari setiap sumur, data final report (DST, profil sumur), data deskripsi litologi (petrografi dan XRD),

biostratigrafi, data *dating*, data analisis geokimia, data *master log*, data petrofisik, data *depth structure*(Gambar 7) dan seismic, yang lebih detailnya ditunjukkan pada Gambar 5., dan data pendukung meliputi data peneliti terdahulu dan geologi regional. Penelitian dimulai dengan menganalisis data sekunder dan data pendukung untuk mengisi checklist penilaian risiko dengan memberi nilai 0 hingga 1 tergantung dengan ketersediaan dan kualitas data.

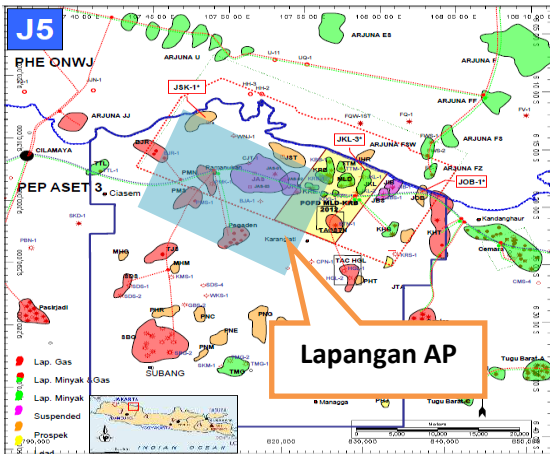


Gambar 5. Diagram Alir Penelitian

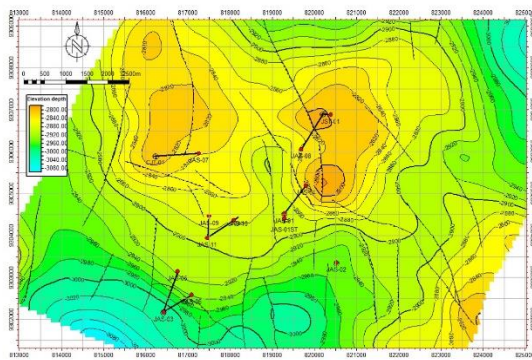
### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### Analisis Petroleum System

Analisis *petroleum system* yang dilakukan pada penelitian ini untuk mengetahui parameter *petroleum system* yang berpotensi pada daerah penelitian, dan lokasi penelitian pada Gambar 6.



Gambar 6. Peta lokasi penelitian



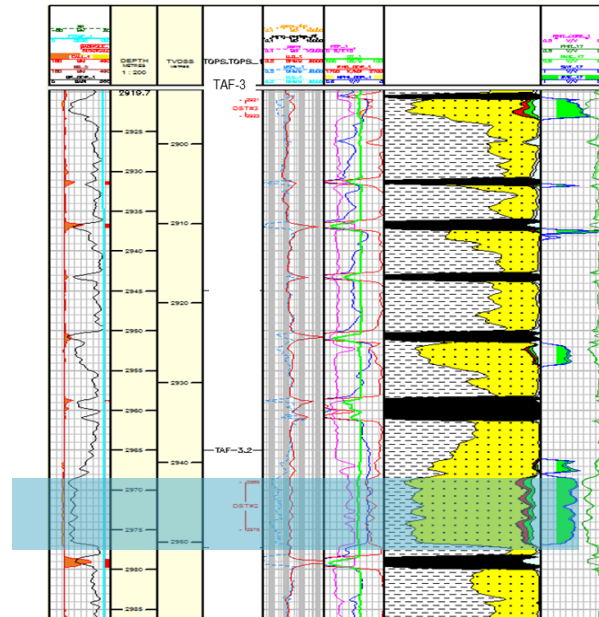
Gambar 7. Peta depth structure TAF 3.2

### Batuan Induk

Pada daerah penelitian batuan induk berada di lingkungan fluvial - delta. Batuan induk merupakan sumber hidrokarbon yang diperkirakan berasal dari serpih dan batubara pada Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF) yang mencapai *oil window* pada sekitar Miosen Tengah dengan kerogen tipe III (*Vitrinite/mix but mainly gas*) dan kerogen tipe II (*waxy sapropel/oil*). Batuserpih (*shale*) dari Formasi Jatibarang (Pre TAF) dan Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF) saat ini *proven* sebagai batuan induk yang menggenerasikan hidrokarbon dengan kandungan TOC *fair-excellent* (1% - 10%). Lapisan kajian yaitu Lapisan TAF-3.2 merupakan salah satu lapisan penghasil hidrokarbon.

