



## MODEL GEOMEKANIKA SATU DIMENSI DAN KESTABILAN SUMUR BOR DI LAPANGAN HANDIL, CEKUNGAN KUTAI, KALIMANTAN TIMUR

PATRICK BENNETT DOMINIC<sup>1,2\*</sup>, BENYAMIN SAPIIE<sup>1</sup>, INDRA GUNAWAN<sup>1</sup>

1. Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumian, Institut Teknologi Bandung (ITB), Jl. Ganesha No.10, Bandung, Jawa Barat, Indonesia.
2. PT Pertamina Hulu Mahakam, Jl. Yos Sudarso No. 1, Balikpapan, Kalimantan Timur
3. \*patrickbennettd@yahoo.com

**Sari** – Lapangan Handil merupakan salah satu lapangan penghasil minyak dan gas bumi yang terletak di Delta Mahakam, Cekungan Kutai, Kalimantan Timur. Lapangan ini telah berproduksi sejak tahun 1975 hingga saat ini. Pengeboran untuk pengembangan lapangan dilakukan secara intensif untuk mengoptimisasi produksi. Pada pengeboran sumur dengan inklinasi tinggi (lebih dari 30°), permasalahan utama yang sering muncul adalah terkait dengan kestabilan sumur bor yaitu runtuhnya dinding sumur.

Pendekatan yang digunakan dalam penelitian ini adalah model geomekanika satu dimensi. Data yang digunakan yaitu data uji tekanan formasi, data uji rekah hidraulik, data log sumur dan laporan pengeboran, serta data uji kuat tekan inti batuan. Analisis geomekanika dilakukan dengan menentukan parameter elastisitas dan kekuatan batuan, tekanan pori, dan arah serta besaran ketiga tegasan utama, yaitu tegasan vertikal ( $S_v$ ), tegasan horizontal minimum ( $S_{hmin}$ ) dan tegasan horizontal maksimum ( $S_{Hmaks}$ ). Parameter yang digunakan dalam pembuatan model geomekanika satu dimensi pada penelitian ini menggunakan parameter yang telah digunakan di sumur H-N-93. Pada sumur H-N-93, terdapat isu ketidakstabilan lubang bor yang mengakibatkan pipa pengeboran terjepit dan menyebabkan pipa harus dikubur di dalam lubang bor. Berdasarkan kejadian tersebut, dibuat model geomekanika satu dimensi dan analisis kestabilan sumur bor sebagai acuan strategi pengeboran sumur selanjutnya. Hasilnya, pengeboran sumur H-V-508 berjalan dengan lancar tanpa adanya isu ketidakstabilan lubang bor dengan menggunakan parameter tersebut. Oleh karena itu, parameter dalam pembuatan model geomekanika satu dimensi dan analisis kestabilan sumur bor tersebut diaplikasikan pada kelima sumur lainnya yang akan dibor di Lapangan Handil.

Berdasarkan model geomekanika satu dimensi yang telah disusun pada kelima sumur yang akan dibor (H-NA-100, H-NA-103, H-NA-295, H-NA-302, dan H-NA-108), konfigurasi tegasan utama digunakan untuk mengetahui rezim tegasan yang bekerja di Lapangan Handil. Analisis kestabilan sumur bor dilakukan dengan menggunakan kriteria kegagalan Mohr-Coulomb dan menghasilkan *Shear Failure Gradient* (SFG) sebagai batas minimum dalam menentukan berat lumpur pengeboran sehingga dapat diestimasi jendela tekanan lumpur. Selain itu, azimuth dan inklinasi sumur juga dapat dioptimalkan berdasarkan diagram stereonet kestabilan sumur. Rezim tegasan *in situ* yang bekerja pada Lapangan Handil adalah rezim sesar normal ( $S_v > S_{Hmaks} > S_{hmin}$ ). Orientasi  $S_{Hmaks}$  adalah berarah barat laut - tenggara (N 310 - 340° E dan N 130 - 160° E). Zona tekanan normal hidrostatik di Lapangan Handil secara umum hadir mulai dari permukaan sampai ke kedalaman 3110 - 3225 mTVDSS, dilanjutkan dengan zona tekanan luap sampai ke kedalaman akhir sumur. Kestabilan sumur dapat ditingkatkan dengan memakai berat lumpur 1,14 - 1,31 SG pada zona tekanan normal hidrostatik, kemudian menaikkan berat lumpur menjadi 1,26 - 1,67 SG pada zona tekanan luap. Selain itu, kestabilan sumur bor dapat dioptimalkan dengan menentukan azimuth sumur sejajar dengan orientasi  $S_{hmin}$ , yaitu berarah timur laut - barat daya (N 40 - 70° E dan N 220 - 250° E) dan inklinasi sekitar 30 - 60°. Hal ini bersifat rekomendasi jika memungkinkan untuk dilakukan, karena arah lintasan sumur pada dasarnya diutamakan untuk mengejar target geologi.

**Kata kunci:** Model geomekanika satu dimensi, Lapangan Handil, kestabilan sumur bor, berat lumpur, inklinasi dan azimuth sumur.

**Abstract** - Handil Field is one of oil and gas field located in Mahakam Delta, Kutai Basin, East Kalimantan. This field has been producing since 1975 until now. Drilling operation for field development has been conducted intensively to optimize the production. In drilling wells with high inclination (more than 30°), the main problem that often arises is related to the wellbore stability which is wellbore collapse.

The approach used in this study is a one-dimensional geomechanical model. The data used are formation pressure test data, hydraulic fracturing test data, well log data and drilling reports, and core compressive strength test data. Geomechanical analysis is carried out by determining the parameters of rock elasticity and rock strength, pore pressure, and direction and magnitude of the three main stresses, namely vertical stress ( $S_v$ ), minimum horizontal stress ( $S_{hmin}$ ) and maximum horizontal stress ( $S_{Hmax}$ ). The parameters used in the construction of the one-dimensional geomechanical model in this study used the parameters that have been

used in the H-N-93 well. In the H-N-93 well, there was an issue of borehole instability which resulted in the drill pipe being stuck and causing the pipe to be buried in the wellbore. Based on this incident, a one-dimensional geomechanical model and wellbore stability analysis were created as a reference for the next well drilling strategy. As a result, the drilling of the H-V-508 well went smoothly without any issues of wellbore instability using these parameters. Therefore, the parameters in making the one-dimensional geomechanical model wellbore stability analysis are applied to the other five wells to be drilled in the Handil Field.

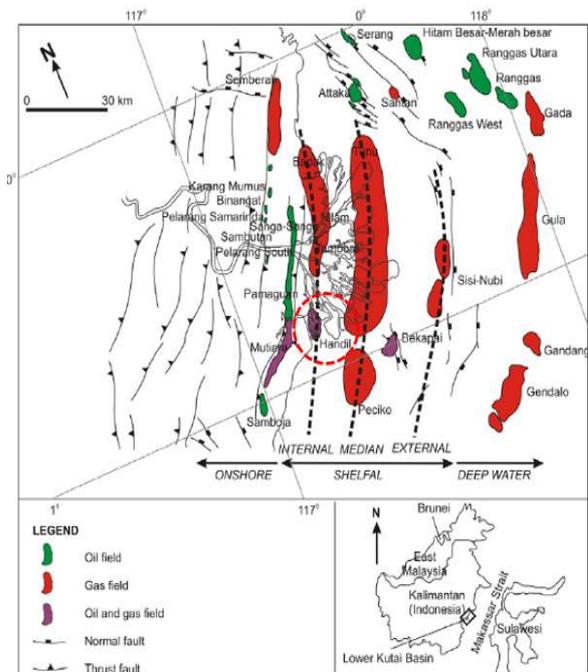
Based on the one-dimensional geomechanical model that has been prepared for the five wells to be drilled (H-NA-100, H-NA-103, H-NA-295, H-NA-302, and H-NA-108), the main stress configuration is used to determine the stress regime in the Handil Field. The wellbore stability analysis is carried out using the Mohr-Coulomb failure criterion and produced a Shear Failure Gradient (SFG) as a minimum limit in determining the mud weight so that a mud pressure window can be estimated. In addition, well azimuth and inclination can also be optimized based on the well stability stereonet diagram. The *in situ* stress regime acting in the Handil Field is a normal fault regime ( $S_v > S_{Hmax} > S_{Hmin}$ ). The azimuth of  $S_{Hmax}$  is northwest - southeast (N 310 - 340° E and N 130 - 160° E). Normal hydrostatic pressure zone in the Handil Field generally occur from the surface to 3110 - 3225 mTVDSS, followed by an overpressure zone up to the well total depth. Well stability can be increased by using a mud weight of 1.14 - 1.31 SG at the normal hydrostatic pressure zone, then increasing the mud weight to 1.26 - 1.67 SG at the overpressure zone. In addition, the wellbore stability can be optimized by determining the azimuth of the well parallel to the  $S_{Hmin}$  orientation, which is northeast - southwest (N 40 - 70° E and N 220 - 250° E) and an inclination around 30 - 60°. This is a recommendation if possible to do, because the direction of the well trajectory is basically prioritized to pursue geological targets.

**Keywords:** One-dimensional geomechanical model, Handil Field, wellbore stability, mud weight, well inclination and azimuth.

## 1. PENDAHULUAN

Lapangan Handil merupakan salah satu lapangan penghasil minyak dan gas bumi yang terletak di Delta Mahakam, Cekungan Kutai, Kalimantan Timur (**Gambar 1**). Lapangan yang telah berproduksi sejak tahun 1975 ini terbukti produktif dan memiliki potensi reservoir yang ekonomis. Pengeboran untuk pengembangan lapangan dan produksi yang intensif masih dilakukan sampai sekarang. Namun, saat ini produksi hidrokarbon di Lapangan Handil telah mengalami penurunan yang signifikan karena *aquifer support* yang tidak mampu mempertahankan tekanan reservoir mengakibatkan terjadinya penurunan tekanan (*depleted*).

