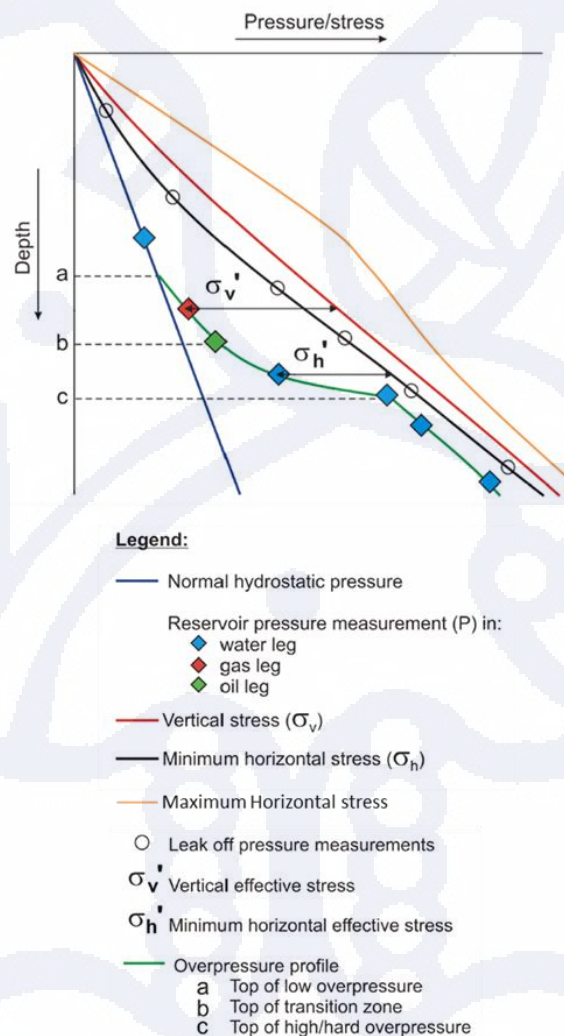


BAB III TEORI DASAR

3.1 Terminologi Dasar

Terminologi dasar berupa tekanan dan tegasan atau model geomekanika yang berkaitan dengan kondisi *overpressure* antara lain tekanan hidrostatik, tekanan pori, tegasan vertikal, tegasan horizontal minimum, dan tegasan horizontal maksimum. Ilustrasi kurva hubungan tekanan dan tegasan terhadap kedalaman diperlihatkan pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Kurva hubungan tegasan/tekanan terhadap kedalaman
(Modifikasi dari Ramdhan, 2010)

3.1.1 Tekanan Hidrostatik

Mouchet dan Mitchel (1989) menjelaskan tekanan hidrostatik sebagai kondisi dimana tekanan yang diaplikasikan pada media hanya dipengaruhi oleh jenis fluida (densitas) dan tinggi kolom fluida (Gambar 3.1). Besaran tekanan yang melebihi tekanan hidrostatik disebut dengan kondisi *overpressure* (*Osborne dan Swarbrick, 1998*). Tekanan hidrostatik dihitung dengan menggunakan rumus sebagai berikut :

$$p = \rho_f \cdot g \cdot h \dots\dots\dots(3.1)$$

Keterangan:

p = tekanan pori, diukur dari RFT (*Repeat Formation Test*), MDT (*Modular Dynamic Test*) atau DST (*Drill Stem Test*)

ρ_f = densitas fluida

g = percepatan gravitasi

h = tinggi kolom fluida

3.1.2 Tegasan Vertikal (Sv)

Tegasan vertikal/ tekanan litostatik adalah tegasan yang diaplikasikan pada sebuah media yang memiliki arah vertikal, yang diakibatkan oleh beban yang berada di atasnya (Gambar 3.1). *Mouchet dan Mitchel (1989)* menjelaskan bahwa tegasan litostatik dihasilkan oleh karena adanya pembebanan batuan sedimen yang posisinya berada diatas formasi tertentu dan besaran tegasan litostatik tersebut dapat ditentukan dengan menggunakan rumus:

$$\sigma = \rho_b \cdot g \cdot h \dots\dots\dots(3.2)$$

dengan :

