

Karakterisasi Reservoir Batuan Vulkanik Rekah Alami Berdasarkan Integrasi Data Sumur dan Atribut Seismik Pada Lapangan Java, Cekungan Jawa Barat Utara, Indonesia

Ongki Ari Prayoga¹⁾, Hill Gendoet Hartono¹⁾, M. Taslim²⁾

¹Departemen Teknik Geologi, Sekolah Tinggi Teknologi Nasional, Yogyakarta
²PT. Pertamina EP Asset 3 Cirebon, Jawa Barat

Abstrak

Lapangan Java berada di Cekungan Jawa Barat Utara yang merupakan salah satu cekungan prolifk penghasil hidrokarbon di Indonesia. Sebagian besar minyak dan gas bumi di lapangan ini dihasilkan dari reservoir vulkanik Formasi Jatibarang yang tersusun oleh jenis batuan vulkanik seperti tuf, breksi piroklastika dan lava andesit. Rekah ditemukan pada Formasi Jatibarang sebagai faktor pengontrol porositas dan permeabilitas sehingga hidrokarbon dapat diproduksi. Untuk mengeksploitasi jenis reservoir vulkanik, penelitian komprehensif harus dilakukan meliputi determinasi distribusi dan orientasi rekah, migrasi, dan jenis perangkap hidrokarbon pada daerah penelitian. Tujuan adalah identifikasi karakteristik rekah dan parameter sifat reservoir vulkanik, sedangkan metode dilakukan berdasarkan kajian terintegrasi dari data log sumur, inti batuan, log citra dan atribut seismik. Hasil analisis pada beberapa sumur produksi di Lapangan Java, sebagian besar reservoir produktif merupakan fasies tuf dengan kisaran nilai porositas total 6-18%, indeks porositas sekunder 2-12%, dan permeabilitas rekah 0,006-236 mD. Berdasarkan data tersebut dapat disimpulkan bahwa distribusi zona produksi sangat terkait dengan penyebaran rekah disamping efektifitas perkembangan fasies batuan vulkanik. Analisis pada log citra menunjukkan rekah pada daerah penelitian terbagi menjadi tiga bagian yang berbeda berdasarkan orientasi rekah dan karakternya serta orientasinya terhadap patahan. Hal ini merupakan sebuah indikasi bahwa rekah terbentuk oleh beberapa fase tektonik dimulai pada rezim tektonik regangan pada Eosen yang kemudian terreaktivasi pada Pliosen. Identifikasi rekah produktif menunjukkan bahwa rekah konduktif dengan orientasi utara-selatan merupakan rekah potensial sebagai media penyimpanan serta sirkulasi hidrokarbon. Berdasarkan data tersebut, sehingga diusulkan untuk melakukan pengeboran sumur horizontal dengan arah barat-timur agar dapat memaksimalkan produksi dari rekah produktif pada daerah penelitian.

Kata kunci: hidrokarbon, vulkanik, reservoir, rekah, jatibarang

Pendahuluan

Reservoir rekah alami didefinisikan sebagai suatu reservoir yang secara alamiah terbentuk rekah, atau diprediksikan terdapat rekah yang terlihat secara jelas dari perubahan signifikan terhadap aliran fluida pada reservoir seperti peningkatan permeabilitas pada formasi (Nelson, 2001). Reservoir batuan vulkanik rekah alami mengarah kepada suatu jenis reservoir rekah alami pada batuan vulkanik dimana pada umumnya dianggap tidak memiliki porositas primer yang efektif untuk menyimpan hidrokarbon, sehingga rekah dianggap telah meningkatkan porositas maupun permeabilitas reservoir. Hal ini dapat menjadi media penyimpanan dan sirkulasi hidrokarbon. Penemuan cadangan hidrokarbon pada batuan vulkanik Formasi Jatibarang di Lapangan Java,

Cekungan Jawa Barat Utara telah memberikan sebuah tantangan baru bagi seluruh ilmuwan kebumih untuk menemukan cadangan hidrokarbon pada batuan vulkanik lainnya dengan konsep eksplorasi yang berbeda. Lapangan Java sendiri merupakan salah satu lapangan minyak dan gas bumi di dunia yang memproduksi minyak dan gas bumi dari reservoir vulkanik rekah alami.

Lapangan Java mulai berproduksi sejak tahun 1969 dan hingga kini masih menjadi salah satu lapangan minyak dengan tingkat produksi yang tinggi sekitar ± 3000 BOPD. Lapangan Java berada di Sub-cekungan Jatibarang yang merupakan rendahan di bagian timur dari Cekungan Jawa Barat Utara. Area ini merupakan salah satu wilayah dengan sistem hidrokarbon reservoir rekah alami yang paling kompleks.

