

BAB III DASAR TEORI

Zona tekanan tidak normal (Abnormal formation pressure) sangat penting diketahui dalam pekerjaan pemboran eksplorasi dan pengembangan. Adanya tekanan formasi selain mempunyai manfaat positif sebagai fungsi mekanis pendorong dalam usaha memproduksi minyak bumi, juga bisa berakibat negatif, yaitu bisa menyebabkan terjadinya semburan liar (blow out) apabila tidak ditangani dengan semestinya.

III.A Konsep Tekanan

III.A.1 Tekanan Hidrostatik

Tekanan hidrostatik adalah tekanan yang disebabkan oleh berat jenis dan ketinggian vertikal suatu kolom fluida. Bentuk dan ukuran kolom fluida tidak berpengaruh pada besarnya tekanan hidrostatik. Apabila dirumuskan secara matematik, besarnya tekanan hidrostatik akan sama dengan hasil perkalian densitas fluida rata - rata, ketinggian kolom fluida dan percepatan gravitasi. Persamaan tekanan hidrostatik adalah :

$$P_h = C \times \rho \times D \quad (3.1)$$

Dimana :

P_h = Tekanan hidrostatik

C = Faktor konversi

$C = 0.052$ apabila densitas fluida dalam satuan pon per galon (ppg)

$C = 0.00695$ apabila densitas fluida dalam

pon per kaki kubik (lb/ft^3)

ρ = Densitas fluida dalam ppg atau lb/ft^3

D = Tinggi kolom fluida

Umumnya satuan yang digunakan dalam pemboran sumur minyak bumi di Pertamina adalah sistem Inggris dan sistem internasional dengan tinggi kolom atau kedalaman dengan kaki atau meter dan densitas dalam ppg atau gr/mm^3 .

Berdasarkan persamaan 2.1, besarnya kelandaian tekanan hidrostatik secara umum bisa dihitung dengan persamaan 3.2 dimana :

$$P = 0.052 \rho \quad (2.2)$$

Dimana :

P = Landaian tekanan hidrostatik (psi/ft)

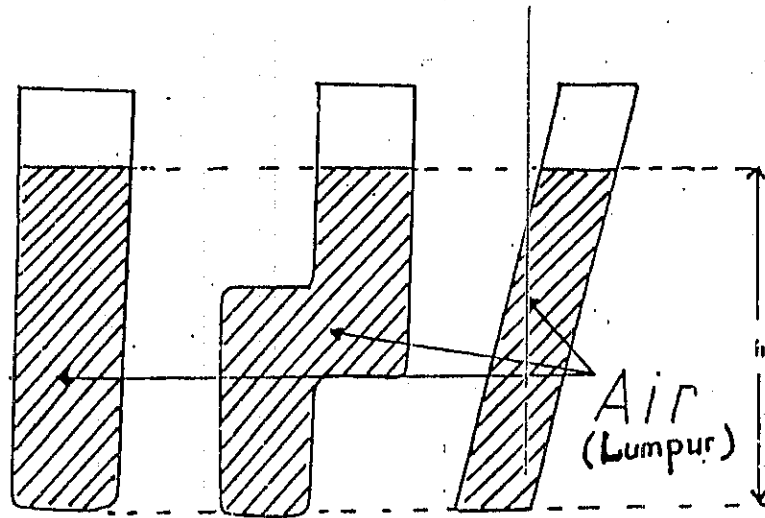
ρ = densitas fluida dalam ppg

Besarnya landaian tekanan hidrostatik sangat dipengaruhi oleh konsentrasi bahan padat yang terlarut (contoh garam - garam), jumlah gas dalam kolom fluida dan perbedaan serta variasi landaian suhu (Ferti et al, 1976).

Penambahan konsentrasi material padat dalam larutan (contohnya garam) akan menaikkan landaian tekanan. Sebagai contoh, tekanan hidrostatik untuk air tawar adalah 0.433 psi/ft sedang air asin dengan konsentrasi 10.000 ppm NaCl pada temperatur 77°F adalah 0.465 psi/ft.

Sebaliknya jika jumlah gas yang terkandung bertambah maka akan terjadi pengurangan besarnya tekanan hidrostatik.

Sedangkan untuk perbedaan dan variasi landaian akan tergantung pada kondisi masing - masing tempat.



Gb 3.1 : Tekanan Hidrostatik sebagai fungsi berat lumpur dan tinggi kolom fluida (Fertl et al., 1976)

III.A.2 Tekanan Geostatis (Overburden Pressure)

Tekanan geostatis berasal dari kombinasi berat matrik formasi atau batuan dengan kandungan pori (air, minyak dan gas) batuan yang terletak di atas formasi yang ditentukan. Secara matematik tekanan geostatis (P_o) bisa dihitung dengan persamaan (3.3) di bawah ini :

$$P_o = \frac{\text{Berat (matrik batuan + fluida)}}{\text{Luas}} \quad (3.3)$$

Persamaan Hubert dan Rubey vide Fertl et. (1976)

$$P_o = P_f + \sigma \quad (3.4)$$

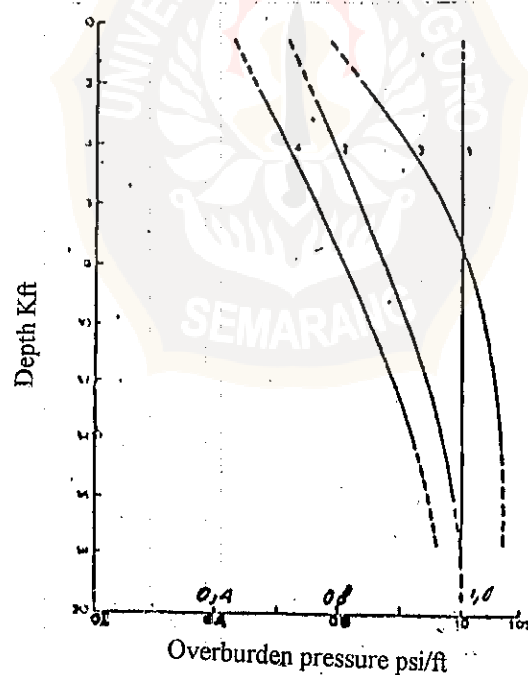
dimana :