Berdasarkan data *Typelog* Lapisan TAF 3.2 pada lapisan kajian terlihat adanya

batulempung, batupasir dan batubara, seperti pada Gambar 8. Batulempung dan batubara menunjukkan sebagai batuan induk atau batuan penghasil hidrokarbon dan batupasir menunjukkan sebagai batuan reservoir, sehingga dapat dibuktikan bahwa Lapisan TAF 3.2 bertindak sebagai batuan induk dan batuan reservoir.



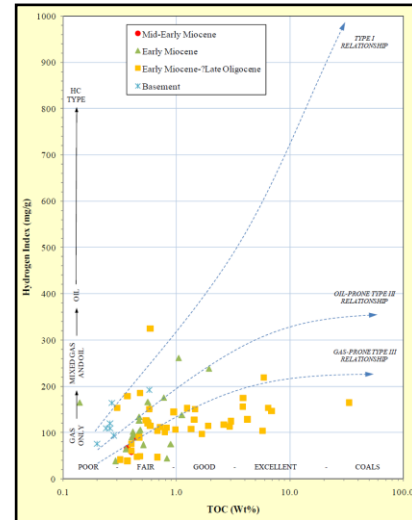
Gambar 8. Data *Typelog* Lapisan TAF 3.2 Pada Sumur TN-02

Dalam menentukan potensial batuan induk pada sumur TN-01 maka jumlah karbon organik [TOC] dan *rock eval pyrolysis* yang dilakukan pada *67 ditch cutting* dari interval 1960 - 3536 m, interval kedalaman yang dianalisis pada penelitian ini di umur Miosen Awal hingga Oligosen. 25 sampel *ditch cutting* dari interval 2670 - 3396 m ini didominasi oleh batulempung warna abu-abu, dan hitam. Nilai-nilai TOC menunjukkan *poor* hingga *excellent* mulai 0,37-6,46 wt %. Batubara dari 2986 m menunjukkan TOC 33,51 wt %. Hasil *rock eval pyrolysis* menunjukkan *poor* hingga *excellent* yang mana [S1+ S2, 0,37-13,31 mgHC/g rock]. Batubara menunjukkan potensi yang sangat baik pada 67,3 mgHC/g rock. Pada Gambar 9

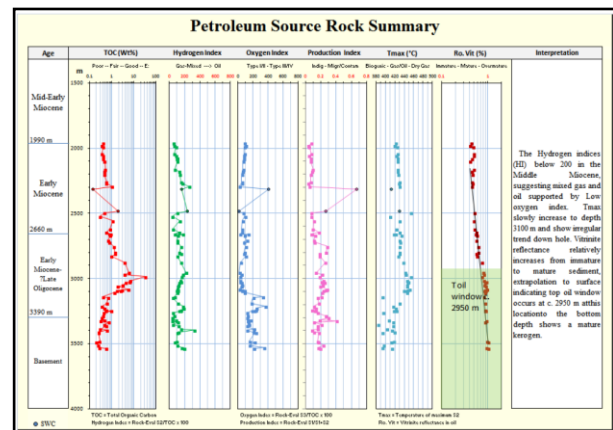
dibuktikan bahwa TOC pada sumur TN-01 nilainya *poor* hingga *excellent* dan indek hidrogen (HI) nya di bawah 200 mg/g dan menunjukkan *gas only* atau *gas prone* tipe III. Dalam ringkasan batuan induk pada sumur TN-01 seperti pada **Gambar 10**, pada kedalaman yang dianalisis yaitu interval kedalaman 2900 – 3000 m (yang dikotak hitam) yang mana berumur Miosen Awal hingga Oligosen Akhir. Pada sumur TN-01 ini *Top Oil Window*nya berada pada kedalaman 2950 m. Dalam ringkasan dipaparkan bahwa nilai TOCnya berkisar 4 - 6 (*fair - good*), indek hidrogen nilainya berkisar 100 - 200, indek oksigen nilainya berkisar 0 - 100, indek produksi nilainya berkisar 0,1 - 0,3 (*peak mature*); Tmax (°C) nilainya berkisar 440 – 450 (*peak mature*), dan % Ro nilainya berkisar 0,7 – 0,9 (*peak mature*). Dengan melihat **Gambar 11.**, yang menunjukkan grafik plot antara Tmax (°C) dengan indek hidrogen pada sumur TN-01. Kotak-kotak berwarna kuning pada grafik merupakan data pada umur Miosen Awal hingga Oligosen Akhir. Pada gambar tersebut dapat diketahui jika indek hidrogen nilainya di bawah 200 mg/g, Tmax nilainya 4153 – 456 (°C), dan rata-rata pada 435 – 450 (°C) sehingga dapat disimpulkan bahwa kerogennya tipe III.