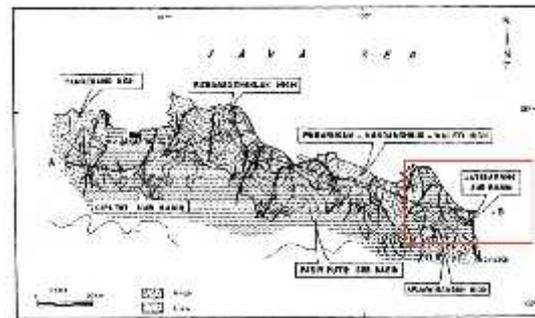
Kombinasi dari jenis batuan yang getas dan sejarah tektonik yang panjang telah membentuk struktur yang kompleks sebagai sistem hidrokarbon produktif pada reservoir vulkanik rekah alami. Minyak dan gas bumi diproduksi dari interval vulkanik Jatibarang yang tersusun oleh jenis litologi tuf, breksi piroklastika dan lava andesit dengan agen porositas dan permeabilitas berupa rekahan. Pada penelitian ini digunakan analisis terintegrasi untuk mengidentifikasi rekahan baik itu aspek geometri, orientasi, genesa dan juga identifikasi tegasan insitu untuk memprediksikan rekahan potensial sebagai rekahan produktif dari berbagai parameter data yaitu log sumur, data inti batuan, log citra dan atribut seismik. Berdasarkan penelitian ini, model reservoir vulkanik rekah alami daerah penelitian dapat dibangun dengan kombinasi interpretasi sifat petrofisika formasi, karakteristik rekahan pada log citra dan distribusi rekahan pada peta AFE. Tujuan utama pada kajian ini adalah untuk membangun sebuah model sistem hidrokarbon reservoir vulkanik dan deliniasi area prospek untuk pengajuan pengembangan wilayah operasi pengeboran di Lapangan Java, Cekungan Jawa Barat Utara.

Geologi Lapangan Java, Cekungan Jawa Barat Utara

Lapangan Java merupakan depresi di bagian timur Cekungan Jawa Barat Utara. Cekungan Jawa Barat Utara dibagi menjadi empat bagian sub-cekungan yaitu Sub-cekungan Jatibarang, Sub-cekungan Cipunegara, Sub-cekungan Arjuna, dan rendahan Ciputat (Gambar 1). Lokasi penelitian berada di Sub-cekungan Jatibarang yang dibatasi oleh Tinggian Kadanghaur-Waled di bagian barat dan Tinggian Arjawinangun di bagian selatan. Secara regional Cekungan Jawa Barat Utara merupakan cekungan belakang busur yang berhubungan langsung dengan sistem jalur subduksi Sumatera-Jawa, tetapi proses pemekaran yang terjadi selama Zaman Eosen menunjukkan setting tektonik yang berbeda.

Bukti-bukti geologi menunjukkan bahwa pada awal pembentukannya Cekungan Jawa Barat Utara merupakan cekungan pull-apart dalam sistem intra busur gunung api yang kemudian berevolusi menjadi cekungan belakang busur pada awal Tersier (Suardana, dkk., 2013). Aktivitas tektonik di cekungan belakang busur

gunung api menyebabkan terbentuknya sesar-sesar besar yang merupakan sesar normal berarah utara-selatan. Sesar-sesar inilah yang mengontrol pembentukan sub-cekungan yang merupakan sistem horst dan graben pada cekungan belakang busur khususnya pada Cekungan Jawa Barat Utara (Adnan, dkk., 1991). Sub-cekungan Jatibarang merupakan sebuah sistem half graben yang dikontrol oleh sesar-sesar normal yang memiliki orientasi utara-selatan dan barat-laut-tenggara. Sub-cekungan Jatibarang sendiri berada pada zona releasing double-bend pada sistem sesar besar yaitu sesar dekstral OO-Brebes (Gambar 2) (Ryacudu dan Bactiar, 2000). Evolusi tektonik yang terjadi mulai dari terbentuknya Cekungan Jawa Barat Utara hingga masa kini terrekam dalam rekaman stratigrafi dari urutan tua ke muda yaitu kompleks batuan dasar, Formasi Jatibarang, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Cibulakan, Formasi Parigi dan Formasi Cisubuh (Adnan, dkk., 1991).



Gambar 1. Konfigurasi Cekungan Jawa Barat Utara (Reminton dan Pranyoto, 1985)

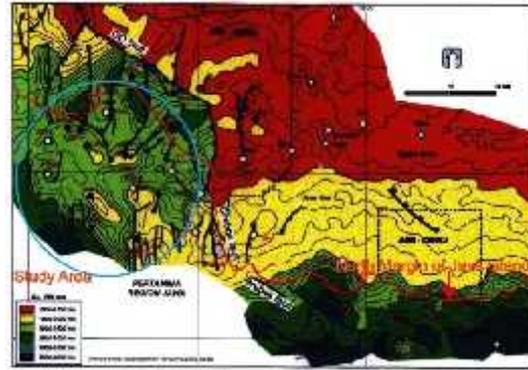
Sistem Minyak Bumi Lapangan Java, Cekungan Jawa Barat Utara

Lapangan Java mulai berproduksi sejak tahun 1969 yang menghasilkan hidrokarbon pada sistem reservoir vulkanik rekah alami interval Jatibarang. Sejak saat itu telah banyak dilakukan pemboran sumur-sumur produksi, sebagian besar dari sumur ini menghasilkan hidrokarbon dengan kisaran produksi ± 3000 BOPD. Sistem hidrokarbon produktif pada model reservoir vulkanik rekah alami memiliki syarat serta komponen yang sedikit berbeda dibandingkan terhadap sistem minyak bumi pada reservoir konvensional, syarat tersebut adalah (1) Seluruh batuan reservoir rekah alami yang mendasari ketidakselarasan regional harus berada pada