P_o = Tekanan geostatis

P_f = Tekanan fluida

σ = Tekanan antar butiran /matrik (grain to grain)

Dalam kondisi normal tekanan geostatis meningkat secara seragam sesuai dengan kedalamannya dan dianggap memiliki landaian tekanan geostatis 1 Psi/ft, atau setara dengan batuan dengan rata - rata densitas keseluruhan (Bulk density) 2.31 gr/cm². Dari pengalaman ahli - ahli yang menyelidiki masalah ini (Fertl, 1977) maksimum landaian geostatis untuk batuan klastik adalah 1.35 Psi/ft. Pengamatan secara luas pada tahun - tahun terakhir menunjukkan bahwa landaian geostatis akan bertambah sesuai dengan bertambahnya kedalaman. Sehingga terlihat bahwa pada daerah dangkal, landaian menunjukkan harga kurang dari 1.0 Psi/ft.



Gb 3.2 : Hubungan antara landaian Geostatis dengan kedalaman

III.A.3 Tekanan Formasi

Tekanan formasi (P_f) adalah tekanan yang bekerja pada kandungan formasi (air formasi, minyak dan gas) dalam pori - pori formasi. Tekanan formasi normal menurut Ferti et al, (1976) akan sama dengan tekanan hidrostatik, tetapi juga bisa tidak. Kondisi ini dipengaruhi oleh beberapa sebab antara lain kondisi geologi, kedudukan muka air tanah dan letak sumur. Untuk jelasnya dapat dilihat pada gambar di bawah ini.

Suatu formasi dikatakan memiliki tekanan rendah apabila pada suatu kedalaman tertentu tekanan formasinya lebih kecil dari pada tekanan hidrostatik.

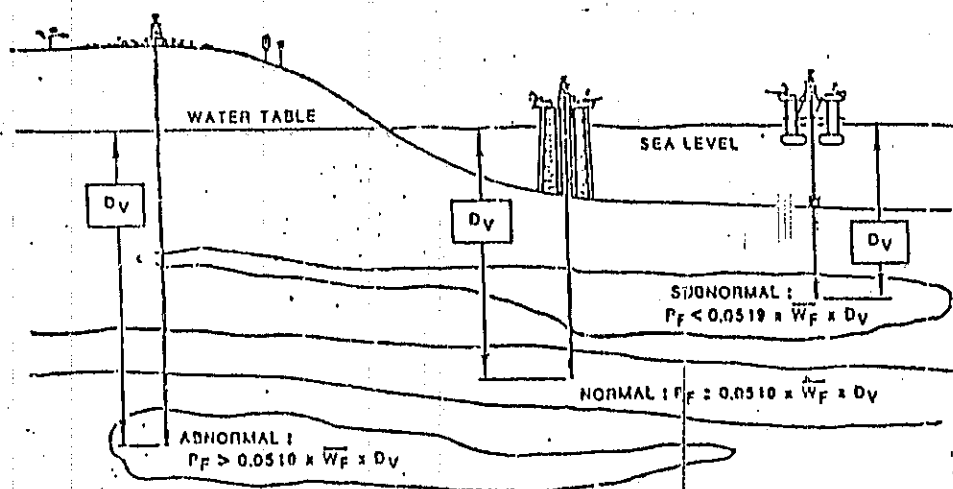
Formasi lain yang mempunyai tekanan formasi sama besar dengan tekanan hidrostatik di semua kedalaman disebut sebagai formasi bertekanan normal.

Adapun formasi yang mempunyai suatu tekanan formasi pada kedalaman tertentu lebih besar bila dibandingkan dengan tekanan hidrostatiknya maka formasi tersebut disebut formasi bertekanan tinggi.

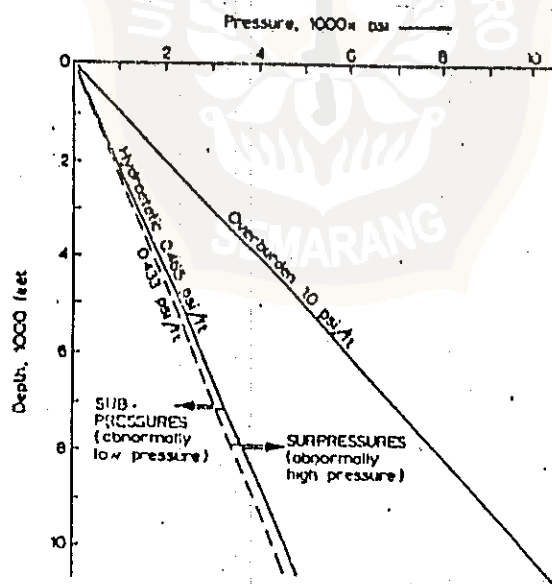
Pada kondisi tekanan normal, beban grain to grain akan disangga oleh matrik karena adanya kontak antar butir dalam formasi batuan.

