

## BAB III DASAR TEORI

### III.1 Terminologi Dasar

Ramdhan (2010) membuat ilustrasi terminologi dasar dalam melakukan analisis *overpressure*. Gambar III.1 memperlihatkan profil tekanan pori (*pore pressure*) dan tegasan (*stress*) pada zona *overpressure*. Dari hasil analisis dengan menggunakan profil tekanan pori tersebut, penulis dapat mengetahui informasi mengenai keberadaan zona *overpressure* seperti zona *top overpressure* dan *hard overpressure*.

#### III.1.1 Tekanan Hidrostatik Normal

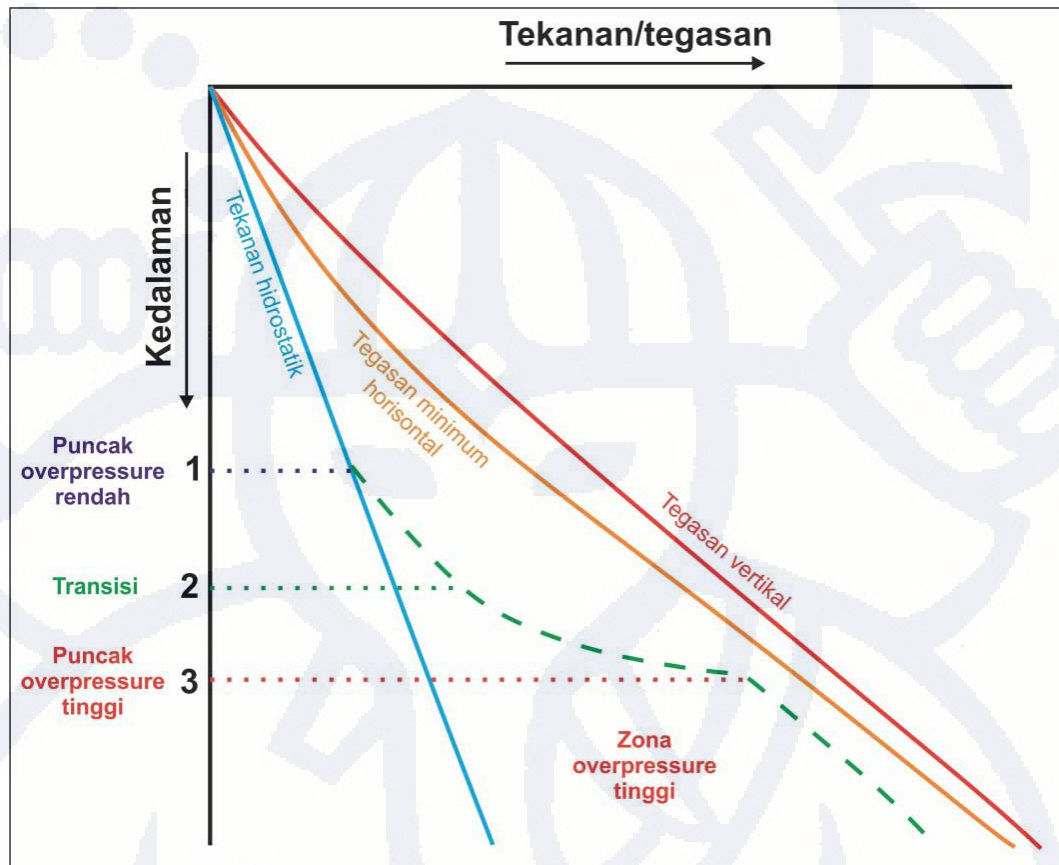
Tekanan hidrostatik normal merupakan tekanan pori yang dihasilkan oleh kolom air terbuka ketika mencapai datum permukaan misalnya permukaan laut (garis biru pada Gambar III.1). Tekanan hidrostatik air pada setiap titik di bawah permukaan pada prinsipnya merupakan berat kolom air yang berada di atas sedimen. Nilai tekanan hidrostatik normal dapat dihitung menggunakan persamaan:  $p = \rho_w g z$  atau dapat dinyatakan dengan:

$$\frac{dp}{dz} = \rho_w g \dots\dots\dots(\text{Persamaan 1})$$

dengan:

- $p$  = tekanan pori ( $\text{ML}^{-1}\text{T}^{-2}$ )
- $g$  = percepatan gaya gravitasi ( $\text{LT}^{-2}$ )
- $\rho_w$  = densitas air ( $\text{ML}^{-3}$ )
- $z$  = kedalaman dibawah datum yang telah ditentukan (L)

Air yang memiliki densitas 1 gr/cc akan memberikan nilai gradien hidrostatik sebesar 0,433 psi/ft atau 0,00298 Mpa/m. Tekanan pori dapat diukur langsung menggunakan metode RFT (*Repeat Formation Test*), MDT (*Modular Dynamic Test*) maupun DST (*Drill Stem Test*).