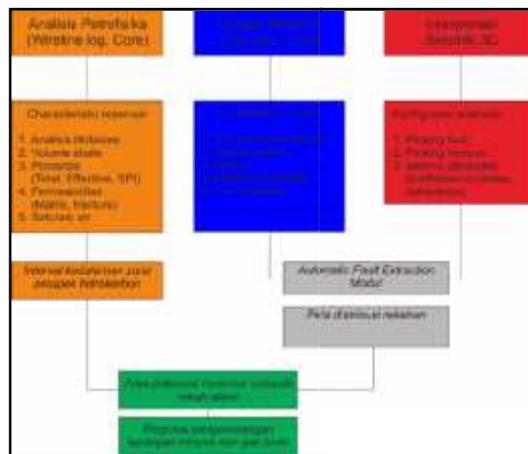
daerah tinggian, (2) Harus tersediannya batuan induk efektif yang berhubungan secara lateral sehingga memungkinkan untuk terjadinya migrasi, (3) Batuan reservoir mengalami deformasi oleh tektonik intensif, dan (4) Terdapatnya cebakan atau perangkap hidrokarbon. Komponen sistem hidrokarbon pada Lapangan Jawa secara spesifik terbilang potensial untuk keterdapatan hidrokarbon. Reservoir vulkanik interval Jatibarang tersusun oleh jenis litologi breksipiroklastika, lava andesit dan basalt, serta sebagian besar asosiasi tuf (tuf kristal, tuf litik, dan tuf gelas). Menurut Noble (1997), pada Cekungan Jawa Barat Utara terdapat dua tipe utama batuan induk yaitu batulempung lakustrin dan batubara yang diendapkan pada lingkungan delta dari Formasi Talang Akar dan Formasi Banuwati. Batuan penudung pada reservoir vulkanik teridentifikasi terdapat dua jenis batuan penudung yaitu berupa batulempung dari Formasi Talang Akar dan juga oleh ketidakmenerusan suatu rekahan yang tidak saling terkoneksi (Suardana, dkk., 2013). Minyak dan gas bumi bermigrasi dari Formasi Talang Akar yang berada di area depresi disekitar daerah penelitian melalui lapisan pembawa dan patahan hingga minyak ataupun gas tersebut terperangkap. Hidrokarbon akan terperangkap ketika melalui rekahan yang terbuka namun tidak saling terkoneksi dengan rekahan lainnya ataupun ketika rekahan tersebut telah tertutup oleh batulempung di atasnya (Suardana, dkk., 2013).

METODE PENELITIAN

Metode pendekatan yang dilakukan adalah integrasi dari kombinasi beberapa parameter identifikasi yaitu interpretasi atribut seismik 3D, log sumur, data inti batuan dan log citra (Gambar 3). Sebagai tambahan, hal ini dilakukan karena kompleksitas karakteristik reservoir vulkanik sangat sulit diterapkan untuk membangun sebuah model geologi dari jenis reservoir ini, di samping itu aplikasi dari metode interpretasi log kualitatif dan kuantitatif pada reservoir konvensional tidak selalu dapat diaplikasikan terhadap jenis reservoir vulkanik tanpa adanya modifikasi serta inovasi dikarenakan perbedaan jenis batuan.



Gambar 2. Peta struktur domain waktu batuan dasar pada Cekungan Jawa Barat Utara (Ryacudu dan Bachtiar, 2000)



Gambar 3. Skema alur penelitian

Teknik interpretasi pada data log sumur berdasarkan metode artificial neural network dibuat untuk mengevaluasi karakteristik reservoir Formasi Jatibarang. Interpretasi terhadap data log citra dilakukan untuk mengidentifikasi karakteristik rekahan dan analisis geomekanika rekahan. Identifikasi detail terhadap log citra dapat memberikan informasi rinci mengenai pemahaman menyeluruh terhadap karakteristik rekahan dan yang paling utama adalah mengetahui rekahan terbuka yang dapat dialiri fluida sebagai rekahan produktif. Distribusi rekahan dan sesar baik secara lateral ataupun vertikal telah dipetakan melalui atribut seismik koherensi dan *instaneous phase* yang kemudian ditampilkan dalam bentuk peta penyebaran rekahan melalui modul AFE (*Automatic Fault Extraction*), sehingga berdasarkan integrasi dari data interpretasi seismik, data log sumur, log citra dan juga inti batuan dapat diketahui area

prospek serta arahan pengembangan wilayah pengeboran.

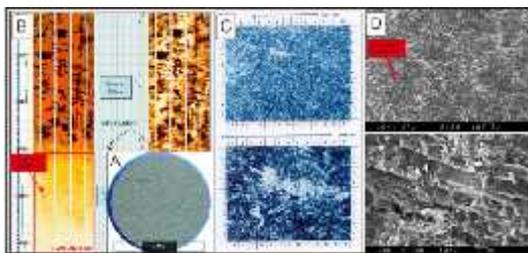
HASIL DAN PEMBAHASAN

Interpretasi Data Log Sumur

Reservoir vulkanik Formasi Jatibarang menunjukkan sebuah karakteristik reservoir yang kompleks baik kearah vertikal ataupun lateral. Dalam tujuannya untuk mengetahui potensi hidrokarbon pada reservoir, kita harus mengetahui karakteristik batuan vulkanik dan indikasi keterdapatan rekahan pada formasi. Hasil kajian komprehensif dari data log sumur dan petrografi dari sampel inti batuan yang didukung oleh analisis SEM dan XRD, menunjukkan bahwa pada daerah penelitian terbagi menjadi tiga litofasies batuan vulkanik yaitu fasies asosiasi tuf (tuf litik, tuf kristal dan tuf gelas), fasies asosiasi tuf dan breksi piroklastika, serta fasies lava andesit yang ditampilkan beserta karakteristik sifat petrofisika batuan pada Tabel 1 dan Gambar 4.