Setiap terjadi pengurangan tegangan matrik akan mengakibatkan keikutsertaan kandungan pori - pori untuk ikut menyangga beban geostatis (persamaan 3.4). Akibat adanya kandungan formasi akan menanggung beban yang berlebihan, sehingga akan menghasilkan tekanan tidak normal. Gambar 3.4 dengan jelas melukiskan konsep tekanan yang terjadi di dalam

bumi.



Gb 3.3 : Tekanan formasi normal, tinggi dan rendah



Gb 3.4 : Konsep tekanan bawah permukaan (Fertl et al., 1970)

III.B Formasi Bertekanan Tidak normal

(Abnormal Formation Pressure)

Formasi bertekanan tidak normal (Abnormal formation Pressure) terdapat hampir di seluruh dunia (Fertl et al, 1975).

Pada dasarnya formasi bertekanan normal dapat digambarkan sebagai sistem hidrolis terbuka dengan permeabilitas dan porositas sebagai faktor pengontrolnya. Kandungan fluida di dalam pori bisa berhubungan langsung dengan udara luar sehingga terbentuk tekanan hidrostatik.

Sebaliknya formasi bertekanan tinggi digambarkan sebagai suatu sistem yang secara hidrolis merupakan sistem tertutup. Kandungan fluida di dalam pori tidak bebas berhubungan dengan udara luar karena adanya penghalang (seal). Dalam kondisi seperti ini beban tekanan geostatik yang seharusnya disangga oleh matrik/butiran dalam formasi, sebagian akan disangga oleh kandungan fluida formasi yang tidak bisa melepaskan diri dari pori. Keadaan ini hanya bisa terjadi pada batuan dengan matrik yang bisa termampatkan (compressible).

III.B.1 Penghalang Tekanan

Tekanan normal dan tidak normal akan berada bersama-sama pada suatu daerah apabila pada daerah itu terdapat adanya penghalang permeabilitas yang bertindak sebagai penghalang tekanan (Fertl et al., 1976). terjadinya penghalang dapat terjadi secara fisika, kimia atau kombinasi keduanya (Lauden, 1972 vide Fertl et al., 1976). Fertl et al, (1976) mengemukakan jenis batuan ataupun struktur yang bisa

berfungsi sebagai penghalang tekanan seperti tercantum pada tabel 3.1.

Serpih atau lempung dapat membentuk penghalang formasi karena mempunyai sifat plastis dan permeabel. Pada permulaan pengendapan serpih atau lempung mempunyai porositas yang besar. Karena proses diagenesa, lempung atau serpih dapat berkembang menjadi penghalang yang cukup memadai.

TABEL 3.1
MACAM - MACAM TEKINAN FORMASI
(Fertl dan Timko, dalam Fertl et al, 1976)

Tipe Penghalang	Jenis Jebakan	Contoh
Vertikal	Serpih masif dan lanau Garam masif Gips Batu Gamping, Napal Kapur dan Dolomit	Gulf Coast (AS) Zechstein (Jerman Utara) AS dan USSR
Lateral	Patahan diapit oleh Serpih dan Garam	Delta Kaltim
Kombinasi Vertikan dan Lateral		

III.B.2 Konsep Formasi Bertekanan Tidak Normal

Beberapa konsep dikemukakan para ahli untuk menjawab terjadinya formasi bertekanan tidak normal. Kadang - kadang beberapa sebab secara bersama - sama dipakai untuk menerangkan kejadian pada suatu daerah. Fertl et al, (1976) mengemukakan bahwa kejadian tersebut berhubungan dengan gejala geologi, fisika, geokimia dan proses mekanis.

Sebagai contoh Harkin dan Bougher (vide Fertl et al., 1976) mengemukakan terbentuknya formasi bertekanan tinggi pada cekungan Gulf Coast (AS) dikontrol oleh struktur dan sistem pengendapan.

Terjadinya tekanan tidak normal selama waktu geologi dikontrol oleh lingkungan pengendapan continental self, slope purba, geometri, litologi sedimen, patahan lokal dan regional, batas cekungan, pembebanan dan kompaksi serta deformasi struktur. Hal ini mengakibatkan terjadinya serpih yang kurang terkompaksi.

Barker (1972) vide Fertl et al, (1976) menekankan kenaikan temperatur pada suatu zona tertutup sebagai penyebab utama terjadinya formasi bertekanan tinggi, sedangkan yang lain merupakan penyebab tambahan saja.

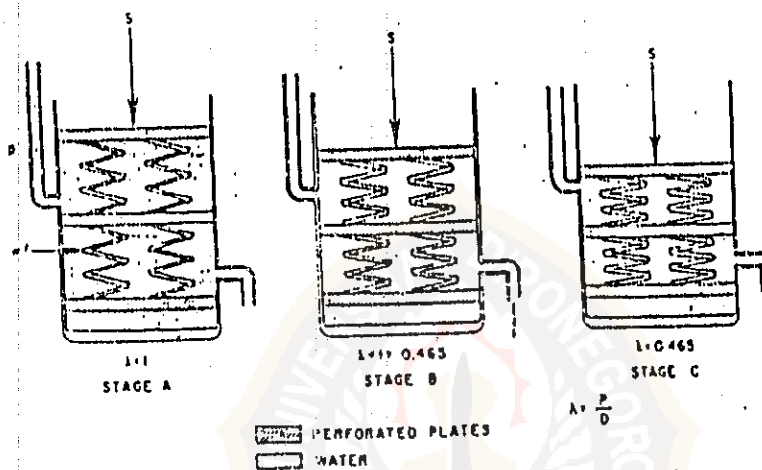
Ada dua pendapat mengenai tekanan pada sumur artesis. Lazayres (1981) menganggap sebagai bertekanan normal yang terjadi karena adanya tekanan hidrostatik, sedangkan Fertl et al, (1976) menganggap formasi bertekanan tidak normal apabila mempunyai tekanan yang sangat besar.