σ = tegasan litostatik atau tegasan vertikal

ρ_b = densitas sedimen/batuan

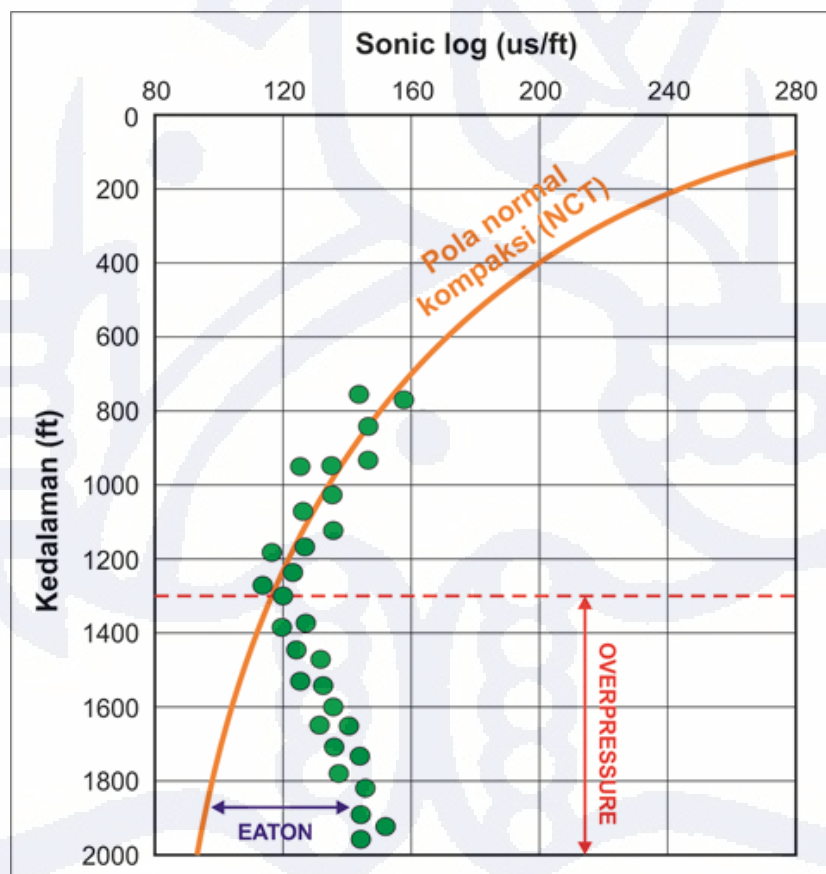
g = percepatan gravitasi

h = tinggi kolom batuan sedimen

3.1.3 Estimasi Besaran Tekanan Pori

3.1.3.1 Kurva *Normal Compaction Trend* (NCT)

Penentuan kurva *normal compaction trend* (NCT) merupakan tahapan yang penting dilakukan sebelum melakukan estimasi besaran *overpressure*. Besaran NCT dapat dihitung melalui data log talikawat seperti log densitas, *sonic* (Issler, 1992), dan resistivitas (Magara, 1968). Nilai log *sonic* secara umum dapat digunakan untuk menentukan nilai porositas, karena memiliki kualitas lebih baik dan tidak banyak dipengaruhi oleh keadaan lubang bor jelek. Gambar 3.2 menunjukkan contoh kurva NCT menggunakan log *sonic* yang diplot pada batulempung



Gambar 3.2 Penentuan NCT menggunakan data sonic (Ramdhan, 2010)

Pada penelitian ini, persamaan kurva NCT dibentuk dari data log tali kawat sonik dan resistivitas. *Chapman (1983)* memberikan persamaan yang digunakan untuk menentukan besaran NCT dari data sonik:

$$\Delta t_n = (\Delta t_o - \Delta t_m) \times e^{-bz} + \Delta t_m \dots\dots\dots(3.3)$$

dengan :

Δt_n = nilai pada kondisi NCT

Δt_m = nilai matriks batuan

Δt_o = nilai dipermukaan

z = kedalaman

b = konstanta

3.1.3.2 Metode Eaton

Metode Eaton merupakan metode yang telah lama digunakan untuk mengestimasi nilai tekanan pori (Bois dan de Pazzis, 1994). Metode ini pertama kali diaplikasikan oleh Eaton pada tahun 1975 untuk sumur *overpressure* di *Gulf of Mexico* (GOM) dengan persamaan sebagai berikut:

- a. Menggunakan log sonic

$$P = \sigma_v - (\sigma_v - P_n) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t} \right)^3 \dots\dots\dots(3.4)$$

- b. Menggunakan log resistivitas

$$P = \sigma_v - (\sigma_v - P_n) \left(\frac{R}{R_n} \right)^{1.2} \dots\dots\dots(3.5)$$

- c. Menggunakan koreksi d'eksponen

$$P = \sigma_v - (\sigma_v - P_n) \left(\frac{D_c}{D_{cn}} \right)^{1.2} \dots\dots\dots(3.6)$$

dengan:

P = tekanan pori Eaton

σ = tegasan vertikal

P_n = tekanan pori saat hidrostatik

n = kondisi saat hidrostatik

D_c = nilai dari hasil perhitungan *dc 'exponent (drilling correction exponent)*

R = nilai dari log resistivitas

Δt = nilai dari log *sonic*

Berdasarkan persamaan diatas, maka disimpulkan nilai pangkat Eaton bernilai 3 untuk log *sonic* dan 1,2 untuk log resistivitas dan koreksi *d'eksponen*. Nilai pangkat Eaton tersebut dapat disesuaikan agar nilai tekanan pori yang diprediksi sesuai dengan data pengukuran tekanan reservoir. Proses penyesuaian tersebut disebut dengan “*cheatin with Eaton*”. Metode ini merupakan metode empiris yang tidak mempertimbangkan mekanisme pembentukan *overpressure*.

3.1.4 Tegasan Horizontal Minimum (S_{Hmin})

Tegasan minimum horizontal merupakan besaran nilai kekuatan suatu batuan untuk menerima tekanan fluida sebelum batuan itu mengalami kerusakan atau pecah. Batasan tegasan minimum horizontal tersebut diwakili oleh kurva yang berwarna jingga pada Gambar 3.3. Besaran tegasan minimum horizontal ini diperoleh dari pengukuran langsung di lapangan dengan melakukan metoda *Leak Off Test* (LOT) dan *Formation Integrity Test* (FIT). LOT atau FIT ini adalah data tes pengukuran tekanan yang diambil dilubang bor untuk mengetahui besarnya batas kekuatan batuan menahan tekanan. Perbedaan dari kedua tes ini adalah tekanan yang diberikan pada tes FIT tidak sampai batumannya pecah.

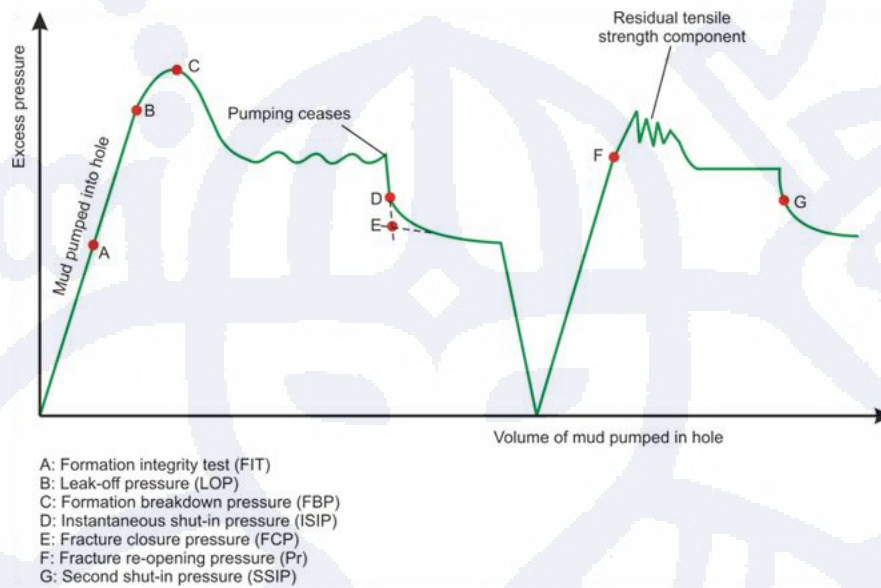
White dkk. (2002) menganalisis nilai tekanan yang dihasilkan dari beberapa pengujian nilai LOT dan bagaimana sebaiknya kita memperkirakan tegasan horizontal minimum. Skema dari hasil tes LOT ditunjukkan pada gambar 3.3. Pada saat pengujian nilai LOT, tekanan di sumur meningkat secara bertahap akibat cairan pengeboran dipompa ke dalam sumur bor. *Leak-off pressure* (LOP) dilakukan ketika ada hubungan linier antara tekanan dan volume lumpur yang dipompakan. Perubahan ini merupakan indikator bahwa batas elastisitas batuan telah tercapai.