Tabel 1. Ringkasan hasil analisis petrofisika Formasi Jatibarang pada Lapangan Java.

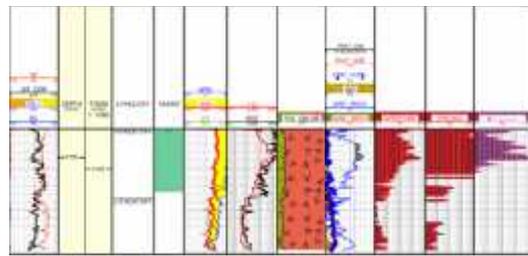
Well	Time (hr)	Temp (°C)	Pressure (MPa)	SR (%)	Porosity (%)	Permeability (mD)	Summary	Production (STB)
Java-121	2130	9,6	14	8	26,3	8,96	115 Ldg. Volc. and. low prty fac. high fr. low. high permeability	289.707,5
Java-121	1911	9	18	12	26,6	4,5	481 Ldg. Volc. and. low prty fac. low permeability	1.078.769,7
Java-121	2011	16,5	9	3	31,4	0,006	12 Ldg. And. Volc. Bas. fac. very high SR no permeability	0
Java-121	1986	5,7	16	6,8	21,3	0,197	131 Ldg. And. Volc. basaltic and low low prty. low fr. low permeability	93.973,2
Java-121	1978	9,6	10	8	16	30,6	79 Ldg. Volc. and. high fr. good Kf. low SR. high permeability	2.998.398,9
Java-121	2008	8,9	11	8	27,1	0,16	27 Ldg. Volc. and. low permeability	229
Java-121	1820	16	14	9	30	0,1	11 Ldg. And. Volc. and. low permeability	213.142,4
Java-121	2075	10	9	1,2	33	21,3	14 Ldg. Volc. and. low permeability	1.026.441,2
Java-121	2211	96	6	1,2	21,6	128	45 Ldg. Volc. and. low permeability	1.385.041
Java-121	1848	12	13	3	30	0,04	28 Ldg. And. low permeability	30.146,5
Java-121	1887	11	10	4,8	25,3	0,005	32 Ldg. And. low permeability	0
Java-121	2006	12	19	1,8	22,9	0,009	26,5 Ldg. And. low permeability	0
Java-178	2009	9	13	4	19,7	236	36 Ldg. Volc. and. low permeability	56.112,3
Java-121	1937	12	12	18	35	9,08	7,6 Ldg. And. low permeability	102.009,87
Java-121	1984	1,9	11	4,8	32,9	15	9 Ldg. And. low permeability	1.956,9



Gambar 4. Analisis karakteristik fasies batuan vulkanik pada beberapa parameter identifikasi.

Keterdapatan rekahan pada reservoir dapat diidentifikasi melalui interpretasi kualitatif data log sumur, yaitu : (1) pada log kaliper menunjukkan kondisi washout, (2) log resistivitas zona terinvasi dan zona tidak terinvasi menunjukkan separasi yang lebih besar, (3) log reseistivitas menunjukkan peningkatan

nilai kelistrikan formasi, dan (4) invasi kandungan barium terhadap rekahan pada lumpur pengeboran akan menunjukkan pembacaan log PEF dan log densitas yang tinggi (Gambar 5). Berdasarkan evaluasi formasi terhadap reservoir vulkanik rekah alami Formasi Jatibarang pada beberapa sumur produksi di Lapangan Java menunjukkan bahwa reservoir terbaik adalah fasies asosiasi tuf. Analisis laboratorium menunjukkan fasies tuf memiliki nilai porositas total batuan yang cukup tinggi (3-8,9%), namun porositas tersebut tidak saling berhubungan untuk dapat mengalirkan fluida formasi.



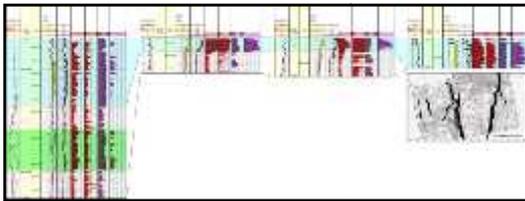
Gambar 5. Karakteristik log sumur pada reservoir vulkanik rekah alami sumur Java-113.

Keterdapatan rekahan memberikan tambahan porositas dan juga menjadi faktor pengontrol utama permeabilitas formasi, sehingga reservoir tersebut dapat menyimpan dan mentransmisikan hidrokarbon, sehingga berdasarkan data tersebut dapat disimpulkan bahwa distribusi zona potensi sangat dikontrol oleh distribusi rekahan disamping distribusi fasies batuan vulkanik. Hasil analisis karakteristik reservoir Formasi Jatibarang menunjukkan reservoir vulkanik memiliki kisaran nilai porositas total antara 6-18%, indeks porositas sekunder 2-12%, dan permeabilitas rekahan 0,006-236 mD dengan nilai rata-rata 42,90 mD. Korelasi antara beberapa sumur produksi menunjukkan zona terrekahkan terfokus pada area Tinggian Jatibarang dengan ketebalan kisaran 50-110 meter (Gambar 6). Distribusi sumur produktif pada Lapangan Java berkorelasi positif terhadap distribusi rekahan pada peta AFE.