Dari beberapa teori mengenai asal usul formasi bertekanan tidak normal, penulis mencoba merangkum proses terjadinya, yaitu sebagai berikut :

III.B.2.1 Proses Kompaksi

Tekanan overburden dapat menyebabkan pengurangan volume. Pengurangan ini akan lebih besar jika terjadi pada lapisan yang berbutir halus (misal shale) dari pada yang berbutir kasar (Fertl, 1976). Fluida yang mengisi pori - pori

batuan selama proses kompaksi akan terperas keluar dan menuju lapisan yang lebih porous dan permeabel. Permeabilitas selama kompaksi ini akan terus mengecil sehingga akhirnya gerakan fluida itu berhenti. Sementara itu kekuatan rangka batuan terus berkurang dan fluida akan menahan tekanan overburden secara langsung maka sudah tentu akan bertekanan tinggi. Pada gambar 3.5 dapat dilihat sebuah model kompaksi batuan.



Gb 3.5 : Model kompaksi batuan

Bentuk persamaan dari gaya yang bekerja pada pegas adalah sebagai berikut :

$$P_o = \sigma' + P_f \quad (3.5)$$

Dimana :

P_o = Tekanan overburden (psi)

P_f = Tekanan Formasi (psi)

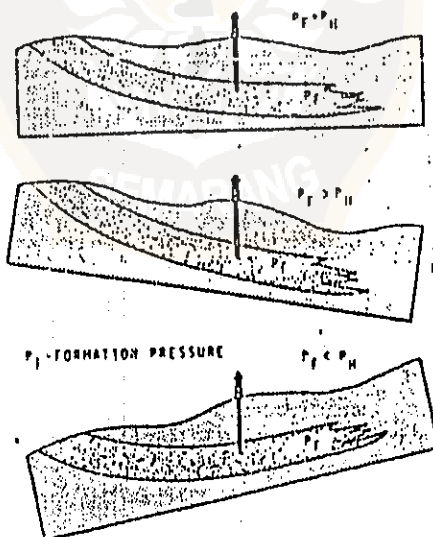
σ' = kekuatan rangka batuan

Dari persamaan (3.5). jika tekanan overburden membesar dan fluida formasi dapat keluar maka harga σ' akan membesar pula.

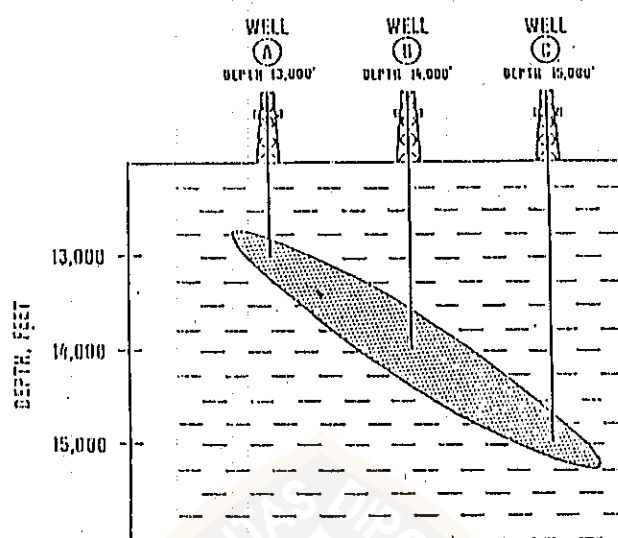
Sebaliknya bila tidak ada jalan untuk keluarnya fluida pada saat tekanan overburden membesar, tekanan fluida menjadi bertekanan tinggi, formasi yang mempunyai tekanan fluida seperti ini disebut formasi bertekanan tinggi (abnormal formation pressure). Proses kompaksi dikatakan normal jika terjadi keseimbangan antara kecepatan pengendapan dengan kecepatan keluarnya fluida formasi pada saat pembebanan. Pada proses kompaksi yang normal ada kalanya timbul formasi bertekanan tinggi, hal ini disebabkan oleh :

- a. Terdapat perbedaan topografi
- b. Reservoir hidrokarbon yang miring

Selama kompaksi air dalam pori - pori tertekan ke luar dan mengalir melalui lapisan batuan yang porous dan permeabel ini manjulung melebihi ketinggian lantai menara bor, maka



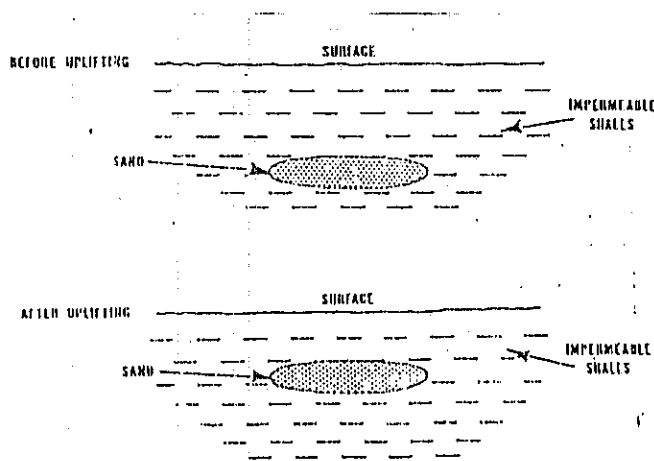
Gb 3.6 : Lapisan yang mengalami kompaksi normal karena pengaruh topografi menjadi bertekanan abnormal (Branley, 1975)