Gambar III.1 Profil tekanan/tegasan terhadap kedalaman pada cekungan sedimen (Ramdhan dan Goultly, 2010)

### III.1.2 Tegasan Litostatik ( $\sigma_v$ )

Tegasan litostatik didefinisikan sebagai tegasan pada arah vertikal yang pada Gambar III.1 ditunjukkan oleh garis berwarna merah. Tegasan litostatik merupakan tegasan yang terbentuk hanya diakibatkan oleh pembebanan. Tegasan litostatik ini dapat diasumsikan sebagai tegasan utama pada kondisi tektonik yang relatif stabil. Oleh karena itu dua tegasan lainnya harus terletak pada bidang horizontal. Nilai densitas batuan sediment= 2,3 gr/cm<sup>3</sup> merupakan nilai densitas batuan sedimen rata-rata dari permukaan sampai kedalaman sekitar 2 km dan memberikan nilai gradien tegasan litostatik sebesar 1 psi/ft.

Tegasan litostatik dapat dihitung dengan menggunakan persamaan:

$$\sigma_v = \rho_b g z \dots\dots\dots(\text{Persamaan 2})$$

atau jika dinyatakan dalam persamaan gradien menjadi:

$$\frac{d\sigma_v}{dz} = \rho_b g \dots\dots\dots(\text{Persamaan 3})$$

dengan:

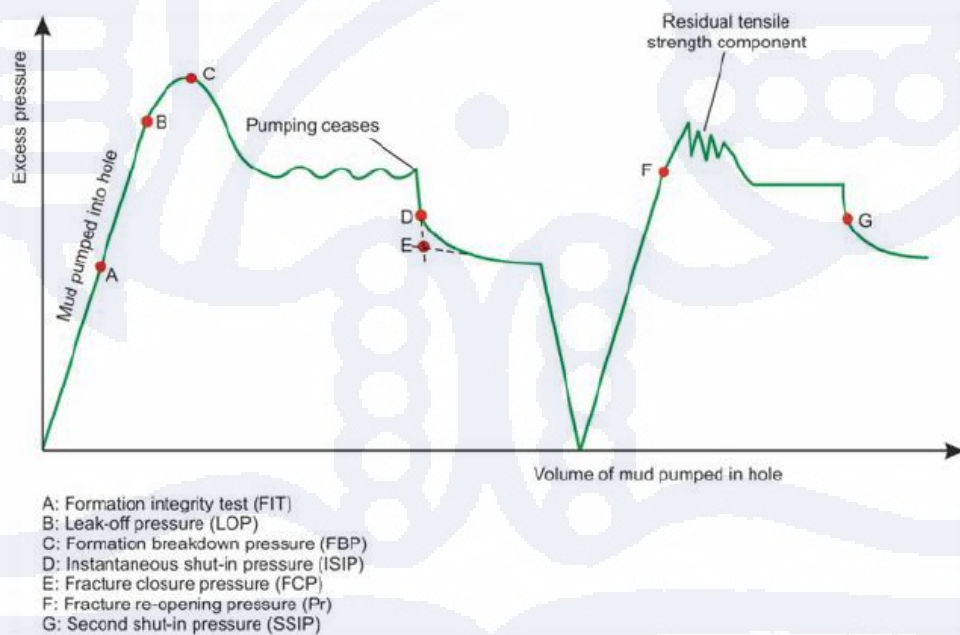
$\sigma_v$  = tegasan litostatik ( $\text{ML}^{-1}\text{T}^{-2}$ ),

$z$  = kedalaman dibawah datum yang telah ditentukan (L),

$\rho_b$  = *bulk density* dari batuan sedimen ( $\text{ML}^{-3}$ ).

### III.1.3 Tegasan Horizontal Minimum ( $\sigma_h$ )

Tegasan horizontal minimum ( $\sigma_h$ ) diwakili oleh garis orange pada Gambar III.1. Nilai tegasan horizontal diperoleh dari data *Leak-Off Test* (LOT) atau *Formation Integrity Test* (FIT). LOT atau FIT adalah data tes pengukuran tekanan yang diambil pada lubang bor untuk mengetahui besarnya batas kekuatan batuan menahan tekanan. Perbedaan dari kedua tes ini adalah tekanan yang diberikan pada tes FIT tidak sampai mengakibatkan batuan pecah. White dkk. (2002) menganalisis nilai tekanan yang dihasilkan dari beberapa pengujian nilai LOT seperti ditunjukkan pada Gambar III.2. Tekanan di sumur akan meningkat secara bertahap selama pengujian LOT karena lumpur pengeboran dipompa ke dalam sumur bor.



Gambar III.2 Skema xLOT (White dkk, 2002)

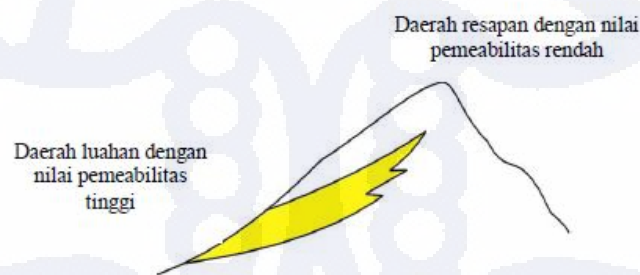
### III.1.4 Tegasan Efektif ( $\sigma_v'$ )

Tegasan efektif vertikal ( $\sigma_v'$ ) merupakan selisih antara tegasan litostatik dengan tekanan pori (Terzaghi dan Peck, 1967). Tegasan efektif ini merepresentasikan tegasan yang bekerja pada kontak antar butir. Tegasan efektif diperoleh bukan dari pengukuran melainkan didapat dari hasil perhitungan.