Berbagai cara diperlukan untuk menekan biaya operasional dalam pengeboran sehingga reservoir yang diproduksi tetap bernilai ekonomis. Salah satu caranya adalah dengan menghindari terjadinya *Non-Productive Time* (NPT) yang akan menambah biaya dalam operasi pengeboran. Permasalahan yang kerap kali menghasilkan NPT di Lapangan Handil adalah terkait kestabilan sumur bor, yaitu runtuhnya dinding sumur pada saat operasi pengeboran dan pencabutan pipa pengeboran di sumur-sumur dengan inklinasi tinggi (lebih dari 30°). Dengan memitigasi masalah tersebut, proses pengeboran akan berjalan lebih lancar sehingga dapat selesai sesuai waktu yang direncanakan dan biaya operasional akan lebih ekonomis.



Gambar 1 Peta lokasi Lapangan Handil (ditandai lingkaran merah) di daerah Delta Mahakam, Cekungan Kutai, Kalimantan Timur (Ramdhan, 2010).

Geomekanika reservoir adalah salah satu cabang dari keilmuan geologi struktur yang mempelajari tekanan dan tegangan *in situ* yang terjadi di reservoir bawah permukaan, dan hal-hal esensial yang berkaitan langsung pada operasi pengeboran dan pengembangan lokasi potensi produksi (Zoback, 2007). Geomekanika penting dipelajari karena

mempengaruhi perilaku sumur bor. Menurut Zoback (2007), terdapat lima parameter utama dalam geomekanika reservoir, antara lain: tekanan pori ( $P_p$ ), tegasan vertikal ( $S_v$ ), tegasan horizontal minimum ( $S_{hmin}$ ), tegasan horizontal maksimum ( $S_{Hmaks}$ ), kekuatan kompresif batuan ( $C_0$ ). Studi geomekanika dapat dilakukan untuk melakukan pendekatan terhadap masalah kestabilan sumur bor.

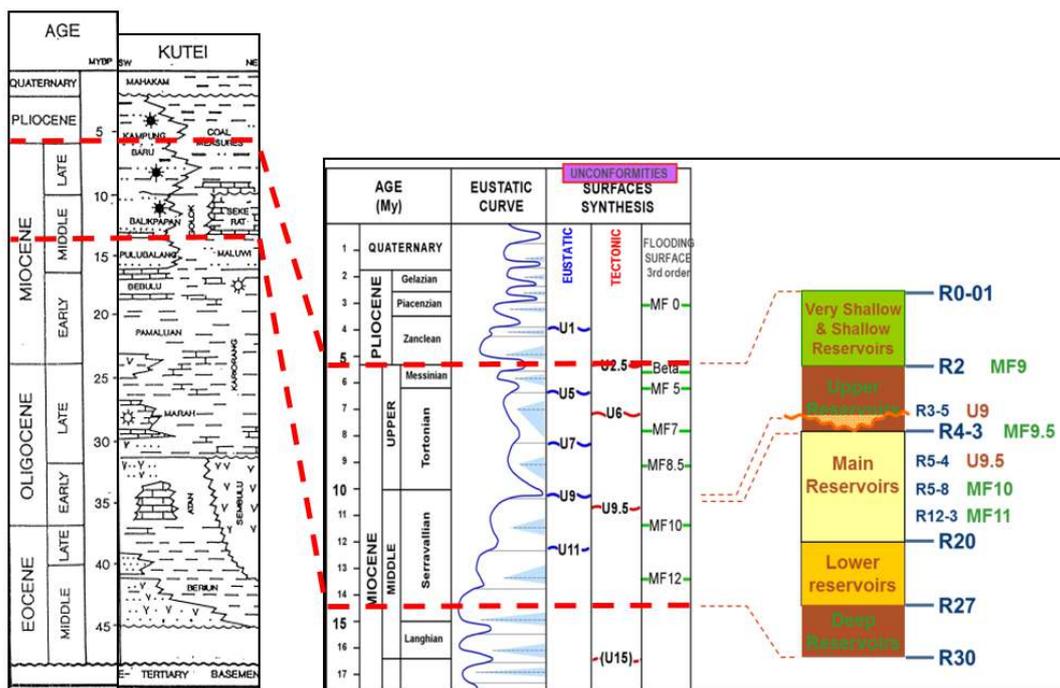
Penelitian ini memiliki tujuan untuk mengetahui kondisi tegasan *in situ* pada saat ini serta mengintegrasikan dan menganalisis data yang tersedia untuk membuat model geomekanika satu dimensi pada sumur-sumur yang akan dibor di Lapangan Handil. Dari model geomekanika satu dimensi yang telah dibuat, dilakukan evaluasi rezim tegasan yang bekerja pada saat ini. Selain itu, strategi pengeboran yang optimal dirancang berdasarkan model geomekanika dan kestabilan sumur untuk memitigasi ketidakstabilan sumur bor dengan inklinasi tinggi (lebih dari  $30^0$ ) di Lapangan Handil.

Dari segi tektonik, Cekungan Kutai merupakan pertemuan dari tiga lempeng besar dunia, yaitu Lempeng India-Australia di sebelah selatan, Lempeng Eurasia di sebelah utara, dan Lempeng Pasifik di sebelah timur. Hal ini menyebabkan Pulau Kalimantan menjadi daerah yang sangat kompleks secara tektonik. Interaksi dari ketiga lempeng tersebut telah membentuk kompleks dari kumpulan cekungan-cekungan samudera kecil dan blok mikrokontinen yang dibatasi oleh zona subduksi, extensional margins, dan major transcurrent faults di Indonesia (McClay dkk., 2000). Fase-fase tektonik pada Cekungan Kutai menurut Moss dan Chambers (1999) dibagi menjadi lima fase, yaitu: fase syn-rift (Eosen Tengah - Eosen Akhir), fase sagging (Eosen Akhir - Oligosen Akhir), rift dan aktivitas vulkanik (Oligosen Akhir-Miosen Awal),

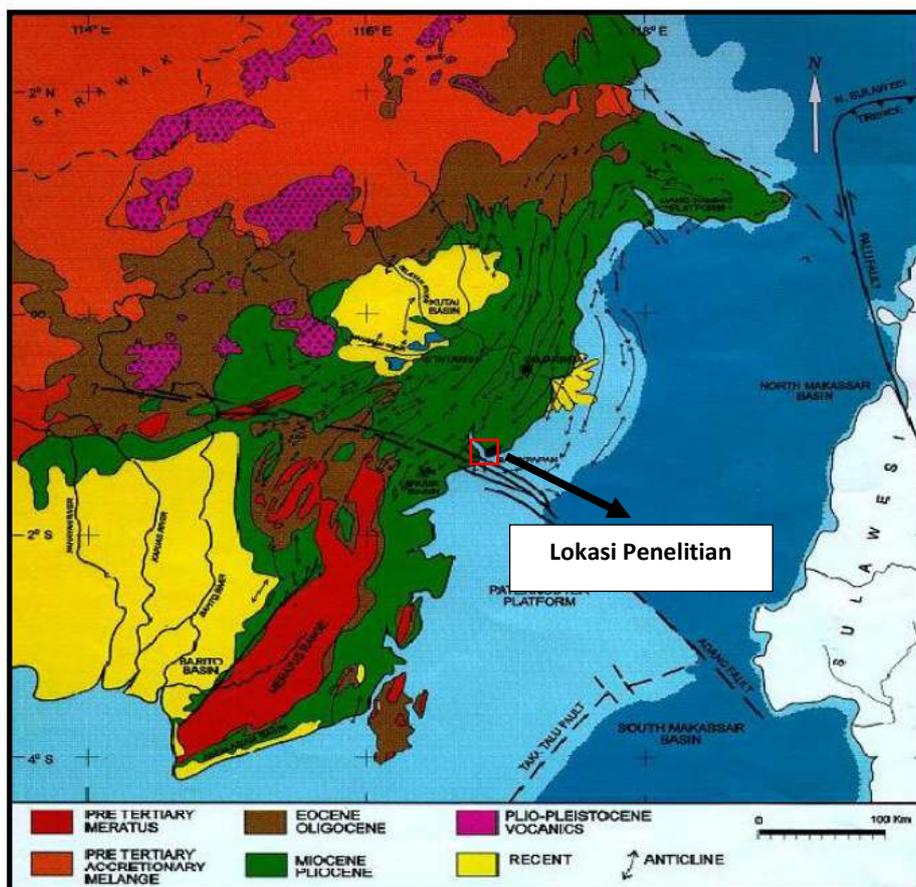
Progradasi-agradasi delta dan inversi (Miosen Awal), dan progradasi-agradasi delta dan inversi (Miosen Tengah - sekarang).

Berdasarkan sejarah geologinya, beberapa peneliti membagi Cekungan Kutai menjadi dua bagian, yaitu Cekungan Kutai Atas (Upper Kutai) dan Cekungan Kutai Bawah (Lower Kutai). Sedimentasi Cekungan Kutai bagian atas dimulai setelah pembentukan cekungan dan pengisian sedimen transgresi pada Eosen Tengah hingga Oligosen Awal, sementara sedimentasi Cekungan Kutai bagian bawah terus berlangsung hingga Oligosen Akhir yang dicirikan oleh pengendapan progradasi delta. Daerah penelitian termasuk dalam bagian dari Cekungan Kutai Bawah. Berdasarkan Cibaj (2009), setelah dilakukan penyepadanan dengan kolom stratigrafi regional yang berada di Cekungan Kutai oleh Satyana dkk. (1999), interval stratigrafi untuk reservoir di Lapangan Handil berada pada interval berumur Miosen Tengah hingga Miosen Akhir yang disepadankan dengan formasi dari Kelompok Balikpapan dan Kampung Baru (Gambar 2). Sedimentasi dari reservoir di lapangan ini umumnya hadir dalam fasies distributary channel dan mouth bar. Hal tersebut menunjukkan bahwa sedimen di Handil diendapkan pada lingkungan delta plain hingga prodelta.