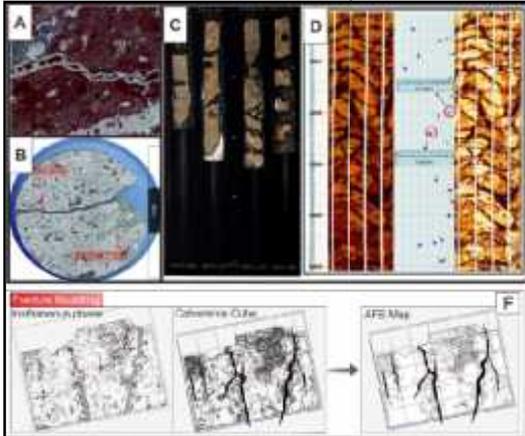
Analisis Rekahan Berdasarkan Log Citra dan Atribut Seismik

Deteksi rekahan dan patahan adalah objek utama dalam analisis log citra yang didukung pada pengamatan inti batuan dan atribut seismik

(Gambar 7). Semua jenis rekahan memiliki karakteristiknya masing-masing yang bisa dianalisis untuk memahami rekahan secara individual serta hubungan antar rekahan terhadap tektonik regional. Pada log citra, rekahan diindikasikan oleh kenampakan bidang konduktif atau resistif yang tidak menunjukkan adanya suatu pergeseran. Rekahan terbuka menunjukkan kenampakan konduktif pada log citra dikarenakan adanya invasi lumpur pengeboran atau fluida di dalamnya. Rekahan yang tertutup ataupun akibat proses mineralisasi menunjukkan kenampakan resistif jika mineral yang mengisi rekahan tersebut sifatnya resistif seperti mineral kalsit dan kuarsa.



Gambar 6. Korelasi zona potensi reservoir vulkanik rekah alami Formasi Jatibarang.

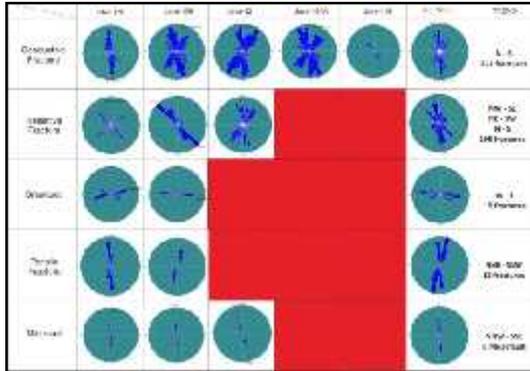


Gambar 7. Kenampakan rekahan pada berbagai skala analisis.

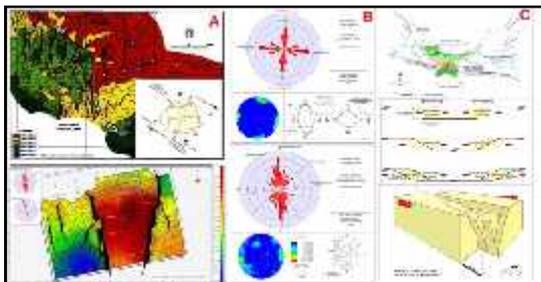
Ratusan rekahan telah dilakukan pengukuran dan pengidentifikasian pada log citra guna memahami jenis rekahan, orientasi, densitas, konektifitas, dan juga untuk dilakukan analisis geomekanika formasi. Berdasarkan pengamatan pada log citra, rekahan pada daerah penelitian dapat dikelompokkan menjadi lima jenis berdasarkan geometri dan responnya pada log citra, yaitu rekahan konduktif, rekahan resistif, *breakout*, rekahan tensile, dan sesar mikro

(Gambar 8). Identifikasi rekahan konduktif pada enam sumur produksi, teridentifikasi terdapat 351 rekahan konduktif dengan orientasi relatif ke segala arah, namun secara garis besar orientasi dominan rekahan konduktif berarah utara-selatan. Kehadiran rekahan konduktif dengan orientasi barat-timur dan baratlaut-tenggara dapat dijelaskan sebagai rekahan terbuka yang terbentuk pada periode tektonik yang lebih tua. Selain rekahan konduktif, analisis stereografis dan plot pada diagram rose juga menunjukkan kesamaan orientasi rekahan terhadap rekahan konduktif. Sebagai hasil dari identifikasi 105 jenis rekahan resistif pada formasi didapatkan orientasi dominan rekahan berarah utara-selatan, baratlaut-tenggara dan timurlaut-barat daya. Rekahan resistif dengan orientasi utara-selatan merupakan rekahan terbuka yang terisi oleh mineral sekunder hasil dari aktivitas hidrotermal ataupun diagenesa. Interpretasi distribusi rekahan dan orientasi rekahan pada atribut seismik berkorelasi baik terhadap data-data rekahan pada analisis log citra maupun log sumur, sehingga data peta penyebaran rekahan dapat digunakan untuk usulan area pengembangan wilayah pengeboran dengan mendeliniasi area-area terrekahkan intensif. Pada peta penyebaran rekahan menunjukkan penyebaran rekahan didominasi berada pada Tinggian Jatibarang dan di sekitar zona sesar. Data analisis breakout dan rekahan tensile pada analisis beberapa sumur produksi menunjukkan arah orientasi dominan masing-masing yaitu utara-selatan dan barat-timur. *Breakout* dan rekahan tensile merupakan hasil interaksi tegasan akibat pengeboran terhadap tegasan pada batuan (Bell dan Gough, 1979 dalam Rider, 2000). Apabila tegasan horizontal pada formasi tidak sama ke segala arah, maka rekahan-rekahan kecil akan terbentuk dan terlokalisasi terhadap arah tegasan horizontal minimum (SHmin), sehingga menghasilkan *breakout* (Bell, 1990 dalam Rider, 2000). Sedangkan rekahan tensile umumnya terbentuk pada arah tegasan maksimum (SHmax) yaitu tegak lurus terhadap *breakout*. *Breakout* mengindikasikan orientasi tegasan insitu masa kini dan tidak terpengaruh oleh litologi, kedudukan batuan, ataupun rekahan yang sudah ada. Secara regional breakout cenderung menunjukkan orientasi tegasan maksimum tektonik antar lempeng (Rider, 2000). Berdasarkan data tersebut disimpulkan bahwa orientasi tegasan insitu horizontal maksimum