**Potensi Batuan Reservoir**

Hidrokarbon yang tergenerasi bermigrasi dari dalaman (rendahan) menuju perangkap-perangkap struktural dan stratigrafi ke dalam *channel* batupasir Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF) dengan *intraformational sealing*. Terdapat 3 lapis batupasir pada Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF) yang menjadi reservoir utama pada Lapangan AP. Dari **Gambar 8.** terlihat pada lapisan TAF 3.2 terdapat juga batupasir yang menjadi batuan reservoir yang diendapkan pada lingkungan *interdistributary system (fluvio deltaic system)*.

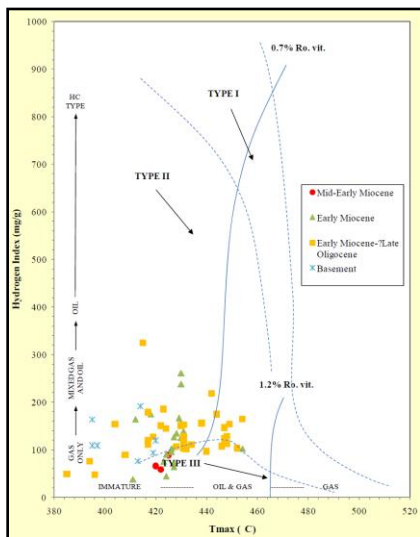


**Gambar 9.** Diagram van Krevelen, plot TOC dan indek hidrogen pada Sumur TN-01



**Gambar 10.** Ringkasan batuan induk pada Sumur TN-01

Batuan penutup pada Lapangan AP berupa serpih yang dijumpai pada Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF) sendiri *intraformational sealing* dan serpih dari Formasi Cibulakan Atas. Reservoir batupasir pada Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF) pada umumnya fasies *channel* dan *bar*, perlapisan tidak menerus. Hal ini menyebabkan produksi dari lapisan-lapisan tersebut tidak berlangsung lama. Hasil analisa petrografi pada lapisan TAF 3.2 merupakan batupasir dengan komposisi yang didominasi oleh kuarsa dan terdapat mineral aksesoris seperti *muscovite*, *detrital chlorite*, serta material organik karbon yang berada pada struktur laminasi.



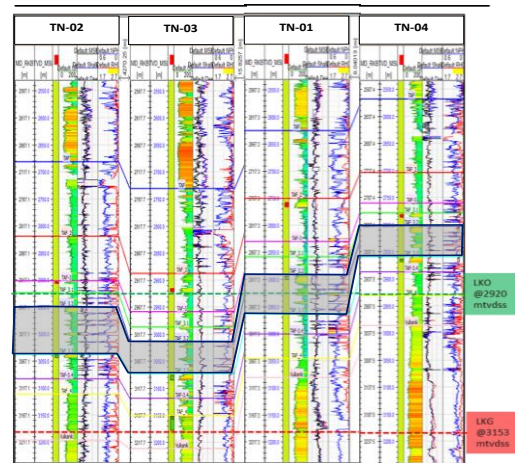
**Gambar 11.** Diagram van Krevelen, plot  $T_{max}$  dan indeks hidrogen pada sumur TN-01

Berdasarkan data-data rata-rata ketebalan reservoir, porositas, saturasi air dan *net to gross* (NTG), yang akan digunakan dalam penelitian ini berdasarkan dari data *Final Well Report* analisis petrofisik. Data-data tersebut akan gunakan sebagai acuan dalam mengetahui kualitas dari target reservoir yang mampu menampung hidrokarbon, seperti pada **Tabel 1**. Dari data di atas dapat diketahui bahwa sumur TN – 01 dan TN – 04 yang ditandai dengan kotak berwarna biru, memiliki kapasitas yang paling baik berdasarkan data ketebalan reservoir, porositas, saturasi air dan *net to gross*.