Rekahan-rekahan hidrolik mulai terbentuk pada tahap ini. Volume lumpur yang dipompakan ke dalam lubang bor akan meningkat dibandingkan tahap sebelumnya sehingga lumpur dapat masuk ke dalam rekahan-rekahan yang sudah terbentuk. Pada titik tertentu formasi batuan akan pecah (*Formation Breakdown Pressure*) pada gambar 3.3. Rekahan-rekahan yang sudah terbentuk akan membesar dan tekanan dalam lubang sumur akan relatif konstan.

Ketika lumpur dapat masuk ke dalam rekahan-rekahan yang sudah terbentuk dan rekahan-rekahan tersebut bertambah besar, pompa akan dimatikan sehingga tekanan di dalam sumur bor menurun. Penurunan awal tekanan setelah pompa dimatikan diidentifikasi sebagai *instantaneous shut-in pressure (ISIP)*. Tekanan di dalam lubang sumur terus menurun dan rekahan yang telah terbentuk menutup lagi. *Fracture closure pressure (FCP)* ditentukan oleh metode 'tangen ganda', yaitu titik temu antara garis *ISIP* dan garis tekanan stabil diwakili oleh titik E dalam gambar 3.3.

LOT dapat diperpanjang sebagai *extended LOT (XLOT)*. Tujuan dari *XLOT* adalah untuk menghapus semua efek dari kekuatan tarik batuan sehingga tegasan horisontal minimum dapat ditentukan secara akurat. White dkk. (2002) menyatakan bahwa *ISIP* dan *FCP* memberikan perkiraan nilai tegasan horisontal minimum yang lebih baik daripada *LOP* karena *LOP* dipengaruhi oleh gangguan *stres* dan tegangan melingkar yang mengelilingi lubang sumur ketika mendorong atau membuka rekahan (Inglis, 1913).

Tes lain yang dapat memberikan perkiraan nilai tekanan rekahan adalah *formation integrity tes (FIT)*. Prosedurnya serupa dengan *LOT* tetapi *pore pressure* ditingkatkan hingga nilai yang telah ditentukan bukan ditingkatkan *hingga leak-off* (Gambar 3.3). Nilainya telah ditentukan sesuai dengan berat jenis lumpur yang direncanakan untuk pengeboran selanjutnya. Dengan demikian nilai *FIT* adalah perkiraan minimal *leak-off*, dan tegasan horisontal minimum: Nilai *LOP* tidak akan lebih kecil dari nilai *FIT*.



Gambar 3.3 Skema tes *XLOT* (White dkk, 2002).

3.1.5 Tegasan Horizontal Maksimum (S_{Hmax})

3.1.5.1 Besaran *Stress*

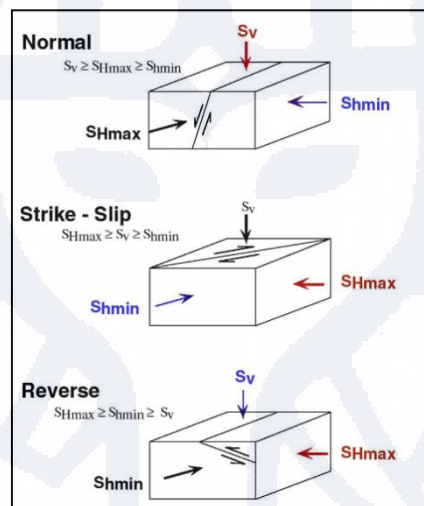
Tegasan horizontal maksimum dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan 3.1. Diferensiasi tegangan insitu dapat dijelaskan dengan asumsi bahwa rasio antara tegangan geser dengan tegangan normal yang terbentuk tidak melebihi kekuatan *frictional fault*.