Struktur geologi pada Cekungan Kutai merupakan hasil dari proses geologi yang berkelanjutan berlangsung dari periode Pra-Tersier sampai periode Neogen. Struktur utama yang terbentuk di Cekungan Kutai adalah Antiklinorium Samarinda. Terdapat dua arah utama pada pola umum struktur yang berkembang di Cekungan Kutai (Gambar 3). Pola yang pertama adalah pola struktur berarah barat laut - tenggara yang memisahkan cekungan bagian utara dan selatan. Pola yang kedua adalah pola struktur yang berarah timur laut - barat daya. Pola ini adalah pola yang paling umum dijumpai di Cekungan Kutai Bawah.



Gambar 2 Kesetaraan stratigrafi antara interval penelitian Cibaj (2009) (sebelah kanan) dengan kolom stratigrafi oleh Satyana dkk. (1999) (sebelah kiri).



Gambar 3 Pola struktur Cekungan Kutai (Weerd dan Armin, 1992).

## 2. DATA DAN METODOLOGI

### Data

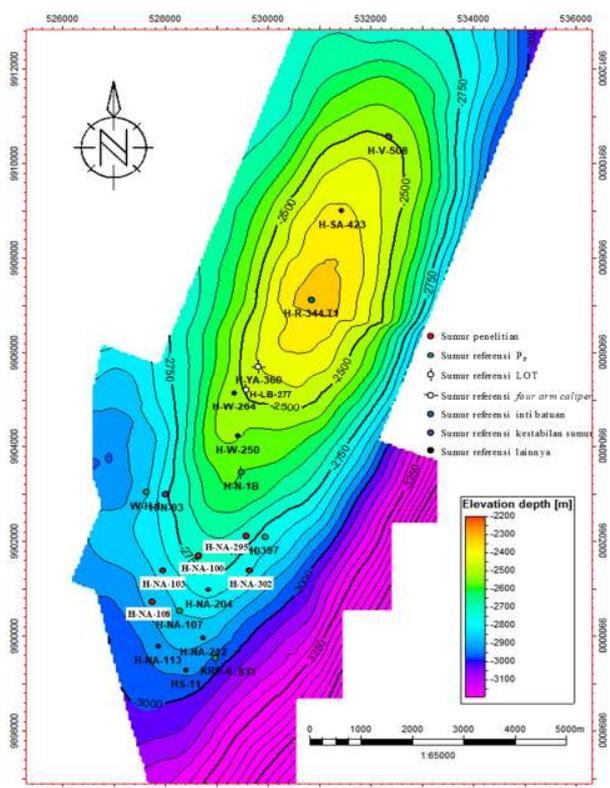
Pengolahan dan analisis data dilakukan untuk menghasilkan model geomekanika satu dimensi dan kestabilan sumur bor dari lima sumur yang akan dibor di Lapangan Handil, yaitu sumur H-NA-100, H-NA-103, H-NA-295, H-NA-302, dan H-NA-108 (Gambar 4). Data yang digunakan dalam penelitian ini berasal dari sumur-sumur di sekitar kelima sumur yang akan dibor tersebut, antara lain: data uji tekanan formasi (199 data), yang terdiri dari data *Modular Dynamic Tester* (MDT) dan *Repeat Formation Tester* (RFT); data uji rekah hidraulik (4 sumur), yaitu data *Leak Off Test* (LOT); data log sumur (82 sumur), yang terdiri dari data sinar gama, resistivitas, densitas, sonik, dan kaliper; data laporan pengeboran (11 sumur), berisi data log lumpur dan deskripsi masalah yang terjadi pada saat pengeboran seperti *lost circulation*; serta data uji kuat tekan inti batuan (1 sumur), yaitu uji *uniaxial compressive strength* dan *triaxial compressive strength*.

Timur, ditunjukkan oleh lingkaran berwarna merah pada peta struktur kedalaman R20. Koordinat peta ditunjukkan dalam format UTM (*Universal Transverse Mercator*).

Data yang digunakan divalidasi terlebih dahulu sebelum digunakan sehingga menghasilkan analisis yang lebih akurat dan terpercaya. Untuk data uji tekanan formasi, digunakan data dengan status *good* karena memiliki nilai yang paling valid. Data dengan status *good* merupakan data yang mengalami pengulangan nilai tekanan dalam proses pengujian di lapangan. Di samping itu, untuk data uji rekah hidraulik, data tekanan yang digunakan adalah *Leak Off Pressure* (LOP) dan *Fracture Closure Pressure* (FCP). Nilai FCP merupakan data paling akurat untuk menentukan  $S_{hmin}$  (White, 2001), yaitu *double tangent* dari *Fracture Parting Pressure* FPP dan *stabilized pressure*, sedangkan nilai LOP digunakan untuk mendeterminasi nilai tekanan rekah (*Fracture Pressure/FP*).

Data log sumur pada penelitian ini digunakan untuk menganalisis tegasan vertikal ( $S_v$ ), tren kompaksi normal (NCT), serta parameter elastisitas dan kekuatan batuan. Dalam perhitungan tegasan vertikal, log densitas perlu dikoreksi dengan log kaliper karena sangat sensitif dengan ukuran lubang bor. Data dengan log kaliper yang menunjukkan ukuran lubang bor lebih besar dari 1 inci dari mata bor tidak diikutkan dalam perhitungan. Pada perhitungan NCT serta parameter elastisitas dan kekuatan batuan, digunakan log sonik yang sebelumnya dikoreksi terlebih dahulu dengan menggunakan log kaliper (koreksi kondisi lubang bor) dan log sinar gama. Log sinar gama digunakan untuk mendapatkan nilai log sonik hanya pada litologi batulempung. Data selanjutnya yang digunakan adalah laporan pengeboran untuk melacak adanya peristiwa penting pada proses pengeboran, salah satunya *total losses*. Data tersebut dapat disetarakan dengan FCP pada uji rekah hidraulik. Data yang digunakan untuk mendeterminasi nilai  $S_{hmin}$  dari kejadian *lost circulation* adalah data *Equivalent Circulating Density* (ECD) yang diperoleh dari alat yang disebut *Pressure While Drilling* (PWD).

PETA STRUKTUR KEDALAMAN R20



Gambar 4 Lokasi sumur-sumur penelitian pada Lapangan Handil, Cekungan Kutai, Kalimantan

Data terakhir yang digunakan pada penelitian ini adalah uji kuat tekan inti batuan. Uji *uniaxial compressive strength* adalah bagian dari *uji triaxial compressive strength* yang diukur tanpa adanya *confining pressure*. Sampel inti batuan yang digunakan untuk mengalibrasi nilai rasio Poisson dan modulus Young statik, serta *Unconfined Compressive Strength* (UCS) dan sudut friksi internal (FA) yang telah diestimasi menggunakan persamaan empiris berasal dari litologi batulempung.

### Metodologi

Penelitian diawali dengan studi pustaka dari peneliti terdahulu mengenai kondisi geologi yang berkaitan dengan geomekanika reservoir dan rekayasa pengeboran di daerah penelitian. Setelah itu dilakukan pemerolehan dan validasi data untuk menguji kelayakan penelitian ini. Pemerolehan data yang dilakukan meliputi data uji tekanan formasi, data uji rekah hidraulik, data log sumur dan laporan pengeboran, dan data uji kuat tekan inti batuan.

Data yang telah divalidasi selanjutnya diolah dan diintegrasikan menggunakan perangkat lunak *Predict, Geolog, dan Petrel*. *Predict* dan *Geolog* digunakan untuk menampilkan dan menghitung parameter geomekanika menggunakan persamaan empiris, sedangkan *Petrel* digunakan untuk membuat peta struktur kedalaman dengan lokasi sumur-sumur pada penelitian ini. Penentuan tekanan pori dilakukan dengan menggunakan data uji tekanan formasi dan data log sumur, sedangkan kalkulasi besaran dan penentuan orientasi tegasan dilakukan dengan menggunakan data uji rekah hidraulik, data log sumur, dan laporan pengeboran. Di samping itu, nilai properti elastisitas dan kekuatan batuan diperoleh berdasarkan data log sumur dan data uji kuat tekan inti batuan. Kemudian dari parameter-parameter yang telah didapatkan, dibuat model geomekanika satu dimensi untuk kemudian diinterpretasi hubungannya dengan rezim tegasan yang bekerja di Lapangan Handil.