(SHmax) masa kini di Sub-cekungan Jatibarang memiliki orientasi utara-selatan, orientasi ini memiliki kesamaan terhadap tegasan utama pada sistem subduksi di Pulau Jawa (Gambar 9).



Gambar 8. Hasil pengukuran rekahan pada sumur produksi di Lapangan Java.



Gambar 9. Interpretasi genesa kekar dan sesar serta hubungannya terhadap tektonik regional Cekungan Jawa Barat Utara.

Analisis Kinematika Rekahan Pada Lapangan Java, Cekungan Jawa Barat Utara

Analisis kinematika pembentukan rekahan pada daerah penelitian dibangun dengan mengintegrasikan beberapa analisis data seperti geometri rekahan, orientasi rekahan, dan juga analisis tegasan insitu. Dengan asumsi tegasan insitu horizontal maksimum (SHmax) berarah utara-selatan dan mengacu kepada klasifikasi jenis rekahan tektonik, maka rekahan pada daerah penelitian dapat dibagi menjadi tiga jenis berdasarkan genesanya yaitu : (1) kekar tensional : rekahan jenis ini memiliki orientasi sejajar terhadap tegasan insitu dengan arah dominan utara-selatan, berdasarkan pada pengamatan log citra rekahan tensional memiliki ciri-ciri kenampakan konduktif atau rekahan terbuka, (2) kekar gerus : rekahan jenis ini memiliki orientasi yang membentuk sudut lancip terhadap tegasan

insitu dengan arah dominan yaitu baratlaut-tenggara dan timurlaut-baratdaya. Kekar gerus memiliki morfologi tertutup/resistif pada pengamatan log citra, (3) kekar *release* : rekahan jenis ini memiliki orientasi tegak lurus terhadap tegasan insitu dengan arah dominan yaitu barat-timur dengan morfologi terbuka pada pengamatan log citra (Gambar 9B).

Namun jika dilihat lebih detail, kekar ekstensional dan kekar gerus pada daerah penelitian memiliki beberapa pola orientasi dan relatif tidak sama terhadap sesar-sesar utama pada daerah penelitian. Hal ini mengindikasikan bahwa rekahan pada daerah penelitian terbentuk pada beberapa fase tektonik. Keterdapatannya rekahan konduktif yang berorientasi barat-timur dan baratlaut-tenggara dapat dijelaskan sebagai rekahan terbuka yang terbentuk pada periode sebelumnya dan mengalami reaktivasi pada tektonik Miosen yang mencapai puncaknya pada Pliosen. Interpretasi ini pula didukung oleh analisis seismik stratigrafi pada daerah penelitian. Peta struktur domain kedalaman menunjukkan rekahan memiliki dua arah orientasi dominan yaitu baratlaut-tenggara (relatif utara-selatan) dan timurlaut-baratdaya (Gambar 9A).

Teridentifikasi terdapat dua sesar besar utama yang dinotasikan sebagai sesar Major-1 (baratlaut-tenggara) dan sesar Major-2 (timurlaut-baratdaya) dengan beberapa sesar dengan skala yang lebih kecil dengan orientasi baratlaut-tenggara. Sesar Major-1 dan Major-2 diinterpretasikan merupakan sesar normal yang dihasilkan dari rezim tektonik regangan yang aktif selama Eosen ketika gayakompresif subduksi Meratus melemah. Sesar-sesar ini mengontrol pengendapan endapan syn-rift selama Paleosen dan aktif sebagai sesar tumbuh selama periode tersebut. Gambar 11C menunjukkan kedua sesar tersebut aktif sebagai sesar tumbuh hingga akhir pengendapan dari Formasi Talang Akar. Hal ini ditunjukkan oleh penebalan formasi pada area di barat dan timur Tinggian Jatibarang. Sesar-sesar minor dengan arah baratlaut-tenggara terbentuk ketika sistem subduksi berubah orientasi menjadi barat-timur. Fase tektonik ini aktif sejak Miosen dan mencapai puncaknya pada Pliosen. Sebagai hasil sesar-sesar minor berarah baratlaut-tenggara terbentuk dan fase tektonik ini mengakibatkan reaktivasi sesar-sesar yang telah terbentuk sebelumnya. Sesar-sesar tersebut memotong dari