Jaeger dan Cook (1979) menunjukkan bahwa rasio tegangan efektif maksimum utama $\sigma_1 = (S_1 - PP)$ dan tegangan efektif minimum utama di kedalaman, $\sigma_3 = (S_3 - PP)$ terkait dengan gesekan koefisien μ , diberikan oleh:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_1 - Pp}{S_3 - Pp} = \left(\sqrt{(\mu^2 + 1)} + \mu \right)^2 \dots\dots\dots(3.7)$$

Regim tektonik normal ($S_v > S_{Hmax} > S_{Hmin}$) dominan dipengaruhi oleh gaya gravitasi dan menghasilkan sesar normal, regim tektonik kompresi terjadi ketika kedua tegasan horizontal lebih besar dari tegasan vertikal ($S_{Hmax} > S_{Hmin} > S_v$) sehingga menghasilkan sesar naik sementara regim tektonik strike slip terjadi ketika tegasan vertikal lebih kecil

dari tegasan horizontal maksimum tetapi lebih besar dari tegasan horizontal minimum ($S_{Hmax} > S_v > S_{Hmin}$). Sesar terbentuk ketika S_{Hmax} dan S_{Hmin} mempunyai nilai cukup besar (Zoback dkk, 2003).

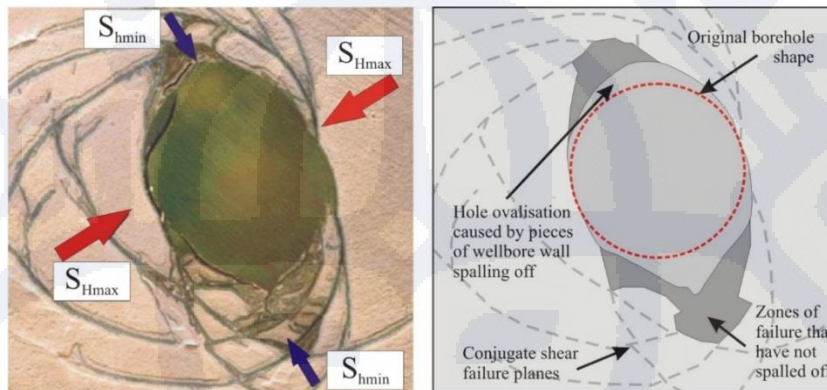


Gambar 3.4 Hubungan diantara 3 tegasan utama dengan regim tektonik (Anderson, 1951)

3.1.5.2 Orientasi Stress

Pengamatan rekahan yang disebabkan oleh pemboran diperlukan untuk mendefinisikan orientasi dari nilai S_{Hmax} dan telah dilakukan oleh beberapa penulis (Barton dkk, 1998; Castillo dkk, 2000). Konsentrasi tegasan yang dipengaruhi oleh aktifitas pemboran melebihi kekuatan batuan dapat menyebabkan rekahan. Rekahan ini akan terjadi jika tegasan vertikal relatif sejajar dengan lubang bor. Terjadinya rekahan ini bisa karena *breakout* atau *tensile fracture*.

Orientasi *breakout* dan *tensile fracture* akan terjadi tegak lurus satu dengan yang lainnya di dalam lubang bor. *Breakout* akan mengikuti orientasi tegasan horizontal yang minimum; sementara itu *tensile fracture* akan mengikuti orientasi tegasan horizontal yang maksimum. Percobaan terbentuknya *breakout* dilakukan oleh CSIRO Geomechanic Division di laboratorium seperti diperlihatkan pada Gambar 3.5.



Gambar 3.5 Hasil percobaan terbentuknya *breakout* di laboratorium yang diwakili oleh kondisi lubang bor. Perpotongan dari pasangan gaya menyebabkan tarikan dari profil lubang (Reinecker dkk.,2003).