Parameter yang digunakan dalam pembuatan model geomekanika satu dimensi menggunakan parameter yang telah digunakan di sumur H-N-93. Pada sumur H-N-93, terdapat isu ketidakstabilan lubang bor

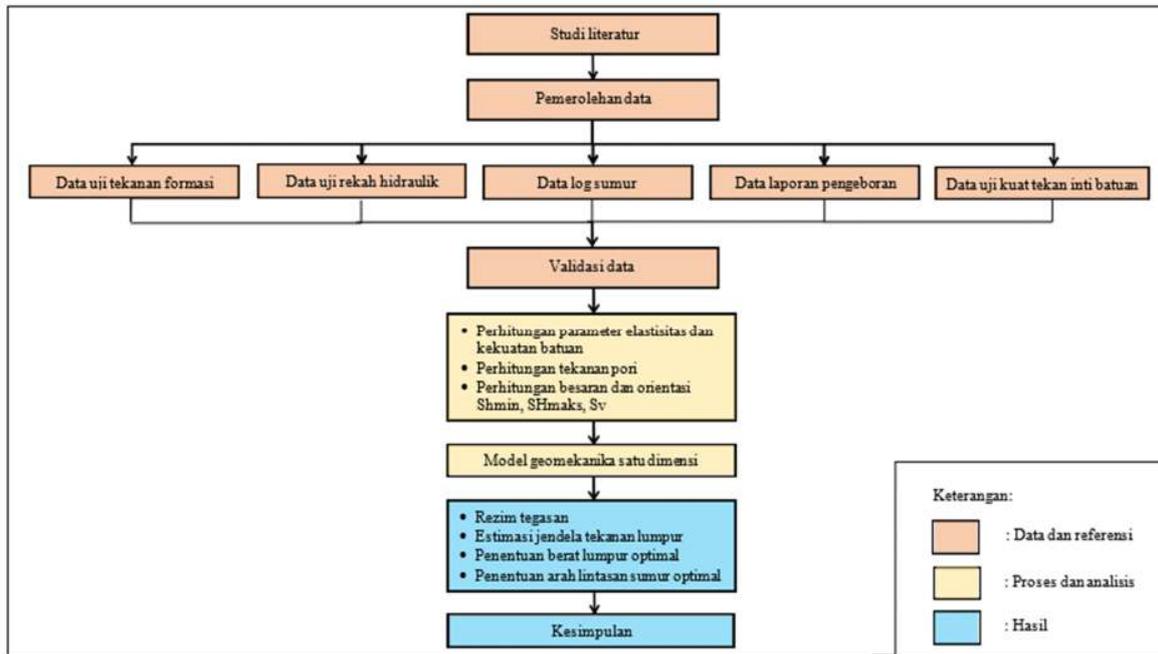
yang mengakibatkan pipa pengeboran terjepit pada saat operasi pencabutan pipa yang menyebabkan pipa harus dikubur di dalam lubang bor. Berdasarkan kejadian tersebut dibuat model geomekanika satu dimensi dan kestabilan sumur bor sebagai acuan strategi pengeboran sumur selanjutnya. Hasilnya, pengeboran sumur H-V-508 berjalan dengan lancar tanpa adanya isu ketidakstabilan lubang bor dengan menggunakan parameter tersebut. Oleh karena itu, parameter dalam pembuatan model geomekanika satu dimensi dan kestabilan sumur bor itu diaplikasikan pada sumur-sumur lainnya yang akan dibor di Lapangan Handil.

Tahapan selanjutnya adalah pembuatan model kestabilan sumur bor berdasarkan kondisi geologi dan model geomekanika satu dimensi yang telah didapatkan. Model kestabilan sumur bor dibuat dengan mengestimasi jendela tekanan lumpur sehingga dapat ditentukan berat lumpur dan arah lintasan sumur yang optimal untuk menjaga kestabilan sumur pada operasi pengeboran selanjutnya di Lapangan Handil. Hal tersebut dapat menjadi dasar dalam merancang strategi pengeboran yang aman dan optimal. Diagram alir penelitian secara lengkap dapat dilihat pada Gambar 5.

### 3. ANALISIS DATA

#### Analisis Parameter Elastisitas Batuan

Hubungan antara tegasan yang bekerja pada suatu batuan dengan regangan yang dihasilkan dibahas dalam elastisitas batuan. Modulus elastik merupakan suatu besaran yang mengukur resistansi suatu material untuk mengalami deformasi secara elastik. Dalam studi geomekanika, dikenal parameter elastisitas batuan yang penting, yaitu modulus Young (E) dan rasio Poisson ( $\nu$ ). Modulus Young mengukur resistansi deformasi dari tegasan uniaksial, sedangkan rasio Poisson mengukur rasio ekspansi lateral terhadap pemendekan aksial. Besarnya nilai modulus Young dinamik dan rasio Poisson dinamik dapat dihitung dengan menggunakan nilai kecepatan dari gelombang kompresional ( $V_p$ ) dan gelombang *shear* ( $V_s$ ) dalam persamaan berikut (Goodman, 1989):



Gambar 5. Diagram alir penelitian.

$$v_{din} = \frac{1}{2} \cdot \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{V_p^2 - V_s^2} \quad (1)$$

$$E_{din} = \rho (1 + v_{din}) V_s^2 \quad (2)$$

dengan:

- $v_{din}$  = rasio Poisson dinamik
- $E_{din}$  = modulus Young dinamik
- $V_p$  = kecepatan kompresional
- $V_s$  = kecepatan shear
- $\rho$  = densitas batuan

Nilai dinamik tersebut dikonversi menjadi nilai statik dengan menggunakan persamaan empiris. Kemudian, hasil perhitungan tersebut dikalibrasi dengan nilai statik yang diperoleh dari hasil uji laboratorium pada inti batuan. Persamaan yang digunakan adalah:

$$v_{sta} = 0,9 \times v_{din} \quad (3)$$

$$E_{sta} = (0,018 \times E_{din}^2) + (0,422 \times E_{din}) \quad (4)$$

(Lacy, 1997)

dengan:

- $v_{din}$  = rasio Poisson dinamik
- $v_{sta}$  = rasio Poisson statik
- $E_{din}$  = modulus Young dinamik
- $E_{sta}$  = modulus Young statik

Hasil perhitungan rasio Poisson statik menunjukkan nilai antara 0,14 - 0,41 dengan nilai rata-rata 0,29

pada kedalaman 1000 - 2500 mTVDSS dan 0,12 - 0,38 dengan nilai rata-rata 0,21 pada kedalaman > 2500 mTVDSS. Kemudian hasil perhitungan modulus Young statik menunjukkan nilai antara 0,01 - 20,86 GPa dengan nilai rata-rata 8,55 GPa pada kedalaman 1000 - 2500 mTVDSS dan 12,84 - 35,08 GPa dengan nilai rata-rata 21,07 GPa pada kedalaman > 2500 mTVDSS. Berdasarkan Fjaer dkk. (2008), hasil pengukuran rasio Poisson dan modulus Young termasuk dalam kategori pasir yang belum terkonsolidasi, batupasir, dan serpih (Tabel 1). Sesuai dengan litologi pada lingkungan delta dengan didominasi oleh perselingan batupasir dan batulempung.

Tabel 1 Nilai properti mekanik dari berbagai jenis batuan (Fjaer dkk., 2008).

Material	Density $\rho$ $10^3$ (kg/m <sup>3</sup> )	Young's modulus $E$ (GPa)	Poisson's ratio $\nu$	Unconf. compr. strength $C_0$ (MPa)	Tensile strength $T_0$ (MPa)
Unconsolidated sands	1.5-1.7	0.01-0.1	~0.45		
Sandstone	2.0-2.65	0.1-30	0-0.45	1-250	
Clay	1.9-2.1	0.06-0.15	~0.40	0.2-0.5	
Shale	2.3-2.8	0.4-70	0-0.30	2-250	
High porosity chalk	1.4-1.7	0.5-5	0.05-0.35	4-15	
Low porosity chalk	1.7-2.0	5-30	0.05-0.30	10-40	
Basalt	2.7-2.9	50-100	0.2-0.3	200-350	10-15
Granite	2.6-2.8	5-85	0.1-0.34	50-350	5-15
Dolomite	2.4-3.2	10-100	0-0.5	40-350	
Limestone	1.4-2.9	2-100	0-0.3	5-250	
Gneiss	2.7-3.1	40-100	0.1-0.3	50-250	
Marble	2.7-3.2	5-90	0-0.3	50-250	
Ice	0.9	8	0.35		
Steel	7.9	200	0.28	220-900*	350-1200

### Analisis Parameter Kekuatan Batuan

Besaran dari tegasan pada saat batuan mengalami kegagalan disebut juga dengan *Unconfined Compressive Strength* (UCS) yang juga mendefinisikan kekuatan kompresif batuan ( $C_0$ ). Beberapa metode empiris untuk mengestimasi kekuatan kompresif batuan dikembangkan dengan menggunakan persamaan-persamaan pada Tabel 2 Kekuatan batuan pada analisis geomekanika dapat diwakili dengan parameter *Unconfined Compressive Strength* (UCS) dan sudut friksi internal (FA).

Tabel 2 Persamaan-persamaan empiris yang digunakan untuk mengestimasi kekuatan kompresif batuan (Chang dkk., 2006).

Persamaan	Keterangan	Referensi
$C_0 = 2,28 + 4,1098E$	Batupasir	Bradford dkk. (1998)
$C_0 = 7,97E^{(0,91)}$	Batulempung dan serpih	Horsurd (2001)
$C_0 = 1200E^{-0,0036DT}$	Batubara	Mcnally (1987)

dengan:

$C_0$  = *Unconfined Compressive Strength* (UCS)

E = modulus Young

DT = sonik kompresi

Sedangkan persamaan untuk mengestimasi FA adalah seperti di bawah ini (Chang dkk., 2006):

$$FA = \sin^{-1} \left( \frac{V_p - 1000}{V_p + 1000} \right) \quad (5)$$

dengan:

FA = sudut friksi internal

$V_p$  = kecepatan kompresi sonik

Hasil perhitungan UCS menunjukkan nilai antara 51,77 - 83,43 MPa dengan nilai rata-rata 63,83 Mpa pada kedalaman 1000 - 2500 mTVDSS dan 68,53 - 109,87 MPa dengan nilai rata-rata 83,20 MPa pada kedalaman > 2500 mTVDSS. Sedangkan hasil perhitungan FA menunjukkan nilai antara 33,77 - 52,71<sup>o</sup> dengan nilai rata-rata 43,36<sup>o</sup> pada kedalaman 1000 - 2500 mTVDSS dan 46,16 - 61,29<sup>o</sup> dengan nilai rata-rata 52,66<sup>o</sup> pada kedalaman > 2500 mTVDSS.