Gb 3.7 : Posisi reservoir Hidrokarbon yang miring menimbulkan perbedaan gradient di setiap titik

tekanan pori di setiap titik di bawah menara bor akan lebih besar dari pada tekanan normal. Keadaan seperti ini dapat terlihat pada gambar 3.6.

Adanya lensa pasir yang menjadi reservoir hidrokarbon yang dibatasi oleh batuan yang impermeabel dan mempunyai posisi miring (tidak sejajar dengan permukaan) mempunyai tekanan yang sama di setiap titik. Hal tersebut menimbulkan adanya perbedaan gradien tekanan di setiap titik (Gb 3.7).

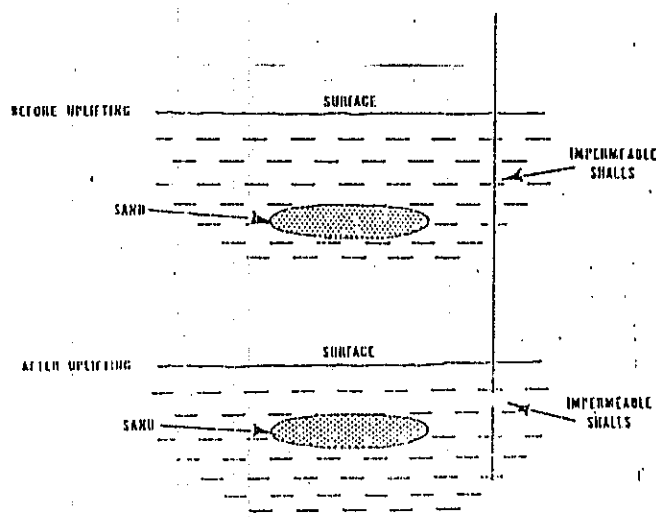


Gb 3.9 : Penambahan gradient tekanan akibat pengangkatan

Hal ini sangat tergantung pada sifat elastisitas dan plastisitas lapisan di sekitar formasi tersebut, tekanan tinggi akan terjadi apabila selama pengangkatan tidak terjadi perubahan volume.

III.B.2.2.3 Intrusi Kubah Garam

Sifat garam yang plastis menyebabkan garam tidak mempunyai struktur yang tetap bila berada di bumi, sehingga mampu meneruskan tekanan overburden ke segala arah. Sebagai akibatnya garam akan mempunyai daya desak yang sangat besar dan mampu menerobos mengangkat serta melipat lapisan tanah di atasnya. Hal ini menyebabkan formasi yang terlipat mengalami pembebanan secara vertikal. Karena garam tidak permeabel maka fluida formasi tidak dapat keluar, sehingga mengakitatkan terjadinya tekanan tinggi pada formasi tersebut. Keadaan ini dapat dilihat pada gambar 3.10.



Gb 3.9 : Penambahan gradient tekanan akibat pengangkatan

Hal ini sangat tergantung pada sifat elastisitas dan plastisitas lapisan di sekitar formasi tersebut, tekanan tinggi akan terjadi apabila selama pengangkatan tidak terjadi perubahan volume.

III.B.2.2.3 Intrusi Kubah Garam

Sifat garam yang plastis menyebabkan garam tidak mempunyai struktur yang tetap bila berada di bumi, sehingga mampu meneruskan tekanan overburden ke segala arah. Sebagai akibatnya garam akan mempunyai daya desak yang sangat besar dan mampu menerobos mengangkat serta melipat lapisan tanah di atasnya. Hal ini menyebabkan formasi yang terlipat mengalami pembebanan secara vertikal. Karena garam tidak permeabel maka fluida formasi tidak dapat keluar, sehingga mengakitatkan terjadinya tekanan tinggi pada formasi tersebut. Keadaan ini dapat dilihat pada gambar 3.10.

beban overburden, maka terbentuklah formasi bertekanan tinggi. Keadaan seperti ini dapat dilihat pada gambar 3.11, dimana lapisan pasir yang terputus tersekat diantara bidang sesar yang impermeabel dan lapisan shale masive yang kurang permeabel.

Tekanan tinggi dapat pula disebabkan oleh proses kimiawi selain proses fisika seperti di atas, sehingga dapat pula terjadi karena efek temperatur, biokimia, osmosa, hidrodinamis dan sementasi tetapi perubahan tekanan karena sebab ini relatif kecil.

III.B.2.3 Penyebab Lain

III.B.2.3.1 Rehidrasi Anhidrit

Rehidrasi anhidrit menjadi gypsum dibarengi dengan bertambahnya volume mencapai 40% setelah reaksi selesai. Karena adanya sistem tertutup maka reaksi ini akan menghasilkan formasi bertekanan tinggi.

III.B.2.3.2 Diagenesa Serpih

Apabila serpih tipe Montmorillonit berubah menjadi Illite akan membebaskan kandungan air sampai sebesar 15% dari volume totalnya. Kelebihan air ini akan mengakibatkan formasi bertekanan tinggi. Kejadian ini dapat dilihat dalam gambar 3.12.