**Tabel 1.** Data - data *final well report* analisa petrofisik di TAF 3.2

Nama Sumur	Ketebalan Reservoir (m)	Porositas (v/v)	Saturasi Air (v/v)	Permeabilitas (mD)	Net to Gross
TN - 01	14,8	0,14	0,46	30,16	0,71
TN - 02	7,92	0,12	0,48	24,4	0,66
TN - 03	1,68	0,16	0,29	90,92	0,75
TN - 04	11,28	0,14	0,58	42,69	0,75

Korelasi sumuran secara struktural dan stratigrafi menunjukkan kemenerusan reservoir pada daerah telitian yang berarah barat laut - tenggara. Secara vertikal dapat dilihat pada **Gambar 12**, yang dari ketiga sumur yaitu TN-01, TN-02, dan TN-04 dapat dilihat adanya kemenerusan perlapisan reservoirnya dan pada sumur TN-02 terjadi penebalan reservoir.



**Gambar 12.** Korelasi struktural lapisan TAF-3.2

### Migrasi Hidrokarbon dan Tipe Perangkap

Jalur untuk migrasi hidrokarbon dapat terjadi lateral dan vertikal keluar dari sumber cekungan [5]. Migrasi lateral terjadi dalam unit stratal dengan permeabilitas horisontal yang baik, dan migrasi vertikal terjadi ketika prinsip arah migrasi adalah tegak lurus dengan perlapisan. Di Jawa Barat Utara, saluran utama untuk migrasi lateral adalah terutama *channel sand* utara-selatan dari Formasi Talang Akar, dan berorientasi serupa sistem pasir dalam Formasi *Main/Massive* (Cibulakan Atas). Migrasi hidrokarbon di Lapangan AP pada umumnya untuk obyektif Pre-TAF dan TAF dikontrol oleh migrasi primer pada Miosen Akhir, dari bagian rendah menuju tinggi. **Gambar 13.** menunjukkan arah migrasi hidrokarbon (Jatibarang dan Cipunegara – E15 *system*). Graben Cipunegara / E15 merupakan palung berarah *NNE-SSW* yang memanjang dan membentang dari daratan Jawa hingga ke wilayah lepas pantai. Migrasi dari graben ini



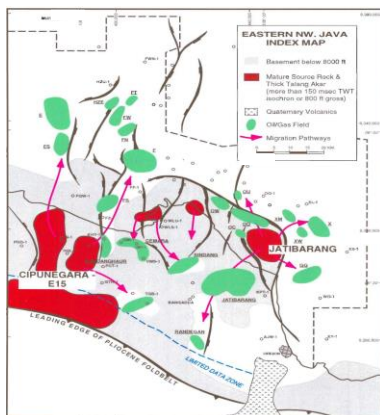
difokuskan ke arah utara menuju bidang-E (pada **Gambar 13**). Hidrokarbon juga bermigrasi ke sepanjang kandanghaur / *F-High trend*.

**Kandungan Hidrokarbon**

Berdasarkan data *drill stem test* (DST) dapat diketahui bahwa Lapisan TAF 3.2 pada Lapangan AP terdapat akumulasi hidrokarbon berupa gas dan kondensat. Hasil data DST pada masing-masing sumur mengindikasikan adanya kandungan gas dengan laju alir gasnya yang bisa dilihat pada **Tabel 2**.