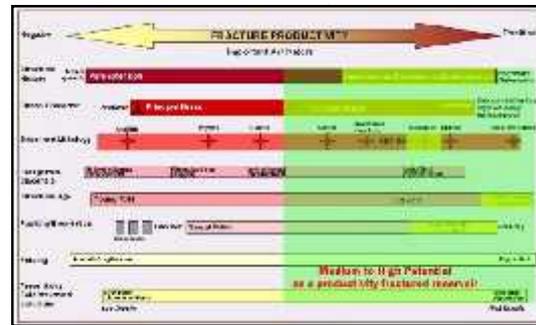
batuan dasar hingga Formasi Cisubuh namun tidak terdapat adanya penebalan pada masing-masing sisi sesar. Hal ini menunjukkan bahwa proses pensesaran terjadi ketika proses pengendapan formasi pada daerah penelitian telah selesai. Seperti kita ketahui aktivitas tektonik pada Sub-cekungan Jatibarang sangat dikontrol oleh pergerakan sesar besar dekstral OO-Brebes, hal ini dikarenakan lokasi penelitian berada pada sistem zona sesar dekstral OO-Brebes. Integrasi antara datastruktur pada daerah penelitian dan tegasan insitu horizontal maksimum menunjukkan bahwa sesar Major-1 yang berarah baratlaut-tenggara mengalami reaktivasi menjadi sesar normal sedangkan sesar Major-2 yang berarah timurlaut-baratdaya mengalami reaktivasi menjadi sesar sinistral pada sistem releasing double-bend structure dari sesar dekstral OO-Brebes (Gambar 9A).

Determinasi Area Prospek dan Usulan Pengembangan Lapangan Jawa, Cekungan Jawa Barat Utara

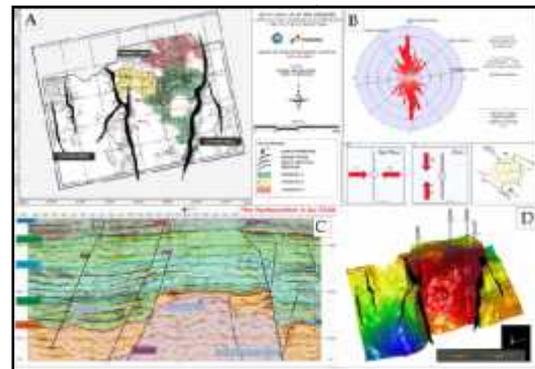
Evaluasi terhadap sistem hidrokarbon pada model reservoir vulkanik rekah alami Formasi Jatibarang menunjukkan bahwa Lapangan Javamemiliki komponen sistem hidrokarbon yang lengkap untuk dapat menghasilkan hidrokarbon (Gambar 11C). Analisis potensi produktifitas rekahan pada daerah penelitian dengan mengacu kepada diagram produktifitas rekahan oleh Sagita (2008), menunjukkan bahwa reservoir vulkanik pada daerah penelitian memiliki potensi sangat baik sebagai reservoir rekah alami yang produktif (Gambar 10). Estimasi potensi produktifitas rekahan mengacu pada beberapa parameter penting seperti sejarah tektonik, karakteristik tegasan, litologi formasi, paragenesis, umur struktur, pensesaran atau breksiasi, dan karakter struktur masa kini.

Berdasarkan kajian data log citra disimpulkan bahwa rekahan konduktif dengan orietasi utara-selatan merupakan rekahan potensial sebagai rekahan produktif pada daerah penelitian. Determinasi rekahan produktif sangatlah penting dikarenakan pemahaman mengenai rekahan serta kaitannya terhadap potensi rekahan tersebut sebagai reservoir merupakan kunci utama dalam peningkatan eksplorasi dan produksi. Rekahan produktif adalah rekahan terbuka yang memiliki kemampuan untuk mengalirkan fluida hidrokarbon. Rodgers (2000, dalam Claire, 2012)

menjelaskan rekahan dapat mengalirkan fluida formasi jika rekahan tersebut memiliki orientasi sejajar terhadap tegasan insitu pada daerah penelitian (Gambar 11B).



Gambar 10. Analisis produktifitas rekahan pada Lapangan Jawa (Sagita,dkk., 2008).



Gambar 11. Analisis rekahan produktif, area prospek dan usulan pengembangan wilayah pengeboran di Lapangan Jawa, Cekungan Jawa Barat Utara.

Deliniasi area prospek pada Lapangan Jawa dilakukan dengan mempertimbangkan beberapa aspek seperti intensitas rekahan, jarak zona terrekahkan terhadap batuan induk efektif, ketebalan zona terrekahkan, dan beberapa parameter lainnya. Dengan mengacu pada beberapa aspek tersebut, daerah penelitian dibagi menjadi 3 area prospek hidrokarbon yang diberi nama Prospek-1, Prospek-2, dan Prospek-3. Prospek-1 merupakan target utama yang diusulkan untuk dilakukan pengeboran sumur produksi(Gambar 11A). Hasil integrasi akhir dari keseluruhan analisis pada daerah penelitian menunjukkan bahwa distribusi rekahan pada peta AFE berkorelasi baik terhadap data-data sumur, sehingga data tersebut dapat dijadikan dasar pertimbangan dalam pengusulan pengeboran sumur pengembangan dengan melakukan pengeboran tegak lurus terhadap orientasi umum rekahan produktif. Berdasarkan data tersebut,

sehingga diusulkan untuk melakukan pengeboran sumur horizontal dengan arah barat-timur agar dapat memaksimalkan produksi dari rekahan produktif pada daerah penelitian dengan penetrasi sekitar 50 – 100 meter dari puncak Formasi Jatibarang (Gambar 11D).