III.B.2.3.3 Perbedaan Densitas

Perbedaan densitas fluida antara zona - zona pada batuan yang permeabel dapat mengakibatkan tekanan tinggi akibat dari

beban overburden, maka terbentuklah formasi bertekanan tinggi. Keadaan seperti ini dapat dilihat pada gambar 3.11, dimana lapisan pasir yang terputus tersekat diantara bidang sesar yang impermeabel dan lapisan shale masive yang kurang permeabel.

Tekanan tinggi dapat pula disebabkan oleh proses kimiawi selain proses fisika seperti di atas, sehingga dapat pula terjadi karena efek temperatur, biokimia, osmosa, hidrodinamis dan sementasi tetapi perubahan tekanan karena sebab ini relatif kecil.

III.B.2.3 Penyebab Lain

III.B.2.3.1 Rehidrasi Anhidrit

Rehidrasi anhidrit menjadi gypsum dibarengi dengan bertambahnya volume mencapai 40% setelah reaksi selesai. Karena adanya sistem tertutup maka reaksi ini akan menghasilkan formasi bertekanan tinggi.

III.B.2.3.2 Diagenesa Serpilh

Apabila serpilh tipe Montmorillonit berubah menjadi Illite akan membebaskan kandungan air sampai sebesar 15% dari volume totalnya. Kelebihan air ini akan mengakibatkan formasi bertekanan tinggi. Kejadian ini dapat dilihat dalam gambar 3.12.

III.B.2.3.3 Perbedaan Densitas

Perbedaan densitas fluida antara zona - zona pada batuan yang permeabel dapat mengakibatkan tekanan tinggi akibat dari

tinggi (10.5 lb/ft) pada kedalaman 9000 ft akibat adanya gas dengan densitas rendah yang didesak oleh fluida dengan tekanan normal pada kedalaman 11.000 ft.

III.C Perubahan Yang Terjadi Di Sekitar Formasi Bertekanan Abnormal

Tekanan tinggi umumnya terjadi pada sekitar formasi shale terutama pada formasi yang mengandung beberapa lapisan pasir yang tersisipkan pada shale. Pada saat mengalami kompaksi yang bersamaan dengan gejala geologi lainnya akan mengakibatkan fluida formasi terperangkap di dalamnya dan turut menahan beban pertambahan berat dari atas bersama-sama dengan matriks batuan shale dan pasir. Sebagai akibatnya formasi itu akan mempunyai tekanan yang tinggi.

Adanya formasi bertekanan tinggi akan menyebabkan perubahan sifat fisika dan sifat kimia pada formasi shale yang terletak di atas pasir yang bertekanan tinggi. Daerah tersebut disebut daerah transisi sebelum daerah bertekanan tinggi. Perubahan yang terjadi pada daerah peralihan ini adalah perubahan porositas, perubahan temperatur, perubahan salinitas, perubahan resistivitas atau konduktivitas dan perubahan massa jenis shale.

III.C.1 Perubahan Porositas

Proses pengendapan sedimen umumnya diikuti oleh proses kompaksi yaitu proses pengurangan volume pori formasi. Hal ini terjadi karena pada saat pengendapan, tekanan overburden

bertambah dan menekan lapisan di bawahnya. Pada awal proses, tekanan overburden ini ditahan oleh air formasi tapi kemudian dengan bertambahnya tekanan overburden maka air formasi akan tertekan keluar dan beban ditahan oleh matrik batuan. Air yang tertekan ke luar akan mengalir menuju formasi di sekitarnya. Hal ini akan menyebabkan lapisan shale menjadi semakin kompak dengan ruang pori yang menciut sehingga porositas shale menjadi mengecil.

Pada keadaan dimana jalan menuju ke luar fluida tertutup akibat proses geologi, maka pada saat penambahan beban, fluida formasi tidak dapat ke luar sehingga ruang pori tidak mengecil dan shale kurang terkompaksikan. Proses yang dialami shale ini dinamakan proses kompaksi abnormal. Akibat ini porositas formasi tidak berkurang dengan bertambahnya kedalaman.

III.C.2 Perubahan Temperatur

Panas yang mengalir di dalam lapisan bumi berasal dari inti bumi dan dipancarkan melalui lapisan batuan dan fluida yang mengisi pori - pori batuan. Apabila aliran panas terhalang lapisan yang bersifat penghalang panas (insulator), maka pada lapisan tersebut akan timbul panas yang makin lama makin tinggi. Pada daerah yang bertekanan tinggi akan mempunyai gradien yang tinggi pula.

III.C.3 Perubahan Massa Jenis Shale

Mengecilnya pori - pori pada shale akibat pembebanan dari atas (overburden pressure) menyebabkan massa jenis shale

berubah, Karena massa jenis merupakan perbandingan berat dan volume. Pada kompaksi yang normal massa jenis bertambah besar sesuai dengan penambahan kedalaman, sedangkan untuk kompaksi yang tidak normal, karena pada saat kompaksi terjadi, air formasi tidak dapat keluar sehingga volume pori tidak berkurang (tetap) akibatnya massa jenisnya berkurang.