### III.1.5 *Overpressure*

*Overpressure* merupakan perbedaan tekanan pori (garis hijau) yang lebih besar dari tekanan hidrostatik (garis biru). Gambar III.1 memperlihatkan *overpressure* mulai muncul di bawah titik (1) yang merupakan puncak kedalaman *overpressure*. Garis hijau merupakan tekanan pori yang diperoleh berdasarkan interpolasi nilai tekanan yang diukur. Ketika nilai *overpressure* jauh lebih kecil dari tegasan vertikal, *overpressure* dikatakan *low overpressure* dan ketika mendekati tegasan vertikal dikatakan *high overpressure*. Gambar III.1 menunjukkan interval (1) merupakan interval zona *low overpressure*, interval (2) adalah zona *overpressure* transisi, dan interval di bawah titik (3) adalah zona *high overpressure*.

Kebalikan dari kondisi *overpressure* adalah *underpressure*. Kondisi ini terjadi jika tekanan pori lebih rendah dari tekanan hidrostatik. Menurut Swarbrick dan Osborne (1998), *underpressure* dapat disebabkan oleh deplesi selama produksi hidrokarbon maupun fenomena alam seperti batupasir yang relatif terisolasi di daerah resapan dibandingkan dengan daerah luahan (lihat Gambar III.3).



Gambar III.3 *Underpressure* disebabkan oleh reservoir yang terisolasi dari daerah resapan (Swarbrick dan Osborne, 1998)

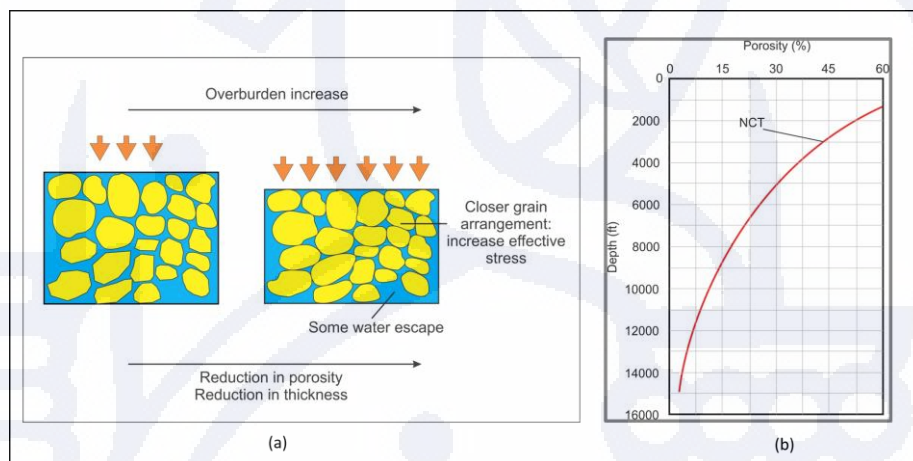
*Overpressure* diperoleh dari pengukuran langsung (RFT/MDT/DST) pada batuan yang memiliki permeabilitas yang baik seperti batupasir dan batugamping.



*Overpressure* pada interval batuan yang memiliki nilai permeabilitas yang kecil seperti serpih dapat dikenali dari bentuk *cutting*, keluarnya gas dari formasi, dan *interval seismic velocity*.

### III.1.6 Normal Compaction Trend (NCT)

Proses pemendaman batuan adalah salah satu proses geologi yang dapat menyebabkan terjadinya peningkatan nilai tegasan litostatik. Peningkatan tegasan litostatik ini juga berimplikasi pada bertambahnya nilai tegasan efektif serta pengurangan nilai porositas batuan. Hal ini terjadi akibat fluida keluar dari pori-pori batuan sebagaimana ditunjukkan dalam Gambar III.4 (a). Gambar III.4 (b) menunjukkan hubungan antara porositas dengan kedalaman. Berdasarkan gambar tersebut dapat diketahui bahwa pada batulempung, semakin bertambah kedalaman maka nilai porositas batuan akan semakin kecil.



Gambar III.4 (a) Kompaksi batuan akan meningkatkan tegasan efektif dan mengurangi porositas batuan dan (b) grafik NCT.