3.2 Terminologi *Drilling Event*

Parameter-parameter dalam kegiatan pengeboran perlu diketahui untuk membantu mengidentifikasi keberadaan *overpressure*. Kontrol utama yang digunakan dalam pengeboran adalah densitas lumpur, sehingga terjadi keseimbangan di dalam lubang bor. Terdapat dua kondisi dalam pengeboran, yaitu *overbalance* dan *underbalance*. Kondisi *overbalance* merupakan kondisi yang umum digunakan dengan ketentuan berat lumpur lebih besar dari tekanan pori. Sementara itu, kondisi *underbalance* merupakan kondisi yang biasa dipakai untuk menembus tekanan formasi yang sangat rendah dengan ketentuan berat lumpur lebih kecil dari tekanan pori. Beberapa terminologi lainnya dalam pengeboran untuk identifikasi keberadaan *overpressure* yaitu sebagai berikut:

- (a) *Background gas*: gas rata-rata yang muncul ketika mata bor menembus batulempung. Secara umum, saat perbedaan tekanan antara lumpur pengeboran dengan tekanan formasi relatif kecil, maka *background gas* akan meningkat cepat ketika memasuki zona *overpressure*.
- (b) *Connection gas*: gas yang berasal dari formasi dengan volume yang relatif kecil. Gas tersebut masuk ke dalam lubang pengeboran ketika pompa lumpur berhenti mensirkulasikan lumpur ke dalam lubang bor. Hal ini disebabkan oleh *equivalent circulation density* (ECD) yang menurun ketika pemompaan lumpur ke dalam

- sumur dihentikan. Kehadiran *connection gas* mengindikasikan tekanan yang diberikan oleh lumpur pengeboran lebih kecil daripada tekanan formasi.
- (c) *Trip gas*: sejumlah gas yang masuk ke dalam sumur pengeboran ketika *drill-string* ditarik keluar dari lubang pemboran. Hal ini dapat disebabkan oleh mata bor yang mengalami *balled-up*, kecepatan penarikan rangkaian pipa pengeboran (*drill-string*) yang terlalu cepat, atau diameter *bottom hole assembly* (BHA) yang lebih besar. *Trip gas* dapat menyebabkan efek *swab* yang dapat mengurangi tekanan hidrostatik ketika rangkaian pipa pemboran ditarik ke permukaan.
 - (d) Runtuhan (*caving*): gugurnya dinding lubang bor atau jatuhnya material sekitar lubang bor. Hal ini disebabkan oleh tekanan formasi yang lebih besar dari tekanan lubang pengeboran (kondisi *underbalance*).
 - (e) *Sloughing shale*: guguran serpih yang masuk ke dalam lubang pengeboran dan bercampur dengan lumpur pengeboran, sehingga menyebabkan sirkulasi lumpur tersumbat dan rangkaian pipa pengeboran terjepit.
 - (f) Rangkaian pipa terjepit (pipa *stuck*): kondisi dengan sebagian dari pipa bor atau stang bor (*drill collar*) terjepit di dalam lubang bor. Kondisi ini dapat disebabkan karena perbedaan antara tekanan lumpur dan formasi menjadi sangat besar, runtuhannya dan lubang bor yang mengecil, serta *key set* yang terjadi pada saat mencabut rangkaian. Jika salah satu hal terjadi, maka pipa akan terhambat dan pada akhirnya dapat mengganggu kelancaran operasi pemboran.
 - (g) Sirkulasi hilang (*loss circulation*): hilangnya lumpur pengeboran dikarenakan masuk ke suatu lapisan formasi seperti gua dan retakan.
 - (h) Tendangan (*kick*): kenaikan tekanan secara mendadak pada lumpur pengeboran yang disirkulasikan karena tekanan yang lebih tinggi dalam formasi yang sedang dibor. Hal ini terbaca dari *instrument* rekam dan harus secepatnya diatasi untuk mencegah semburan liar.
 - (i) Semburan liar (*blowout*): semburan tidak terkendali dari gas, minyak, atau fluida lain dengan tekanan luar biasa tinggi dari dalam sumur ke udara.