III.C.4 Perubahan Salinitas

Shale terdiri dari partikel - partikel clay yang terendapkan di dalam cekungan. Diantara partikel - partikel clay akan terisi air yang mengandung ion - ion garam seperti calcium, magnesium, sodium, sulfat, chlorida, carbonat. Secara umum ada dua macam air yang terikat dalam clay, yaitu :

- a. Air yang terikat di dalam struktur clay yang relatif tidak bergerak.
- b. Air yang berada di luar struktur clay yang mengisi pori - pori dan disebut sebagai air pori (pore water) air ini dapat bergerak.

Pada saat pengendapan kedua jenis air ini mempunyai salinitas yang sama dan ion - ion garamnya mempunyai ikatan yang sangat lemah terhadap mineral clay. Pada keadaan normal dengan bertambahnya tekanan overburden akan menyebabkan ikatan ion pecah dan ion - ion garam seperti H^+ dan OH^- bertambah. Pada daerah ini menyebabkan salinitas air pori bertambah. Pada daerah bertekanan tinggi, tekanan overburden ditahan oleh air pori sehingga porositas tidak mengecil, dalam keadaan seperti ini ikatan ion tidak dapat dipecah dan

salinitas air pori tetap tidak bertambah.

III.C.5 Perubahan Kecepatan

Apabila kompaksi berjalan normal maka semakin ke dalam tingkat kekompakan batuan semakin besar, sehingga kecepatan rambat gelombang pada daerah yang mengalami kompaksi normal semakin bertambah besar dengan bertambahnya kedalaman. Pada zona formasi bertekanan tinggi, kompaksi tidak berjalan dengan normal sehingga pada daerah itu tingkat kekompakan batuan lebih kecil dibandingkan dengan daerah di sekitarnya, sehingga pada daerah ini akan mempunyai kecepatan yang lebih rendah jika dibandingkan dengan daerah lain yang mempunyai tekanan normal. Untuk lebih lanjut akan dibahas pada lampiran.

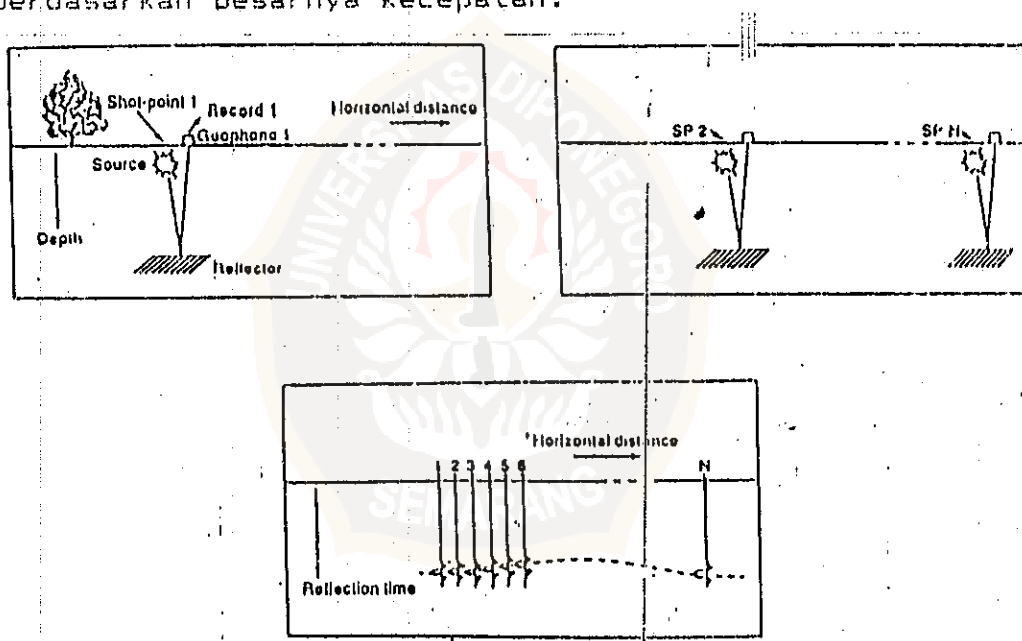
III.D Teori Dasar Seismik

III.D.1 Konsep Seismik

Metoda seismik merupakan salah satu metoda yang sangat penting dan banyak digunakan di dalam teknik Geofisika. Hal ini disebabkan metoda seismik mempunyai resolusi yang tinggi di dalam memodelkan struktur geologi, metoda seismik dikategorikan ke dalam dua bagian yang besar yaitu yaitu seismik bias dan seismik pantul. Seismik bias efektif digunakan untuk menentukan struktur geologi yang dangkal sedangkan seismik pantul digunakan untuk struktur geologi yang dalam.

Dasar teknik seismik dapat digambarkan sebagai berikut, suatu sumber gelombang dibangkitkan di permukaan bumi. Karena

material bumi bersifat elastik maka gelombang seismik yang terjadi akan dijalarkan ke dalam bumi akan dijalarkan dalam berbagai arah. Pada bidang batas antar lapisan, gelombang ini sebagian dipantulkan dan sebagian lain dibiaskan untuk diteruskan ke permukaan bumi. Di permukaan bumi gelombang tersebut diterima oleh serangkaian detektor (geophone) yang umumnya disusun membentuk garis lurus dengan sumber ledakan (profil line), kemudian dicatat/direkam oleh suatu alat yang disebut seismogram. Dengan mengetahui waktu tempuh gelombang dan jarak antara geophone dan sumber ledakan, struktur lapisan geologi di bawah permukaan dapat diperkirakan berdasarkan besarnya kecepatan.