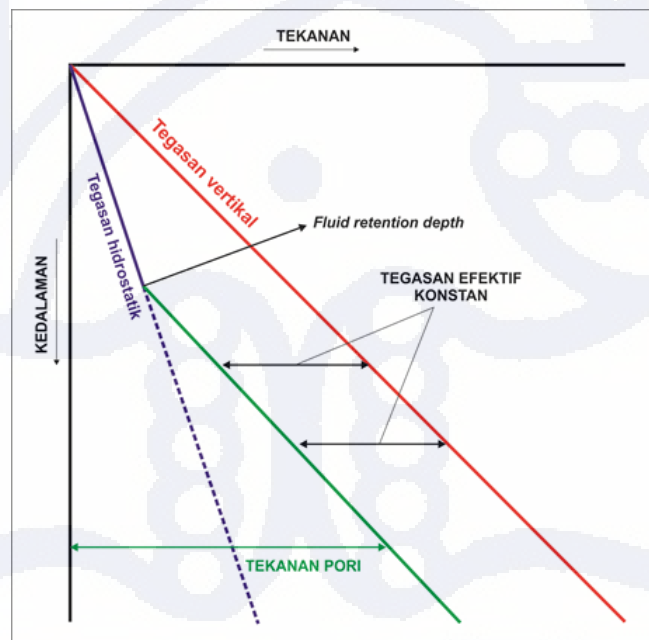
### III.1.7 Mekanisme Pembentukan *Overpressure*

Pembentukan *overpressure* menurut Ramdhan dan Goulty (2010) diklasifikasikan menjadi dua mekanisme yaitu *loading* dan *fluid expansion*. Mekanisme *loading* menghasilkan besaran *overpressure* yang tinggi akibat satu atau lebih dari tegasan utama yang bekerja pada sedimen meningkat. Mekanisme *fluid expansion* yang terbentuk akibat dari penurunan tegasan efektif menghasilkan besaran *overpressure* yang lebih kecil. Penjelasan masing-masing mekanisme pembentukan *overpressure* akan diuraikan dibawah ini.

### III.1.7.1 Mekanisme Loading

*Overpressure* secara umum terjadi karena ketidakmampuan fluida keluar dari pori-pori batuan selama proses pembebanan berlangsung. Mekanisme pembentukan *overpressure* yang terkait dengan tegasan dipengaruhi oleh pembebanan batuan sedimen yang memberikan arah tekanan vertikal. Proses tektonik yang memberikan tekanan berarah lateral turut memberikan kontribusi pada mekanisme ini. Kecepatan pelepasan fluida dari ruang pori yang lebih kecil dibandingkan kecepatan perubahan tekanan yang disebabkan oleh proses tektonik menyebabkan terjadinya ketidakseimbangan kompaksi.

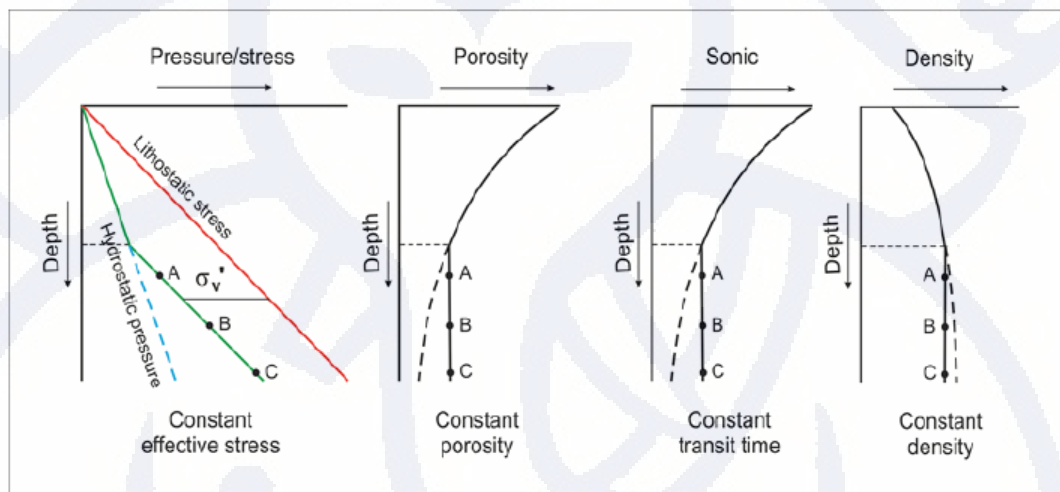
Fenomena ketidakseimbangan kompaksi ini lazim ditemukan pada suatu daerah yang memiliki kecepatan pengendapan sedimen sangat tinggi (Swarbrick dan Osborne, 1998). Swarbrick dan Osborne (1998) mengidentifikasi gejala ketidakseimbangan kompaksi melalui plot antara kedalaman dengan tekanan, dimana tekanan yang diberikan oleh fluida lebih besar daripada tekanan hidrostatik. Mekanisme ketidakseimbangan kompaksi ini juga memberikan besaran tegasan efektif yang konstan. Ilustrasi dari mekanisme *overpressure* yang disebabkan oleh ketidakseimbangan kompaksi dapat dilihat pada Gambar III.5.