**Tabel 2.** Data - data ringkasan analisis *drill stem test* di TAF 3.2

Well	Test	Status	Gas Rate (Mmscf/D)
TN-01	Drill stem Test	Gas Flow	0,58
TN-02	Drill stem Test	Gas Flow	2,2
TN-03	Drill stem Test	Gas Flow	0,467
TN-04	Drill stem Test	Gas Flow	3,765



**Gambar 13.** Arah migrasi hidrokarbon (Jatibarang dan Cipunegara – E15 system)[5]

**Petroleum Play**

Akumulasi hidrokarbon yang berkaitan dengan *petroleum system* berdasarkan kunci elemen yang meliputi : reservoir, perangkap, *seal*, batuan induk, kematangan dan pengisian [8]. Hasil dari *concept play* eksplorasi harus disesuaikan untuk memahami fitur geologi dengan lebih baik. Semua konsep tersebut dikompilasi, dianalisis, dikombinasikan dan dimodifikasikan untuk mencari peluang yang

baik dalam *concept play* eksplorasi *conventional* dan *unconventional* untuk mendapatkan minyak dan gas. Sehingga target eksplorasi tidak hanya terfokus di luar lapangan tetapi juga di area *brown field*. Selanjutnya untuk memperbaiki kunci eksplorasi dalam hubungannya dengan penerapan konsep ini dapat mempertahankan pertumbuhan cadangan di Jawa Barat.

Prospek Lapangan AP diidentifikasi dari intepretasi data seismik 3D yang diperoleh dari survey seismik pada tahun 2001. Indikasi hidrokarbon telah terbukti dari pemboran sumur TN – 01 pada Formasi Cibulakan Bawah (Eq.TAF) pada tahun 2014. Dimana salah satu hasil pemboran eksplorasi dan pengembangan, lapisan prospek pada Lapangan AP yaitu : batuan klastika Formasi Cibulakan Bawah (Eq.TAF). Berdasarkan hasil analisa kajian *upside potential* Formasi Cibulakan Bawah (Eq.TAF) merupakan lapisan *upside potential* secara horizontal, dengan melihat konfigurasi bawah permukaan dengan struktur-struktur sekitarnya yang terbukti menghasilkan hidrokarbon yang mana relatif mempunyai kesamaan dan berupa satu kesatuan dengan sub cekungan dan *petroleum system*, maka harapan keberhasilan lapisan *upside potential* lebih besar.Potensi batuan induk pada Formasi Cibulakan Bawah (Eq.TAF) berkembang setara cukup baik pada sub cekungan Jatibarang, dimana ketebalannya bervariasi dari 100 meter hingga 300 meter. Sub Cekungan Jatibarang adalah area dapur yang ideal dalam memasok hidrokarbon ke perangkat struktur pada daerah tinggian di sekitar sub cekungan. Patahan berfungsi sebagai jalur migrasi menuju reservoir yang lebih muda atau yang setara dengan Formasi Cibulakan Bawah (Eq.TAF).Batuan induk pada daerah kajian di Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF) yang berasal dari serpih dan batubara dengan kerogen tipe III dan tipe II yang merupakan endapan fluvial - delta. Batuan pada Lapisan kajian meliputi batulempung, batubara, dan batupasir yang merupakan salah satu lapisan utama yang menghasilkan

hidrokarbon, juga bertindak sebagai batuan reservoir. Data dari sumur TN-01 yang berumur Miosen Awal hingga Oligosen Akhir dibuktikan dari **Gambar 10, Gambar 11, dan Gambar 12**, yang menunjukkan *gas prone* tipe III, juga bisa dilihat pada data hasil DST pada keempat sumur kajian yaitu adanya aliran gas

Batuan reservoir pada lapisan kajian TAF 3.2 merupakan batupasir yang terendapkan pada sistem fluvial - delta yang memiliki nilai porositas dan permeabilitas rata-rata baik. Reservoir batupasir pada Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF) pada umumnya fasies *channel* dan *bar*, peralihan tidak menerus. Hal ini menyebabkan produksi dari lapisan-lapisan tersebut tidak berlangsung lama. Migrasi hidrokarbon pada lapangan kajian adalah migrasi primer pada Miosen Akhir dari bagian rendahan menuju tanggian dan migrasi lateral karena *channel sand*. Perangkat reservoirnya adalah perangkat struktur dengan fitur utama kubah antiklin yang luas dan perangkat dengan blok patahan miring. Mekanisme penyegelan untuk reservoir pada daerah kajian diharapkan tersedia dengan kehadiran *interlayered tuffaceous bed* sebagai *intraformation seal* dan *regional seal* pada Formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF) (*marine shale*). Kemungkinan kehadiran lateral *seal* pada Jatibarang akan bergantung pada perubahan fasies lateral.