### Analisis Tegasan Vertikal ( $S_v$ )

Tegasan vertikal merupakan tegasan yang

diakibatkan oleh pembebanan dari akumulasi berat sedimen. Tegasan ini kerap kali dikenal dengan istilah tegasan *overburden* atau tegasan litostatik (Ramdhan, 2010). Tegasan vertikal dapat dihitung dengan persamaan berikut yang merupakan fungsi dari densitas batuan dengan percepatan gravitasi pada tiap interval kedalaman:

$$S_v = \rho_b g z \quad (6)$$

dengan:

$S_v$  = tegasan vertikal

$\rho_b$  = densitas *bulk*

g = percepatan gravitasi

z = ketebalan lapisan

Berdasarkan tegasan vertikal yang dihitung pada 76 sumur di Lapangan Handil, nilai tegasan vertikal dapat dibedakan menjadi tiga zona, yaitu *crestal zone*, *mid-flank zone*, dan *flank zone*. Semakin ke arah *crestal zone*, tegasan vertikal menunjukkan nilai yang semakin besar. Dari kelima sumur penelitian (H-NA-100, H-NA-103, H-NA-295, H-NA-302, dan H-NA-108), semuanya termasuk ke dalam *flank zone*, yakni mempunyai hubungan tegasan vertikal terhadap kedalaman bersifat linier dengan gradien 19,298 MPa/km.

### Analisis Tekanan Pori ( $P_p$ )

Tekanan pori merupakan potensial hidrolis yang dihasilkan oleh fluida di dalam porositas batuan pada kedalaman tertentu (Zoback, 2007). Air laut pada daerah penelitian memiliki densitas antara 1,00 - 1,03 g/cm<sup>3</sup> atau 1,42 - 1,46 psi/m. Gradien tekanan yang digunakan untuk tekanan normal hidrostatik adalah 1,03 g/cm<sup>3</sup> atau 1,46 psi/m. Dapat dihitung dengan persamaan:

$$P_p = \rho_f g z \quad (7)$$

dengan:

$\rho_f$  = massa jenis fluida pada pori yang bertekanan hidrostatik

g = percepatan gravitasi

z = kedalaman

Pendeteksian interval tekanan abnormal dilakukan dengan menggunakan tren kompaksi normal (NCT) yang dibentuk dengan persamaan berikut (modifikasi dari Chapman, 1983):

$$\Delta t_n = (\Delta t_{maks} - \Delta t_{min})e^{-z/k} + \Delta t_{min} \quad (8)$$

dengan:

$\Delta t_n$  = waktu transit pada keadaan kompaksi normal

$\Delta t_{maks}$  = waktu transit pada permukaan

$\Delta t_{min}$  = waktu transit dari matriks batuan

$z$  = kedalaman

$k$  = konstanta empiris

Tekanan luap pada titik mana pun adalah kondisi pada saat tekanan pori melebihi tekanan normal hidrostatik (Ramdhan, 2010). Perhitungan tekanan pori pada kondisi yang tidak hidrostatik dilakukan dengan metode empiris oleh Eaton (1975). Kemudian, validasi besaran tekanan pori dilakukan dengan menggunakan pengukuran langsung, seperti MDT dan RFT. Persamaan empiris yang digunakan adalah:

$$P_p = S_v - (S_v - P_n)(R / R_n)^n \text{ untuk log resistivitas} \quad (9)$$

$$P_p = S_v - (S_v - P_n)(DT_n / DT)^x \text{ untuk log sonik} \quad (10)$$

dengan:

$P_p$  = tekanan pori

$S_v$  = tegasan vertikal

$P_n$  = tekanan normal hidrostatik

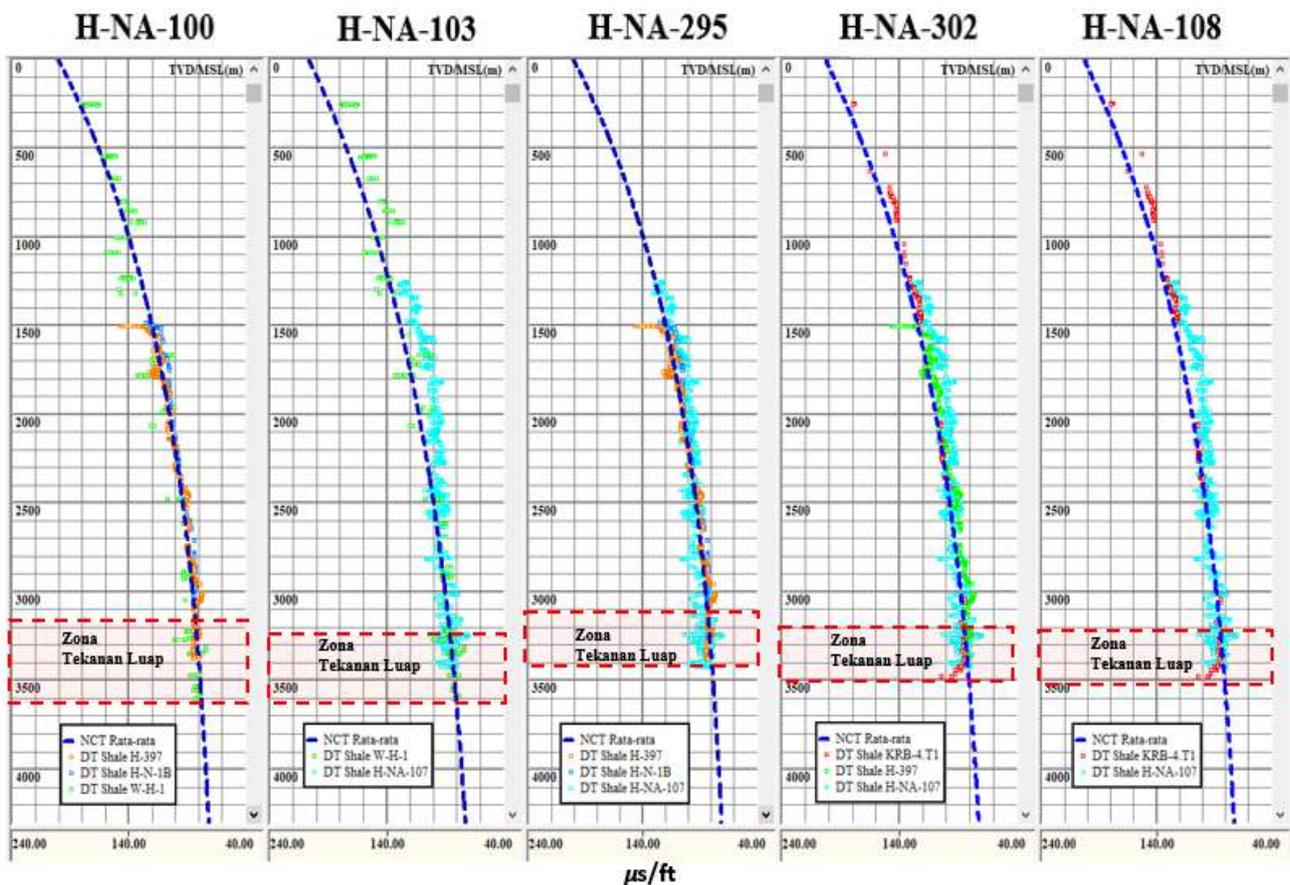
$DT_n$  = nilai sonik pada garis NCT

$DT$  = nilai sonik dari rekaman tali kawat

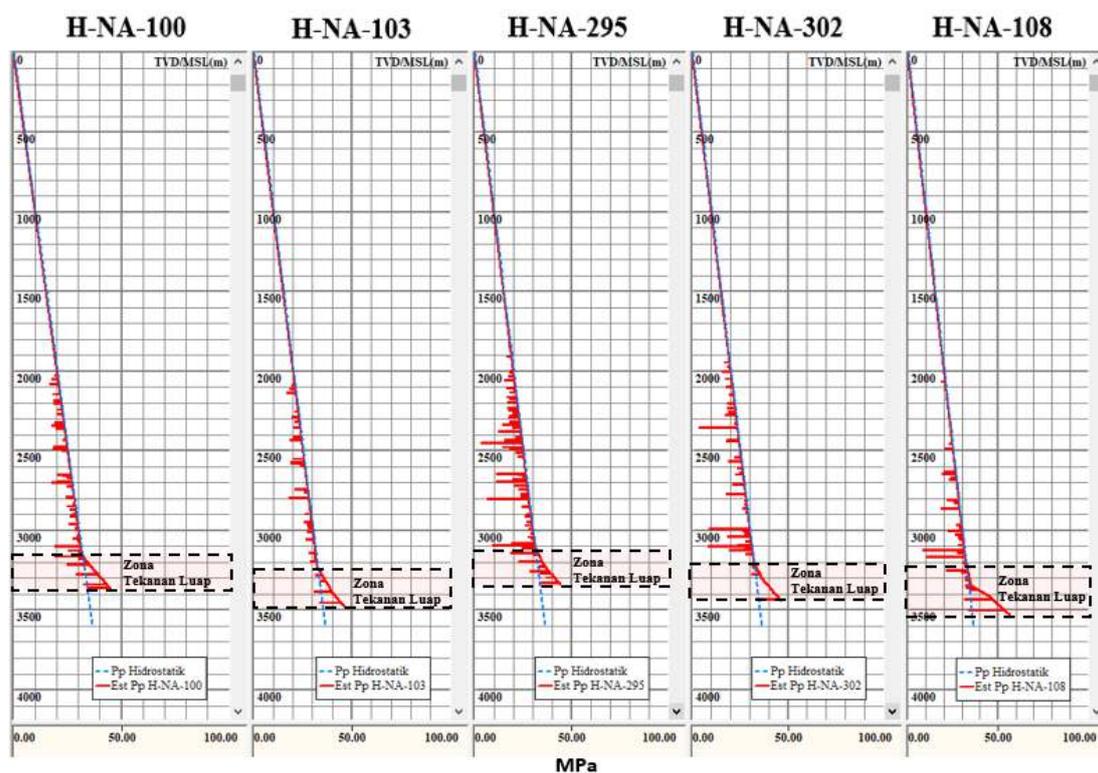
$R_n$  = nilai resistivitas pada garis NCT

$R$  = nilai resistivitas dari rekaman tali kawat

Hasil perhitungan NCT dapat dilihat pada **Gambar 6** dan hasil perhitungan prediksi tekanan pori dapat dilihat pada **Gambar 7**. Nilai gradien prediksi tekanan pori pada zona tekanan normal hidrostatik adalah 10,094 MPa/km, sedangkan gradien prediksi tekanan pori pada zona tekanan luap berkisar antara 19,809 - 105,314 MPa/km.