Gb 3.14 : Prinsip dasar metoda seismik

III. D. 2 Kecepatan Seismik

Kecepatan seismik didefinisikan sebagai panjang jarak yang ditempuh oleh gelombang seismik dibagi dengan waktu yang

dipergunakan oleh gelombang seismik untuk menempuh jarak tersebut.

Kecepatan seismik sangat penting untuk diketahui. hal ini dapat digunakan untuk mengetahui struktur dibawah permukaan serta kedalaman dan kemiringan reflektor.

Ada beberapa faktor yang dapat mempengaruhi kecepatan seismik antara lain, Lithologi batuan, densitas batuan, porositas batuan dan kedalaman batuan.

III.D.3. Identifikasi Kecepatan Di Sekitar Prospek

III.D.3.1 Vertical Seismik Profiling (VSP)

Vertikal seismik Profiling lazim digunakan untuk mengukur kecepatan di sekitar prospek. Metoda ini dilakukan dengan cara memasang Geophone di dalam sumur dan memberikan sumber getar di permukaan. Gambar 3.15 menunjukan teknik pengukuran kecepatan dengan menggunakan VSP.

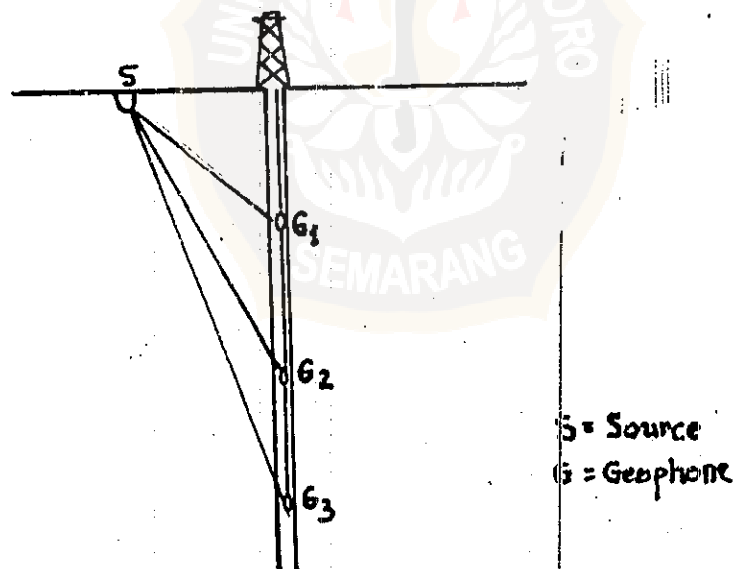
III.D.3.2 Log Sonic (Velocity Logging)

Survey log sonic dilakukan dengan menggunakan alat yang terdiri dua pemancar (transmitter) dan dua buah detektor (receiver) yang diletakan dalam satu alat yang dinamakan sonde. Alat ini diturunkan ke dalam sumur, gambar 3.16 adalah log sonic. S_1 dan S_2 adalah pemancar sedangkan R_1 dan R_2 adalah detektor. Sonde dihubungkan dengan pencatat interval transit time di permukaan dengan menggunakan kabel.

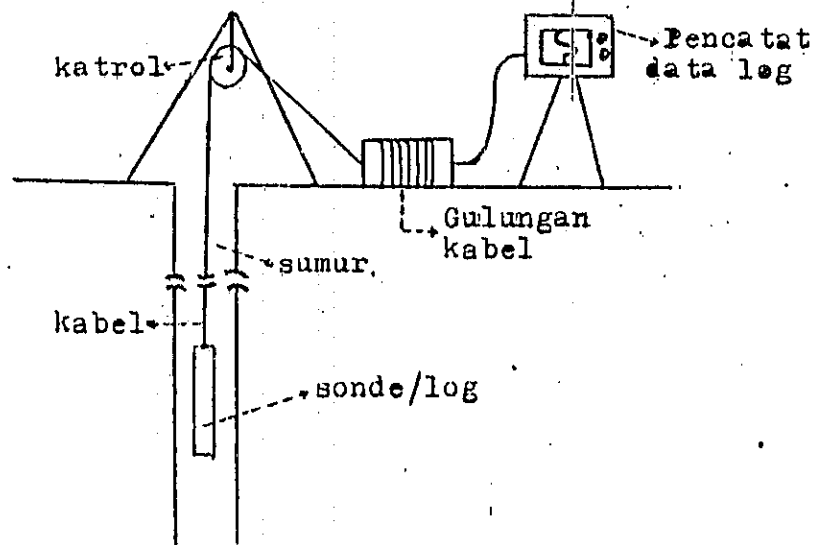
III.D.3.3. Velocity Stacking (Kecepatan Stacking)

Dalam menentukan kecepatan dari data seismik pantul

diperlukan data lain yang disusun berdasarkan observer report ataupun sticking chart, yaitu CDP gather yang merupakan hubungan antara trace dengan bertambahnya shot - receiver. Pantulan dari layer menunjukkan kurva yang hiperbolik. Perbedaan waktu antara pantulannya di offset x dari zero offset nya dikatakan normal move out (NMO). Untuk menyatukan (stack) dari CDP trace, NMO harus diketahui dan diterapkan, sehingga pantulannya menjadi datar dan sefase. Penjumlahan akan menambah S/N ratio. Proses ini disebut koreksi dinamik atau koreksi NMO, NMO merupakan fungsi dari waktu pantul zero offset (T_0), offset (x) dan kecepatan (v).



Gb 3.15 : Pengukuran kecepatan dengan VSP



Gb 3.16 : Pengukuran kecepatan dengan Logging