### Penilaian Risiko Geologi

Dalam menganalisis risiko geologi dibutuhkan beberapa data dari masing-masing sumur kajian Sumur TN-01, TN-02, TN-03, dan TN-04 yang meliputi data *drill stem test* (DST), data petrografi, data biostratigrafi, dan data geokimia yang didapatkan dari *ditch cuttings sample* dan *rotary sidewall core*. Dalam pengisian penilaian risiko geologi yang diklasifikasikan berdasarkan *source rock, reservoir, trap, seal* dan *timing* serta *migration*. Jika data lengkap dan tersedia maka *range* nilai 0,5 hingga 0,8; tetapi jika data kurang lengkap atau tidak ada maka *range* nilai 0,1 hingga 0,4.

Penilaian risiko pada sumur kajian yaitu sumur TN-01, TN-02, TN-03 dan TN-04, merupakan penilaian *encouraging* yang berdasarkan data tidak langsung yaitu *show*, rembesan, dan analogi langsung dan penilaian *favorable* atau menguntungkan yang berdasarkan data langsung dari sumur-sumur kajian dan dibuktikan dengan data DST yang menunjukkan adanya aliran gas selama pengujian, sehingga sistem hidrokarbon terbukti dengan indeks potensi sedang hingga tinggi.

**Tabel 3.** Data - data *geology risk* pada masing-masing sumur kajian di TAF 3.2

LEAD		TN-01	TN-02	TN-03	TN-04
		B1	B1	B3	B3
<b>A. SOURCE ROCK</b>					
A-1. Capacity for HC charge (within basin area)					
A-1a. Thickness		0,7	0,7	0,7	0,7
A-1b. Area extent		0,7	0,7	0,7	0,7
A-1c. Number of distinct source horizons		0,7	0,7	0,7	0,7
A-1d. Correlability		0,7	0,7	0,7	0,7
A-1e. Volume/HC in area (Beds, well, traps)		0,7	0,7	0,7	0,7
A-1f. Organic richness (TOC, S1+S2, etc)		0,8	0,8	0,8	0,8
A-1g. SPI		0,7	0,7	0,7	0,7
A-1h. Kerogen type (Type I, II, III)		0,7	0,7	0,7	0,7
A-2. Source rock maturity		0,8	0,8	0,8	0,8
A-2a. Ro		0,8	0,8	0,8	0,8
A-2b. Tmax		0,8	0,8	0,8	0,8
A-2c. Other		0,8	0,8	0,8	0,8
<b>B. RESERVOIR</b>					
B-1. Presence					
B-1a. Lithology		0,8	0,8	0,8	0,8
B-1b. Distribution		0,7	0,7	0,7	0,7
B-1c. Descriptive notes (stratigraphic framework)		0,7	0,7	0,7	0,7
B-2. Quality (Capacity for stabilized flow)					
B-2a. Lateral continuity and extension		0,7	0,7	0,7	0,7
B-2b. Thickness and vertical cyclicity		0,7	0,7	0,8	0,7
B-2c. Heterogeneity		0,7	0,7	0,7	0,7
B-2d. Porosity range and types		0,8	0,7	0,8	0,8
B-2e. Permeability range and types		0,8	0,8	0,8	0,8
B-2f. Reservoir grade and preservation		0,8	0,8	0,8	0,8
B-2g. Diagenetic characteristics		0,7	0,7	0,7	0,7
<b>C. TRAP</b>					
C-1. Trap definition (confined in time)					
C-1a. Number and location of seismic lines		0,8	0,8	0,8	0,8
C-1b. Quality (reliability of seismic data)		0,7	0,7	0,7	0,7
C-1c. Reliability (velocity, correlation, resolution)		0,8	0,8	0,8	0,8
C-1d. Integration of gravity, magnetic, seismic and well log information		0,8	0,8	0,8	0,8
C-2. Trap characteristics					
C-2a. Type of trap (structural, fault, other)		0,8	0,8	0,8	0,8
C-2b. Amount of free way closure		0,7	0,7	0,7	0,7
C-2c. Amount and type of other closure		0,7	0,7	0,7	0,7
C-2d. Consistency of trap to bedding		0,7	0,7	0,7	0,7
C-3. Seal					
C-3a. Top seal (lithology & density, thickness, continuity, correlation over trap, degree of fracturing or bedding)		0,8	0,8	0,8	0,8
C-3b. Fault seal (type, amount of throw, time of movement, height & pressure, lithologic juxtaposition, top of breccia across fault, potential for sealing)		0,8	0,8	0,8	0,8
C-3c. Stratigraphic seal (bottom or lateral)		0,7	0,7	0,7	0,7
C-3d. Other seal (diagenetic, cementation)		0,8	0,8	0,8	0,8
<b>D. TIMING AND MIGRATION</b>					
D-1. Timing					
D-1a. Timing of reservoir, seal and trap development relative to that of HC generation and migration		0,8	0,8	0,8	0,8
D-1b. Maturation model (paleo history, paleogeographic regime)		0,7	0,7	0,7	0,7
D-1c. Thermal gradient (3D, heat flow, lithology)		0,7	0,7	0,7	0,7
D-2. Migration Pathways					
D-2a. Position of trap with respect to hydrocarbon area		0,7	0,7	0,7	0,7
D-2b. Amount of source rock in the oil window within basin area		0,7	0,7	0,7	0,7
D-2c. Migration style (vertical or lateral)		0,7	0,7	0,7	0,7
D-2d. Migration distance (required vertical and lateral)		0,7	0,7	0,7	0,7
D-2e. Migration controls and barrier/migration type		0,7	0,7	0,7	0,7
D-2f. Connection of pathways to reservoir		0,7	0,7	0,7	0,7
D-3. Preservation/Sequestration					
D-3a. Post-emptive tectonism or heaving		0,7	0,7	0,7	0,7
D-3b. Displacement of oil by water or gas		0,7	0,7	0,7	0,7
D-3c. Biodegradation		0,3	0,3	0,3	0,3
D-3d. Thermal cracking		0,3	0,3	0,3	0,3
D-3e. Preferential migration of gas		0,7	0,7	0,7	0,7
<b>PROBABILITY OF HC DISCOVERY</b>					
<b>GEOLOGIC RISK FACTOR</b>		0,28	0,28	0,25	0,28
		0,85	0,85	0,85	0,85