Gambar 6 Plot nilai rata-rata NCT dan log sonik terhadap kedalaman pada sumur-sumur sekitar dalam radius 2 km dari tiap sumur penelitian.



Gambar 7. Plot prediksi tekanan pori seluruh sumur penelitian terhadap kedalaman.

**Analisis Tegasan Horizontal Minimum (S<sub>hmin</sub>)**

Tegasan horizontal minimum (S<sub>hmin</sub>) merupakan salah satu tegasan utama yang dapat diestimasi besarnya secara langsung. Penentuan besaran tegasan horizontal minimum dapat dilakukan dari pengukuran uji rekah hidraulik. Determinasi S<sub>hmin</sub> yang terbaik adalah berdasarkan data *Fracture Closure Pressure* (FCP) dan *Initial Shut in Pressure* (ISIP) (White, 2001) dibandingkan dengan data *Leak Off Pressure* (LOP) yang dipengaruhi oleh komponen friksi, *tensile rock strength*, dan gangguan tegasan di sekitar lubang bor (Engelder, 1993). LOP biasanya digunakan untuk mendeterminasi besaran tekanan rekah (FP).

Perhitungan nilai S<sub>hmin</sub> pada penelitian ini dilakukan menggunakan persamaan poroelastis yang dirumuskan oleh Blanton dan Olson (1999), dengan dikalibrasi oleh data FCP dan data *Equivalent Circulating Density* (ECD) pada saat terjadi *total losses*. Persamaan yang digunakan adalah:

$$S_{hmin} = C_1 \epsilon_{tect} + C_2 \tag{11}$$

$$C_1 = \frac{E}{1-\nu^2} \tag{12}$$

$$C_2 = \frac{\nu}{1-\nu} S_v + \frac{\nu-2\nu}{1-\nu} \alpha_p P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \alpha_T \Delta T \tag{13}$$

$$\epsilon_{tect} = \frac{S'_{hmin} - C_2'}{C_1'} \tag{14}$$

dengan:

- S<sub>hmin</sub> = tegasan horizontal minimum
- C<sub>1,2</sub> = konstanta
- E = modulus Young
- ν = rasio Poisson
- S<sub>v</sub> = tegasan vertikal
- α<sub>p</sub> = konstanta poroelastis Biot
- P<sub>p</sub> = tekanan pori
- α<sub>T</sub> = koefisien ekspansi termal (5,56×10<sup>-6</sup>/<sup>0</sup>F untuk batupasir dan 5,0×10<sup>-6</sup>/<sup>0</sup>F untuk serpih)
- ΔT = selisih temperatur pada kedalaman tertentu dengan temperatur permukaan

Sedangkan persamaan empiris yang digunakan untuk menentukan FP dirumuskan oleh Eaton (1975), dengan persamaan sebagai berikut:

$$FP = (S_v - P_p) (\nu / (1 - \nu)) + P_p \tag{15}$$

dengan:

FP = tekanan rekah  
 Sv = tegasan vertikal  
 Pp = tekanan pori  
 v = rasio Poisson

Hasil perhitungan  $S_{hmin}$  menunjukkan adanya kesamaan tren pada keseluruhan sumur. Gradien  $S_{hmin}$  terlihat dipengaruhi oleh gradien tekanan pori, di saat gradien tekanan pori meningkat, gradien  $S_{hmin}$  juga meningkat. Nilai gradien  $S_{hmin}$  pada zona tekanan normal hidrostatik berkisar antara 14,823 - 16,020 MPa/km, sedangkan gradien  $S_{hmin}$  pada zona tekanan luap berkisar antara 43,675 - 63,280 MPa/km.

Selanjutnya, hasil perhitungan FP pada seluruh sumur yang diteliti menunjukkan adanya kesamaan tren pada semua sumur penelitian. Gradien FP terlihat juga dipengaruhi oleh gradien tekanan pori. Gradien FP meningkat di saat gradien tekanan pori meningkat. Nilai gradien FP pada zona tekanan normal hidrostatik berkisar antara 19,257 - 19,350 MPa/km, sedangkan gradien FP pada zona tekanan luap berkisar antara 21,850 - 38,457 MPa/km.

#### Analisis Tegasan Horizontal Maksimum ( $S_{Hmaks}$ )

Analisis  $S_{Hmaks}$  cukup sulit untuk dilakukan secara langsung karena keterbatasan data. Pada penelitian ini, perhitungan nilai  $S_{Hmaks}$  dilakukan dengan menggunakan persamaan empiris dari Kirsch (1898) dalam Zoback (2007):

$$S_{Hmaks} = 2S_{hmin} - Pp \quad (16)$$

dengan:

$S_{Hmaks}$  = tegasan horizontal maksimum

$S_{hmin}$  = tegasan horizontal minimum

Pp = tekanan pori

Hasil perhitungan  $S_{Hmaks}$  tidak menunjukkan perbedaan yang signifikan secara vertikal maupun lateral. Nilai gradien  $S_{Hmaks}$  pada zona tekanan hidrostatik berkisar antara 19,892 - 20,234 MPa/km,

sedangkan gradien  $S_{hmin}$  pada zona tekanan luap berkisar antara 28,980 - 35,273 MPa/km.

#### Analisis Orientasi Tegasan Horizontal

Dalam penentuan tegasan horizontal, digunakan data berupa keberadaan rekahan atau kegagalan yang terbentuk di sekitar lubang bor berupa *breakout* dan *induced tensile*. Kedua fitur ini dapat teramati dari data log gambar. Keterbatasan data log gambar pada Lapangan Handil menyebabkan penentuan tegasan horizontal dilakukan dengan menganalisis data *four arm caliper*.

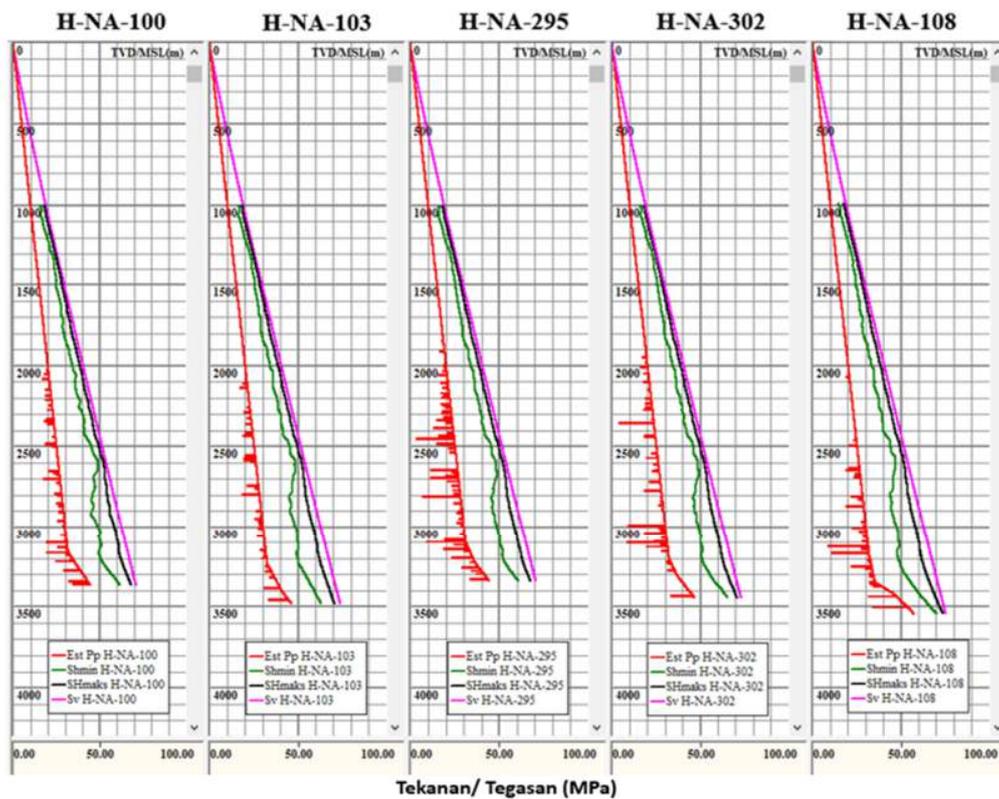
Berdasarkan data *four arm caliper* dari sumur H-YA-360, orientasi *breakout* secara konsisten menunjukkan arah N 40° - 70° E (timur laut - barat daya) pada kedalaman 2450 - 2958 mTVDSS. Data ini mengindikasikan  $S_{Hmaks}$  berarah N 310° - 340° E (barat laut - tenggara) yang merupakan arah tegak lurus dari orientasi *breakout*.

Data *four arm caliper* di sumur H-YA-360 didukung oleh Syarifuddin dan Busono (1999) yang telah mengumpulkan data *breakout* lubang pengeboran dari seluruh Cekungan Kutai untuk mengukur orientasi tegasan horizontal pada kondisi saat ini. Hasilnya, didapatkan orientasi *breakout* secara konsisten menunjukkan timur laut - barat daya dan tidak ada variasi yang signifikan terhadap kedalaman.

## 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

### Analisis Parameter Elastisitas Batuan

Rezim tegasan dapat ditentukan dari konfigurasi tegasan vertikal ( $S_v$ ), tegasan horizontal minimum ( $S_{hmin}$ ), dan tegasan horizontal maksimum ( $S_{Hmaks}$ ). Berdasarkan klasifikasi rezim tegasan Anderson (1959) dalam Zoback (2007), rezim tegasan yang terdapat pada Lapangan Handil adalah rezim sesar normal, dengan konfigurasi tegasan utama adalah  $S_v > S_{Hmaks} > S_{hmin}$ . Konfigurasi tegasan pada masing-masing sumur yang diteliti di Lapangan Handil dapat dilihat pada Gambar 8.