Gambar III.5 Mekanisme ketidakseimbangan kompaksi (Swarbrick dan Osborne, 1998)

### III.1.7.2. Karakteristik Mekanisme *Loading*

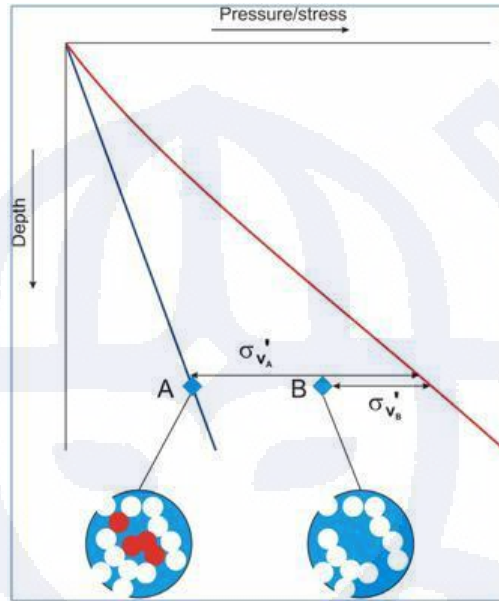
*Overpressure* yang dihasilkan dari mekanisme *loading* mempunyai nilai tegasan efektif konstan pada profil tekanan terhadap kedalaman (Osborne dan Swarbrick, 1998). Hal ini akan memberikan nilai porositas konstan di log porositas neutron, nilai waktu tempuh sonik konstan di log sonik dan nilai densitas konstan di log densitas (lihat Gambar III.6).



Gambar III.6 Profil tekanan-kedalaman dan log talikawat yang memperlihatkan respon *overpressure* karena *loading mechanism* (Ramdhan dan Goulty, 2010).

### III.1.7.3. Mekanisme *Fluid Expansion*

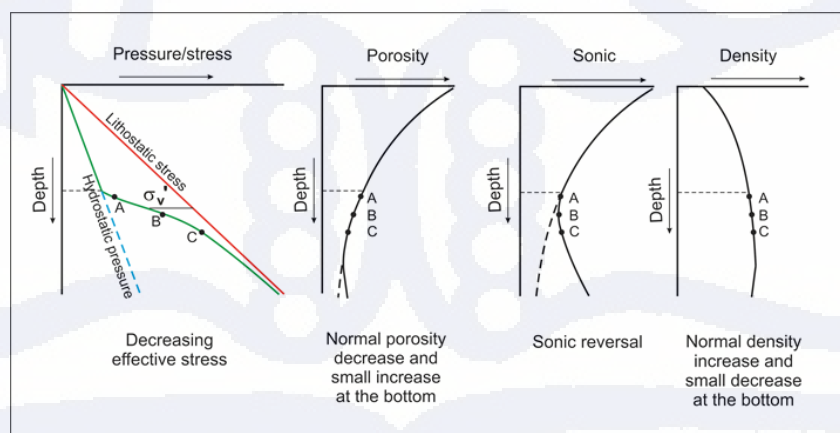
Pembentukan *overpressure* yang tidak berkaitan dengan proses pembebanan atau lateral kompresional digolongkan kedalam mekanisme *fluid expansion*. *Overpressure* yang dihasilkan dengan mekanisme ini disebabkan oleh penambahan volume fluida pada pori batuan hasil perubahan matriks yang padat menjadi fluida. Tekanan fluida dalam pori batuan akan meningkat ketika tidak ada fluida yang keluar dari pori batuan. Menurut Osborne dan Swarbrick (1998), berkurangnya tegasan efektif pada mekanisme ini disebabkan oleh karena penambahan fluida pada ruang pori. Nilai *overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *fluid expansion* ini dapat mendekati atau hampir sama dengan nilai tegasan litostatik (lihat Gambar III.7).



Gambar III.7 Skema dari proses perubahan matrik padat menjadi fluida pori yang menyebabkan *overpressure* akibat mekanisme *fluid expansion* (Swarbrick dan Osborn, 1998)

#### III.1.7.4. Karakteristik Mekanisme *Fluid Expansion*

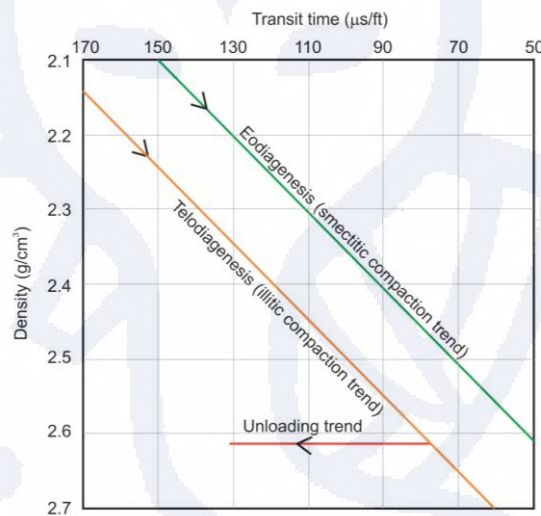
Karakteristik *overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *fluid expansion* dapat diamati dari pola data tekanan dan log talikawat. Data tekanan pada kedalaman tertentu akan memperlihatkan pola nilai tegasan efektif yang berkurang seiring dengan bertambahnya kedalaman (lihat Gambar III.8). Sedangkan pola data log talikawat akan menunjukkan adanya pembalikan (*reversal*) dari nilai sonik, sementara nilai densitas relatif normal, yaitu bertambah seiring dengan bertambahnya kedalaman.