No	Structure	Lead	Reservoir	Source & Maturity	Charging & Migration	Trap & Seal	Reservoir	Probability of HC Discovery	Geological Risk Factor	Geological Chance Factor	Risk Category																																			
1	TN-01	B3	Sandstone	0,78	0,68	0,73	0,72	0,26	3,85	04	Low Risk																																			
2	TN-02	B3	Sandstone	0,76	0,69	0,73	0,72	0,26	3,85	04	Low Risk																																			
3	TN-03	B3	Sandstone	0,76	0,68	0,73	0,78	0,25	3,85	04	Low Risk																																			
4	TN-04	B3	Sandstone	0,76	0,65	0,72	0,72	0,26	3,88	04	Low Risk																																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Unfavorable</th> <th>Questionable</th> <th>Neutral</th> <th>Encouraging</th> <th>Favorable</th> <th>0,01 - 0,03</th> <th>Very High Risk</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>&lt;0,3</td> <td>0,29-0,5</td> <td>0,5</td> <td>0,5-0,7</td> <td>&gt;0,7</td> <td>0,03-0,125</td> <td>High Risk</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>0,125 - 0,25</td> <td>Moderate Risk</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>0,25 - 0,5</td> <td>Low Risk</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>0,5 - 0,8</td> <td>Very Low Risk</td> </tr> </tbody> </table>												Unfavorable	Questionable	Neutral	Encouraging	Favorable	0,01 - 0,03	Very High Risk	<0,3	0,29-0,5	0,5	0,5-0,7	>0,7	0,03-0,125	High Risk						0,125 - 0,25	Moderate Risk						0,25 - 0,5	Low Risk						0,5 - 0,8	Very Low Risk
Unfavorable	Questionable	Neutral	Encouraging	Favorable	0,01 - 0,03	Very High Risk																																								
<0,3	0,29-0,5	0,5	0,5-0,7	>0,7	0,03-0,125	High Risk																																								
					0,125 - 0,25	Moderate Risk																																								
					0,25 - 0,5	Low Risk																																								
					0,5 - 0,8	Very Low Risk																																								