Gambar 8 Konfigurasi Sv, Shmaks, Shmin, dan prediksi Pp di tiap sumur penelitian yang menunjukkan rezim tegasan sesar normal (Sv > Shmaks > Shmin).

### Mekanisme Kegagalan Batuan

Kegagalan batuan tersebut merupakan hal yang mendasari problematika terkait kestabilan sumur bor yang sangat penting dalam pengembangan lapangan minyak dan gas bumi. Terdapat dua jenis mekanisme kegagalan batuan, yaitu *tensile failure* dan *shear failure*. *Tensile failure* terjadi saat *tensile stress* melebihi *tensile strength*, sedangkan *shear failure* terjadi saat *shear stress* melebihi *shear strength*. *Shear failure* dapat menyebabkan terjadinya *breakout (pack off)*. Isu ketidakstabilan sumur terjadi pada saat tekanan lumpur kurang dari SFG (*Shear Failure Gradient*) atau bahkan kurang dari tekanan pori. *Tensile failure* dapat mengakibatkan terbentuknya *hydraulic fracture (lost circulation)*. *Lost circulation* terjadi pada saat tekanan lumpur melebihi *Fracture Gradient (FG)*. Area di antara SFG dan FG disebut dengan jendela tekanan lumpur.

Model kestabilan sumur bor dapat dihitung berdasarkan kriteria kegagalan Mohr-Coulomb. *Collapse pressure* adalah tekanan minimum yang perlu dihasilkan oleh lumpur pengeboran agar menjaga lubang bor dalam keadaan stabil. Gradien tekanan ini sering disebut juga dengan istilah *Shear Failure Gradient (SFG)*. Berdasarkan data UCS, FA, tegasan terbesar ( $\sigma_1$ ), dan tegasan terkecil ( $\sigma_3$ ), kegagalan batuan dapat diestimasi menggunakan persamaan berikut (Zhang dkk., 2010):

$$\sigma_1 = C_o + q \sigma_3 \tag{17}$$

$$q = \tan^2 (45 + FA/2) = (1 + \sin FA) / (1 - \sin FA) \tag{18}$$

$$F = (C_o + q \sigma_3) - \sigma_1 \tag{19}$$

dengan:

- C<sub>o</sub> = UCS
- $\sigma_1$  = tegasan terbesar
- $\sigma_3$  = tegasan terkecil
- FA = sudut friksi internal
- q = konstanta

Berdasarkan kriteria Mohr–Coulomb, *shear failure* terjadi jika  $F \leq 0$ , dan dengan demikian, berat lumpur minimum yang diperlukan untuk mencegah ketidakstabilan sumur dapat dihitung. Dalam rangka menjaga kestabilan sumur bor dapat dilakukan dua hal, yaitu mengatur berat lumpur dan menentukan arah lintasan sumur yang optimal.

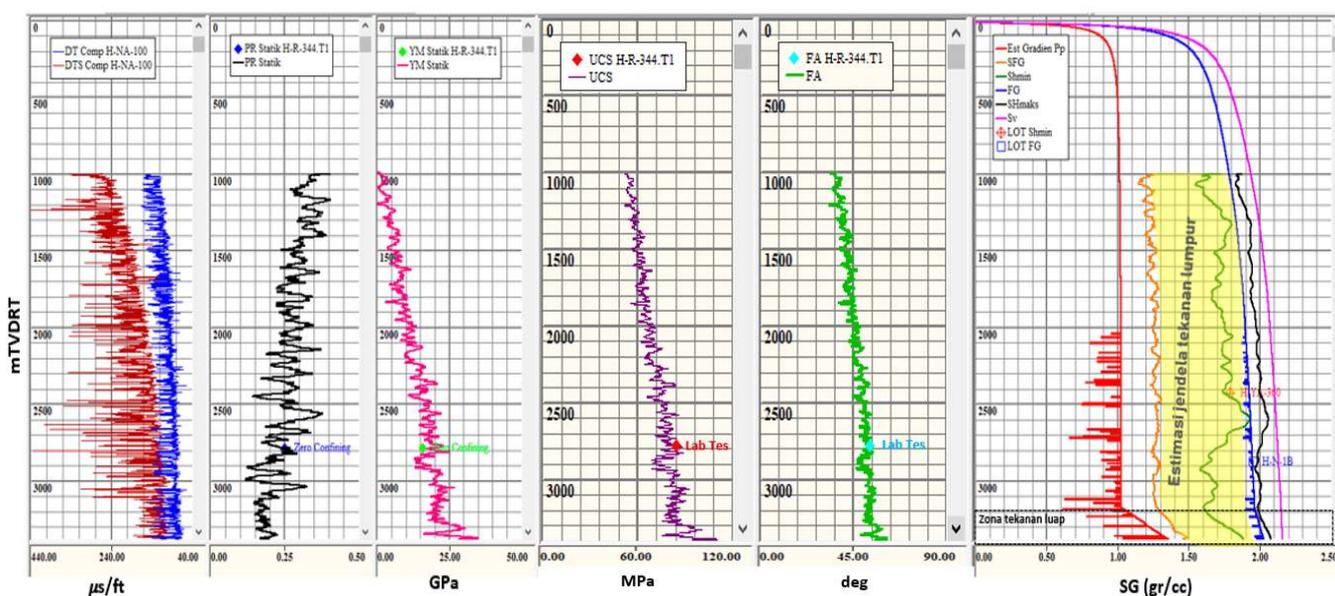
### Kestabilan Sumur H-NA-100

Pada sumur H-NA-100, model geomekanika satu dimensi dan kestabilan sumur dapat dilihat pada Gambar 9. Parameter-parameter yang ditampilkan dari kiri ke kanan adalah data sonik, rasio Poisson, modulus Young, *Unconfined Compressive Strength* (UCS), sudut friksi internal (FA), serta jendela tekanan lumpur. Nilai SFG pada zona tekanan normal hidrostatik (kedalaman 0 - 3175 mTVDRT) berkisar antara 1,14 - 1,31 SG. Kemudian pada zona tekanan luap (kedalaman 3175 - 3381 mTVDRT), nilai SFG berkisar antara 1,27 - 1,50 SG. Estimasi jendela lumpur ditunjukkan oleh arsiran berwarna kuning yang berada di antara nilai SFG dan FG. Estimasi jendela tekanan lumpur yang telah ditentukan dapat dijadikan dasar untuk menghitung berat lumpur pengeboran yang akan digunakan. Berat lumpur optimal yang diajukan adalah 1,14 - 1,31 SG pada zona tekanan normal hidrostatik dan 1,27 - 1,50 SG pada zona tekanan luap.

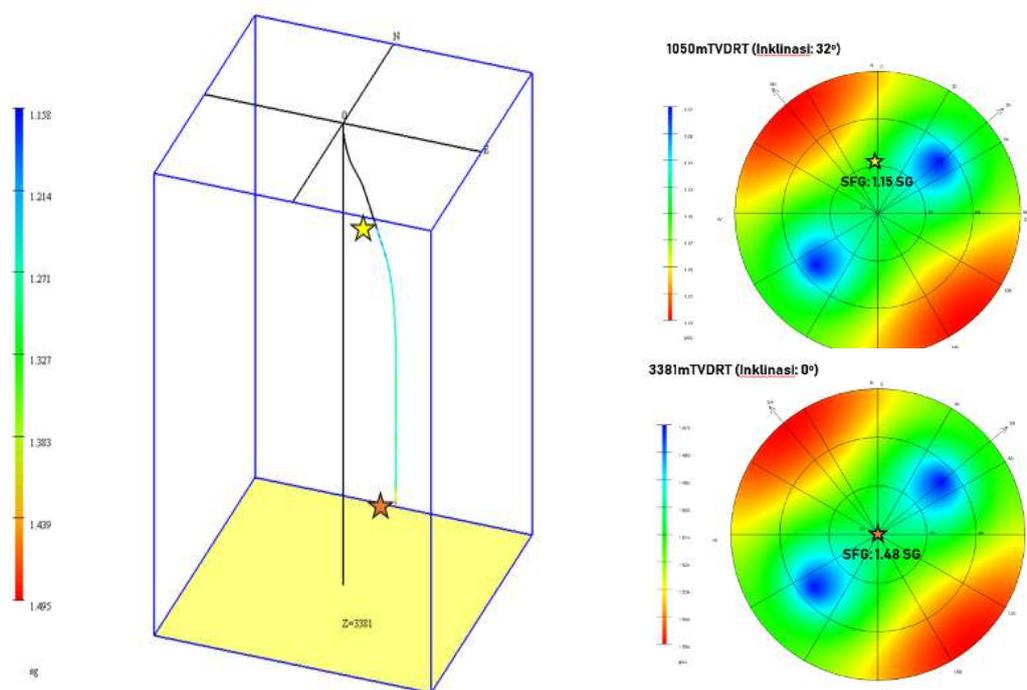
Pada **Gambar 10** ditunjukkan profil lintasan sumur H-NA-100 dan diagram berat lumpur minimum (SFG) yang dibutuhkan berdasarkan inklinasi dan azimuth sumur bor pada kedalaman tertentu di sumur tersebut. Berdasarkan diagram stereonet tersebut, rekomendasi arah lintasan sumur yang optimal untuk kestabilan sumur adalah sejajar dengan orientasi  $S_{hmin}$ , yaitu dengan arah timur laut - barat daya (N 40 - 70° E dan N 220 - 250° E) dan inklinasi sekitar 30 - 60°.