Gambar III.8 Karakteristik *overpressure* disebabkan mekanisme *fluid expansion* berdasarkan data tekanan dan log talikawat (Ramdhan dan Goulty, 2010)



Hubungan antara mekanisme penyebab *overpressure* terhadap proses diagenesa mineral lempung dapat diidentifikasi dengan melakukan *crossplot* antara data densitas dan sonik. (Bowers, 2002 dan Dutta, 2002) (lihat Gambar III.9). Karakter *overpressure* yang disebabkan mekanisme *dissequeilibrium compaction* dapat diobservasi pada pola penyebaran data densitas dan sonik yang lebih terkumpul dan keluar pada garis smektit. Mekanisme *fluid expansion* dapat diobservasi pada data yang keluar pada garis illit.



Gambar III.9 Ilustrasi identifikasi mekanisme *overpressure* dengan menggunakan metode *crossplot* data sonik terhadap densitas (Bowers, 2002 dan Dutta, 2002)

### III.2 Metode Penentuan Besaran *Overpressure*

Penelitian ini secara umum menggunakan data sumur eksplorasi dan data sumur tersebut dapat dibagi atas dua kategori utama, yaitu:

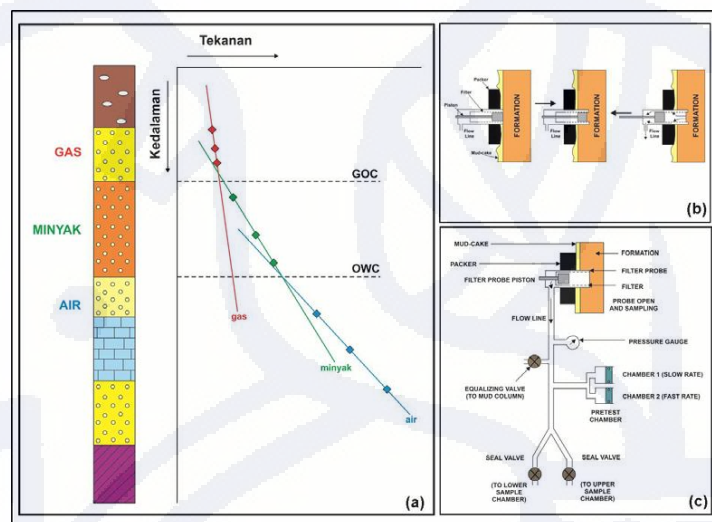
1. Data pengukuran langsung, seperti hasil pengukuran metoda RFT, MDT, LOT/FIT dan DST,
2. Data pengukuran tidak langsung, seperti respon log talikawat.

Estimasi dan prediksi *pore pressure* hanya dilakukan pada litologi *shale* dengan menggunakan Metode Eaton. Penentuan pola kompaksi normal (NCT) pada lithologi *shale* harus dilakukan terlebih dahulu sebelum melakukan estimasi besaran *pore pressure* dilakukan.

### III.2.1 Pengukuran Tekanan Formasi Secara Langsung

#### III.2.1.1 RFT (*Repeat Formation Test*) dan MDT (*Modular Dynamic Test*)

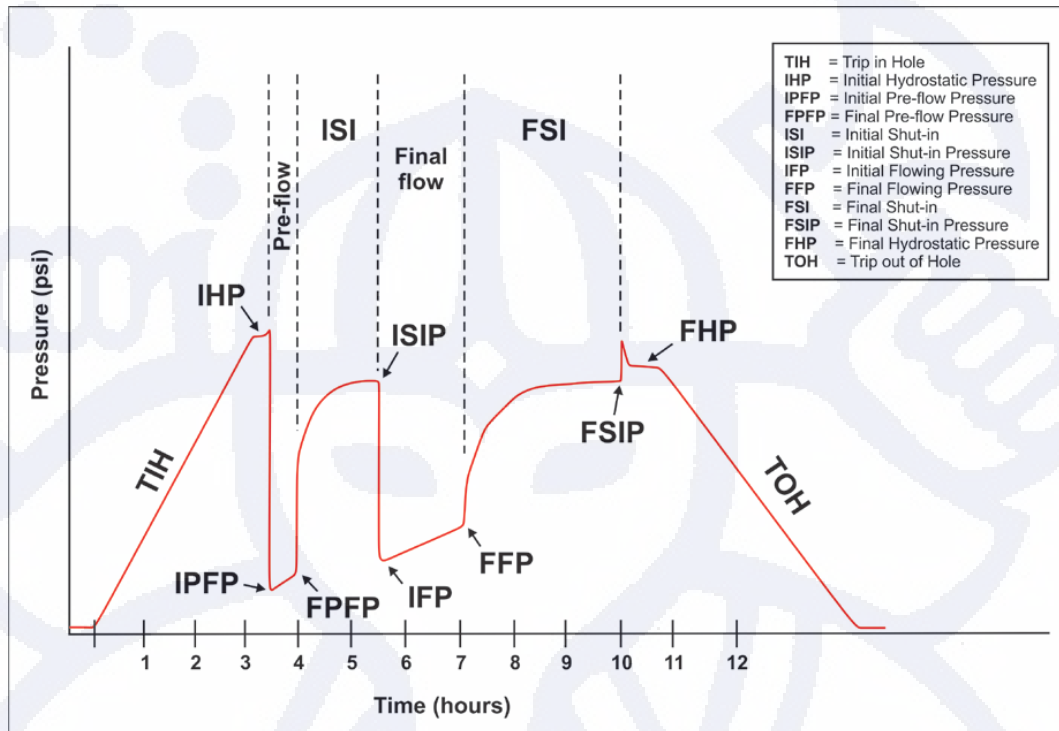
Pengukuran tekanan secara langsung dilakukan pada media yang berpori yang mempunyai permeabilitas yang relatif besar, seperti pada batugamping dan batupasir. Data pengukuran tekanan formasi secara langsung pada penelitian ini menggunakan alat ukur seperti RFT dan MDT. Metoda ini bertujuan untuk mengukur tekanan fluida pada formasi dan data tersebut digunakan untuk estimasi batas antara fluida formasi yang berbeda (gas, minyak dan air) dan estimasi permeabilitas dari formasi (lihat Gambar III.10).