Hasil dari penilaian risiko pada sumur kajian yaitu sumur TN-01, TN-02, TN-03 dan TN-04, didapatkan nilai *probability of HC discovery*nya rata-rata 0,22; faktor risiko geologinya adalah 4,55; *geological chance* faktornya 5 dan kategori risikonya adalah

*moderate risk*. Nilai *probability of HC discovery* menunjukkan dalam range 0,125 – 0,25 (antara 1 : 8 dan 1 : 4) sehingga masuk dalam kategori risiko *moderate risk*. Dua atau tiga faktor risiko adalah *encouraging* ke *favorable* dan satu atau dua faktor *encouraging* ke *neutral*. Kategori ini dikaitkan dengan sumur yang menguji *play* baru dalam memproduksi cekungan atau *play* terbukti jauh dari (>10 km) sumur produksi yang ada.

### KESIMPULAN

1. Berdasarkan analisis *petroleum system* dengan melakukan analisis reservoir, analisis kualitatif hidrokarbon, analisis kemenerusan reservoir dan perkembangan struktur dapat diketahui bahwa *petroleum system* yang berkembang pada lapisan TAF 3.2 Lapangan AP Kompleks berupa batuan induk, batuan reservoir, migrasi dan tipe perangkap, lapisan penutup, dan kandungan hidrokarbon yang memiliki kualitas yang baik.
2. Penilaian resiko geologi pada lapisan TAF 3.2 Lapangan AP Kompleks dengan sumur kajian TN-01, TN-02, TN-03, dan TN-04 menunjukkan *geological risk factornya* rata-rata 26,0 %, *geological change factornya* 0,4 dan *risk categorinyalow risk*.
3. Berdasarkan hasil analisis *petroleum system* dan analisis risiko geologi pada lapisan TAF 3.2 Lapangan AP Kompleks yang memiliki potensi baik dan berisiko rendah sehingga lapangan tersebut dapat dikembangkan dengan melakukan *infill drilling* untuk memaksimalkan dalam eksploitasi hidrokarbon.

### DAFTAR PUSTAKA

- [1] Allen, P.A. and Allen, J.R., 2005, “*Basin Analysis: principles and applications*”, 2nd ed. Blackwell Science Ltd. 526 hal.
- [2] D, Arpandi., Patmosukismo, S., 1975, “*The Cibulakan Formation As One of The Most Prospective Stratigraphic Units in The Northwest Java Basinal Area*”, Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Forth Annual Convention, June.
- [3] Hartman D.J dan Beaumont E.A. (1999): *Predicting reservoir system quality and performance*, Dalam AAPG Treatise of petroleum geology, handbook of petroleum geology, Bab 9, ed. Beaumont E.A., The American Association of Petroleum Geologist, hal 9.1-9.152.
- [4] Magoon, L.B. and Dow, W.G.,1994, “*The Petroleum system-from source to trap*” American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, 655 h.
- [5] Noble, R.A., Pratomo, K.H., Nugrahanto, K., 1997, “*Petroleum systems of Northwest Java, Indonesia*”, Proceedings of the Petroleum System of SE Asia and Australasia Conference, IPA Symposium, hal 585-600.
- [6] Otis, R. M., dan Schneidermann, N., 1997, *A Process for Evaluating Exploration Prospect*, AAPG Buletin, Volume 81 Nomor 7 Juli 1997, hal 1087 – 1109.
- [7] Skerlec G.M. (1999): *Evaluating top and fault seal*, Dalam AAPG Treatise of petroleum geology, handbook of petroleum geology, Bab 20, ed. Beaumont E.A., The American Association of Petroleum Geologist, 10.1-10.92.
- [8] Suyono., Sahudi, K., Prasetya, I., 2005, “*Exploration In West Java : Play Concept In The Past, Present, and Future, Efforts To Maintain Reserve Growth*”, Proceedings, Indonesian Petroleum

- Association, Thirtieth Annual Convention  
and Exhibition, hal 267 – 281.
- [9] Waples, D.W. (1985): *Geochemistry in  
petroleum exploration*, International  
Human Resources Development  
Corporation, Boston, 232 h