### Kestabilan Sumur H-NA-103

Berdasarkan model geomekanika satu dimensi dan kestabilan sumur H-NA-103, nilai SFG pada zona tekanan hidrostatik (kedalaman 0 - 3245 mTVDRT) berkisar antara 1,15 - 1,31 SG. Kemudian pada zona tekanan luap (kedalaman 3245 - 3494 mTVDRT), nilai SFG berkisar antara 1,27 - 1,47 SG. Dari estimasi jendela tekanan lumpur yang telah ditentukan, berat lumpur optimal yang diajukan adalah 1,15 - 1,31 SG pada zona tekanan normal hidrostatik dan 1,27 - 1,47 SG pada zona tekanan luap. Selanjutnya, berdasarkan diagram stereonet berat lumpur minimum (SFG), rekomendasi arah lintasan sumur yang optimal untuk kestabilan sumur adalah sejajar dengan orientasi  $S_{hmin}$ , yaitu dengan arah timur laut - barat daya (N 40 - 70° E dan N 220 - 250° E) dan inklinasi sekitar 30 - 60°.



Gambar 9 Model geomekanika satu dimensi dan kestabilan sumur H-NA-100.



Gambar 10 Lintasan sumur H-NA-100 serta diagram stereonet kestabilan sumur pada kedalaman 1050 mTVDRT dan 3381 mTVDRT.

### Kestabilan Sumur H-NA-295

Berdasarkan model geomekanika satu dimensi dan kestabilan sumur H-NA-295, nilai SFG pada zona tekanan normal hidrostatik (kedalaman 0 - 3125 mTVDRT) berkisar antara 1,16 - 1,31 SG. Kemudian pada zona tekanan luap (kedalaman 3125 - 3352 mTVDRT), nilai SFG berkisar antara 1,26 - 1,50 SG. Dari estimasi jendela tekanan lumpur yang telah ditentukan, berat lumpur optimal yang diajukan adalah 1,16 - 1,31 SG pada zona tekanan normal hidrostatik dan 1,26 - 1,50 SG pada zona tekanan luap. Selanjutnya, berdasarkan diagram stereonet berat lumpur minimum (SFG), rekomendasi arah lintasan sumur yang optimal untuk kestabilan sumur adalah sejajar dengan orientasi  $S_{hmin}$ , yaitu dengan arah timur laut - barat daya (N 40 - 70° E dan N 220 - 250° E) dan inklinasi sekitar 30 - 60°.

### Kestabilan Sumur H-NA-302

Berdasarkan model geomekanika satu dimensi dan kestabilan sumur H-NA-302, nilai SFG pada zona tekanan normal hidrostatik (kedalaman 0 - 3220 mTVDRT) berkisar antara 1,18 - 1,32 SG. Kemudian pada zona tekanan luap (kedalaman 3220 - 3458 mTVDRT), nilai SFG berkisar antara 1,28 -

1,50 SG. Dari estimasi jendela tekanan lumpur yang telah ditentukan, berat lumpur optimal yang diajukan adalah 1,18 - 1,32 SG pada zona tekanan hidrostatik dan 1,28 - 1,50 SG pada zona tekanan luap. Selanjutnya, berdasarkan diagram stereonet berat lumpur minimum (SFG), rekomendasi arah lintasan sumur yang optimal untuk kestabilan sumur adalah sejajar dengan orientasi  $S_{hmin}$  yaitu dengan arah timur laut - barat daya (N 40 - 70° E dan N 220 - 250° E) dan inklinasi sekitar 30 - 60°.

### Kestabilan Sumur H-NA-108

Berdasarkan model geomekanika satu dimensi dan kestabilan sumur H-NA-108, nilai SFG pada zona tekanan normal hidrostatik (kedalaman 0 - 3235 mTVDRT) berkisar antara 1,15 - 1,31 SG. Kemudian pada zona tekanan luap (kedalaman 3235 - 3557 mTVDRT), nilai SFG berkisar antara 1,27 - 1,67 SG. Dari estimasi jendela tekanan lumpur yang telah ditentukan, berat lumpur optimal yang diajukan adalah 1,15 - 1,31 SG pada zona tekanan normal hidrostatik dan 1,27 - 1,67 SG pada zona tekanan luap. Selanjutnya, berdasarkan diagram stereonet berat lumpur minimum (SFG), rekomendasi arah lintasan

sumur yang optimal untuk kestabilan sumur adalah sejajar dengan orientasi  $S_{hmin}$ , yaitu dengan arah timur laut - barat daya (N 40 - 70° E dan N 220 - 250° E) dan inklinasi sekitar 30 - 60°.

## 5. KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang dilakukan tentang model geomekanika satu dimensi dan kestabilan sumur bor di Lapangan Handil, diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Nilai gradien  $S_v$  pada sumur-sumur penelitian di Lapangan Handil adalah 19,298 MPa/km.
2. Nilai gradien prediksi  $P_p$  pada sumur-sumur penelitian di Lapangan Handil adalah 10,094 MPa/km pada zona tekanan normal hidrostatik dan berkisar antara 19,809 - 105,314 MPa/km pada zona tekanan luap.
3. Nilai gradien  $S_{hmin}$  pada sumur-sumur penelitian di Lapangan Handil berkisar antara 14,823 - 16,020 MPa/km pada zona tekanan normal hidrostatik dan 43,675 - 63,820 MPa/km pada zona tekanan luap.
4. Nilai gradien  $S_{Hmaks}$  pada sumur-sumur penelitian di Lapangan Handil berkisar antara 19,892 - 20,234 MPa/km pada zona tekanan normal hidrostatik dan 28,980 - 35,273 MPa/km pada zona tekanan luap. Orientasi dari  $S_{Hmaks}$  adalah berarah barat laut - tenggara (N 310 - 340° E dan N 130 - 160° E).
5. Rezim tegasan *in situ* yang bekerja di Lapangan Handil adalah rezim sesar normal ( $S_v > S_{Hmaks} > S_{hmin}$ ) pada semua interval.
6. Kestabilan sumur bor di Lapangan Handil dapat dioptimalkan dengan cara memakai berat lumpur 1,14 - 1,31 SG pada zona tekanan normal hidrostatik, kemudian menaikkan berat lumpur menjadi 1,26 - 1,67 SG pada zona tekanan luap pada saat operasi pengeboran. Selain itu, kestabilan sumur bor dapat dioptimalkan dengan menentukan arah lintasan sumur sejajar dengan orientasi  $S_{hmin}$ , yaitu dengan arah timur laut - barat daya (N 40 - 70° E dan N 220 - 250° E) dan inklinasi sekitar 30 - 60°. Hal ini bersifat rekomendasi jika memungkinkan untuk dilakukan, karena arah lintasan sumur pada dasarnya diutamakan untuk mengejar target geologi.

## DAFTAR PUSTAKA

- Blanton, T. L. dan Olson, J. E. (1997): Stress magnitudes from logs: effects of tectonic strains and temperature, *Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition*, Texas, U. S. A., 47 - 53.
- Chapman, R.E. (1983): *Petroleum geology*, Elsevier, Amsterdam, 155 - 178.
- Cibaj, I. (2009): *Handil Field - general stratigraphic patterns of sedimentary series*, Laporan Internal Total E&P Indonesia, tidak dipublikasikan.
- Eaton, B. A. (1975): The equation for geopressure prediction from well logs, *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*, Texas, U. S. A., 1 - 5.
- Engelder, T. (1993): *Stress regimes in the lithosphere*, Princeton University Press, New Jersey, 131 - 169.
- Fjaer, E., Holt, R. M., Horsrud, P., Raaen, A. M., dan Risnes, R. (2008): *Petroleum related rock mechanics*, Elsevier, London, 185 - 209.
- Goodman, R. E. (1989): *Introduction to rock mechanics*, John Wiley & Sons, New York, 179 - 220.
- Lacy, L. L. (1997): Dynamic rock mechanics testing for optimized fracture design, *Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition*, Texas, U. S. A., 23 - 26.
- Lacy, C., Zoback, M. D., dan Khaksar, A. (2006): Empirical relationship between rock strength and physical properties in sedimentary rocks, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **51**, 223 - 237.
- McClay, K., Dooley, T., Ferguson, A., dan Poblet, J. (2000): Tectonic evolution of the Sanga-Sanga Block, Mahakam Delta, Kalimantan, Indonesia, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **84**, 765 - 786.
- Moss, S. J. dan Chambers, J. L. C. (1999):

- Depositional modelling and facies architecture of rift and inversion episodes in the Kutai Basin, Kalimantan, Indonesia. *Indonesian Petroleum Association, Proceedings 27th Annual Convention*, Jakarta, Indonesia, 467 – 486.
- Ramdhan, A. M. (2010): *Overpressure and compaction in the Lower Kutai Basin, Indonesia*, Disertasi Program Doktor, Durham University.
- Satyana, A., Nugroho, D., dan Surontoko, I. (1999): Tectonic controls on the hydrocarbon habitats of the Barito, Kutai and Tarakan basin, East Kalimantan, Indonesia, *Journal of Asian Earth Sciences Special Issue*, **17**, 99 – 122.
- Syarifuddin, N. dan Busono, I. (1999): Regional stress alignments in the Kutai Basin, East Kalimantan, Indonesia: a contribution from borehole breakout study, *Journal of Asian Earth Sciences*, **17**, 123 - 135.
- Weerd, A. A. V. D. dan Armin, R. A. (1992): Origin and evolution of Tertiary hydrocarbon bearing basins in Kalimantan (Borneo), Indonesia, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **76**, 1778 – 1803.
- White, A. J. (2001): *Minimum stress and pore fluid pressure in sedimentary basins*, Disertasi Program Doktor, Durham University, 8 – 50.
- Zhang, L., Cao, P., dan Radha, K. C. (2010): Evaluation of rock strength criteria for wellbore stability analysis, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, **47**, 1304 - 1316.
- Zoback, M. D. (2007): *Reservoir Geomechanics*, Cambridge University Press, New York.