KESIMPULAN

Batuan vulkanik Eosen Formasi Jatibarang pada Lapangan Java, Cekungan Jawa Barat Utara tersusun oleh jenis batuan vulkanik yang heterogen dan telah terbukti sebagai reservoir vulkanik penghasil hidrokarbon. Produksi minyak bumi pada lapangan ini sejak tahun 1969 dan diproduksi dari reservoir vulkanik seperti fasies tuf, breksi piroklastika, dan lava andesit. Berdasarkan analisis evaluasi formasi pada beberapa sumur produksi di Lapangan Java menunjukkan bahwa reservoir terbaik merupakan fasies tuf dengan faktor pengontrol utama adalah rekahan pada formasi. Distribusi zona produksi sangat dikontrol oleh distribusi rekahan dibanding penyebaran fasies batuan gunungapi. Pada lapangan ini, rekahan memberikan peningkatan kualitas reservoir baik itu porositas maupun permeabilitas reservoir sehingga memungkinkan untuk menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon. Identifikasi rekahan pada log citra menunjukkan rekahan pada daerah penelitian memiliki tiga orientasi utama yaitu utara-selatan, baratlaut-tenggara dan timurlaut-baratdaya yang terbentuk pada beberapa fase tektonik yang berbeda. Rekahan konduktif yang memiliki orientasi utara-selatan merupakan rekahan potensial sebagai rekahan produktif pada daerah penelitian. Hasil akhir dari integrasi beberapa parameter identifikasi mengusulkan untuk melakukan pengeboran sumur horizontal berarah barat-timur agar memotong tegak lurus rekahan produktif dengan penetrasi sekitar 50-110 meter. Hasil penelitian ini dapat dijadikan analogi dalam eksplorasi hidrokarbon dengan target reservoir vulkanik di Indonesia.

UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis mengucapkan terimakasih kepada pihak manajemen PT. Pertamina EP Asset 3 Cirebon atas izinnya untuk menggunakan data-data penelitian menjadi paper penelitian dalam Seminar ReTII ke 11 Tahun 2016. Semoga dengan terpublikasikannya hasil penelitian ini dapat memperkaya pengetahuan pembaca dalam

bidang vulkanologi dan menjadi pembuka bagi para geosaintis untuk mulai mengeksplorasi reservoir vulkanik di Indonesia.

DaftarPustaka

Adnan, A., Sukowitono, dan Supriyanto, 1991. Jatibarang sub basin – A half graben model in the onshore of Northwest Java, Proceedings of the Indonesian Petroleum Association 20th Annual Convention. Indonesia : Jakarta.

Aguilera, R., 1980. Naturally Fractured Reservoir, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.

Asquith G., dan Krygowsky, D., 2004. Basic Well Log Analisis, American Association of Petroleum Geologist, Tulsa, Oklahoma.

Claire J. P., 2012. Characterizing fractured basement using the Lewisian Gneiss Complex, NW Scotland : implication for fracture system in the Claire Field Basement. Tesis, Universitas Durham.

Kalan, T., H.P. Sitorus dan M. Eman, 1994. Jatibarang field, geologic study of volcanic reservoir for horizontal well proposal. Proceedings of the Indonesian Petroleum Association 23th Annual Convention. Indonesia : Jakarta.

Moody, J. D., dan Hill, M. J (1956) : Wrench Fault Tectonics, Geological Society of America Bulletin, USA.

Nelson, R. A., 2001. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoir, Gulf Professional Publishing, Houston, Texas.

Noble, R. A., Pratomo, K. H., Nugrahanto, K., Ibrahim, A. M. T., Prasetya, I., Mujahadin, N., Wu, C. H., dan Howes, J. V. C., 1997. Petroleum system of North West Java Basin, International Conferences on Petroleum Southeast Asia and Australia Proceeding, Jakarta, Indonesia.

Patmosukismo, S., dan Yahya, I., 1974. The basement configuration of the North West Java Area. Proceedings of the Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention.

Rider, M., 2000. The Geological Interpretation of Well Logs, Rider-French Consulting Ltd., Sutherland, Scotland.

Ryacudu, R., dan Bachtiar, A., 2000. The status of the OO-Brebes fault system, ad its implication to hydrocarbon exploration in the Eastern part of North West Java Basin, Proceedings of the Indonesian Petroleum Association 27th Annual Convention. Indonesia : Jakarta.

Reminton, C. H., dan Pranyoto, U., 1985. A hydrocarbon generation analysis in Northwest Java Basin using lopatin's method, Proceedings of the Indonesian Petroleum Association 14th Annual Convention.Indonesia : Jakarta.

Sagita, R., dkk, 2008. Reservoir Characterization of Complex Basement-Dayung, Proceedings of the Indonesian Petroleum Association 32th Annual Convention.Indonesia : Jakarta.

Suardana, M., Samodra, A., Wahidin A., dan Sule, M.R., 2013. Identification of fractured basement reservoir using intregated well data and seismic attributes : case study at Ruby Field, North West Java Basin. Proceedings of AAPG Annual Convention and Exhibition. Pennsylvania : Pittsburg.