Gambar III.10 (a) Ilustrasi plot titik observasi RFT/MDT pada kedalaman tertentu, (b) dan (c) Ilustrasi operasional akuisisi data RFT/MDT (*Schlumberger*)

#### III.2.1.2 DST (*Drill Stem Testing*)

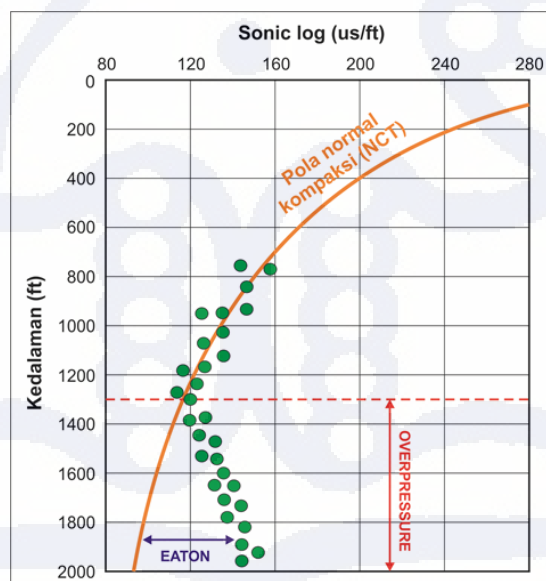
*Drill Stem Testing* (DST) merupakan test uji kandungan lapisan yang dilakukan setelah operasi pemboran selesai dilakukan. DST adalah suatu prosedur untuk menguji dan mengisolasi tekanan formasi, mengukur permeabilitas dan kapasitas produksi dari sebuah formasi yang diidentifikasi memiliki kandungan hidrokarbon pada saat pengeboran masih berlangsung. Data tekanan yang dipergunakan dari hasil DST adalah data *Initial Shut-in Pressure* (ISIP) atau *Final Shut-in Pressure* (FSIP) (lihat Gambar III.11). Data tekanan yang dipilih antara ISIP dan FSIP adalah nilai yang paling besar.



Gambar III.11 Ilustrasi pembacaan data hasil pengukuran menggunakan *Drill Stem Test (DST)*

### III.2.2 Penentuan *normal compaction trend (NCT)* dari log tali kawat

Besaran NCT dapat dihitung dengan menggunakan data yang diperoleh dari pengukuran respon log talikawat, yaitu data sonik, yang ditunjukkan dengan pola kurva logaritmik (lihat Gambar III.12).



Gambar III.12 Gambaran estimasi *overpressure* Metode Eaton dan kurva NCT

*Chapman (1983)* memberikan persamaan yang digunakan untuk menentukan besaran NCT dari data sonik:

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

dengan :

$\Delta t_n$  = nilai pada kondisi NCT (TL<sup>-1</sup>)

$\Delta t_m$  = nilai matriks batuan (TL<sup>-1</sup>)

$\Delta t_o$  = nilai dipermukaan (TL<sup>-1</sup>)

$z$  = kedalaman (L)

$b$  = konstanta

### III.2.3 Metode Eaton

Metode Eaton merupakan salah satu metode empirik yang sudah umum digunakan pada industri migas yang di dalam perhitungannya menggunakan data resistivitas dan sonik atau data dc'exponent (*Eaton, 1975 dalam Ramdhan dkk, 2011*). Persamaan matematis yang digunakan pada metoda ini adalah sebagai berikut:

$$p = \sigma - (\sigma - p_n) \left( \frac{\Delta t_n}{\Delta t} \right)^3 \quad (\text{data log sonic})$$

$$p = \sigma - (\sigma - p_n) \left( \frac{R}{R_n} \right)^{1.2} \quad (\text{data log resistivitas})$$

$$p = \sigma - (\sigma - p_n) \left( \frac{D_c}{D_{cn}} \right)^{1.2} \quad (\text{untuk data dc'exponent})$$

dengan:

$p$  = tekanan pori Eaton (ML<sup>-1</sup>T<sup>-2</sup>)

$\sigma$  = tegasan vertikal/*overburden stress* (ML<sup>-1</sup>T<sup>-2</sup>)



$p_n$  = tekanan pori saat hidrostatik ( $ML^{-1}T^{-2}$ )

$n$  = kondisi saat hidrostatik

$Dc$  = nilai dari hasil perhitungan ( $LT^{-1}$ )

$R$  = nilai dari resistivitas (Ohm)

$R_n$  = nilai dari resistivitas pada arah normal (Ohm)

$\Delta t$  = nilai dari *transit time/log sonic* ( $LT^{-1}$ )

$\Delta t_n$  = nilai dari *transit time/log sonic* pada arah normal ( $LT^{-1}$ )

### III.3 Terminologi Operasional Pengeboran

Informasi laporan operasional pengeboran yaitu informasi yang terkait dengan kejadian-kejadian pada saat operasional pengeboran. Informasi yang direkam meliputi informasi yang berhubungan dengan *overpressure*. Aktivitas pengeboran sumur migas pada dasarnya berhubungan erat dengan pengkondisian tekanan di dalam sumur pemboran terhadap tekanan formasi dengan menggunakan lumpur pemboran sebagai media kontrol tekanan di dalam lubang pengeboran.

Beberapa terminologi di dalam laporan operasional pengeboran yang dijadikan acuan untuk identifikasi *overpressure* adalah sebagai berikut:

1. **Gas shows**; gas yang terdeteksi pada lumpur pengeboran dan mengindikasikan kehadiran zona gas atau gas yang terlarut di dalam minyak. Gas yang tercampur di dalam lumpur pengeboran terdeteksi di permukaan melalui sirkulasi lumpur pengeboran dengan satuan besaran unit atau persen.
2. **Connection gas**; sejumlah gas yang berasal dari formasi, dengan volume yang relatif kecil, yang masuk ke dalam lubang pengeboran ketika pompa lumpur berhenti mensirkulasikan lumpur ke dalam sumur. Hal ini disebabkan oleh *equivalent circulation density* (ECD) yang menurun ketika pemompaan lumpur ke dalam sumur dihentikan. *Connection gas* mengindikasikan tekanan yang diberikan oleh lumpur pemboran di dalam sumur lebih kecil daripada tekanan formasi. *Connection gas* menunjukkan pola kurva yang sangat tajam,

seperti menunjukkan puncak gas yang sangat kecil dan gas shows lebih menunjukkan kurva kemunculan gas yang lebih landai.

3. **Trip gas**; sejumlah gas yang masuk ke dalam sumur pengeboran ketika *drill-string* ditarik keluar dari lubang pengeboran. Hal ini dapat disebabkan oleh mata bor yang mengalami *balled-up*, kecepatan penarikan rangkaian pipa pemboran (*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. Gas dari formasi dapat memasuki sumur pengeboran bila tekanan hidrostatik banyak berkurang.
4. **Caving**; merupakan bagian dari litologi formasi yang terlepas oleh karena tekanan formasi lebih besar dibandingkan tekanan lumpur pemboran yang menunjukkan kondisi pemboran *underbalanced*.
5. **Sloughing shale**; merupakan guguran serpih, yang berasal dari formasi, yang masuk ke dalam sumur pengeboran dan bercampur dengan lumpur pengeboran. Guguran serpih ini terbentuk oleh karena tekanan formasi yang lebih besar daripada tekanan yang diaplikasikan pada lubang pengeboran melalui lumpur pengeboran. Guguran serpih ini dapat menyebabkan tersumbatnya sirkulasi lumpur pemboran dan menyebabkan rangkaian pipa pengeboran terjepit.
6. **Rangkaian pipa terjepit (*pipe stuck*)**; suatu kondisi dimana rangkaian pipa pengeboran (*drillstring*) tidak dapat bergerak karena terjepit pada lubang pengeboran. Kondisi ini disebabkan oleh karena volume guguran serpih yang tercampur dengan lumpur pengeboran di dalam lubang pengeboran semakin besar dan menyebabkan penambahan beban pada rangkaian pipa pengeboran.
7. **Kick**; merupakan peristiwa masuknya fluida formasi (gas/minyak/air) kedalam lubang bor pada saat operasi pengeboran berlangsung karena kolom lumpur pengeboran tidak bisa menandingi besarnya tekanan formasi yang masuk ke dalam lubang bor.
8. **Blowout**; merupakan aliran fluida formasi (gas/minyak) yang masuk ke dalam lubang pengeboran secara tidak terkontrol akibat sistem pengatur tekanan tidak berfungsi.