1

1. Formation Pore Pressure

Dr Hashemi

Contents:

References:

-Applied Drilling Engineering- Adam T. Bourgoyne Jr. et al — Chapter 6

-Well Engineering & Construction: Hussain Rabia, — Chapters 1 & 2

3

- اگر pore ها، interconnected باشد ← pore pressure به ① h ② دانسیته سیال محبوس در pore ها بستگی دارد.

- هرجا pore pressure صفر باشد به این معنی است که یا pore ها از اول حاوی هیچ سیالی نبوده اند و یا اینکه بعداً سیال مهاجرت کرده است. در این مورد برای حفاری از هوا استفاده می کنیم.

Introduction: Pore Pressure

- اگر وزن گل کم باشد differential stiKing پیش می آید.
- اگر وزن گل حفاری را افزایش دهیم و تا پایان باید وزن Max حفاری کنیم، ROP پایین می آید.

The magnitude of the pressure in the pores of a formation, known as the **formation pore pressure** (or simply **formation pressure**), is an important consideration in many aspects of well planning and operations.

Applications:

-Mud weight selection (prevent borehole collapsing and influx)

- Casing depth Selection
- Casing design ⟹ Well Design

-Well control: risk of blowout

-Prevent Hole problems : lost of circulation, stuck pipes, ROP etc

- به علت وجود Key set ارتباط هیدرولیکی قطع می شود، تمام نیرو در این حالت بر یک سطح کوچک وارد شده و در نتیجه نیروی لازم برای بالا کشیدن لوله افزایش خواهد یافت. (differential stiKing)

4

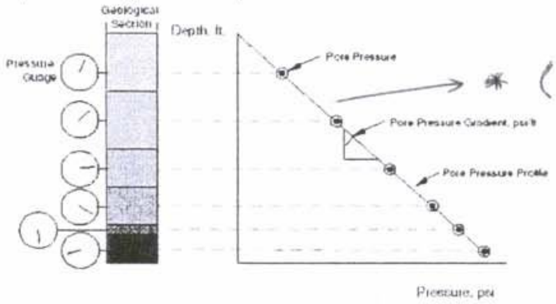
- روش های رفع differential stiking:
  ۱- وزن گل را افزایش دهیم.
  ۲- باید سیال مخصوص تماس را از بین ببریم و لوله را آزاد کنیم.

- درهنگام tripping، ممکن است به علت تمیز نشدن دیواره های چاه، خرده ها بر روی stablizer جمع شده و با بالا آمدن بیشتر باعث گیر افتادن لوله ها شود.

- ساختن لوله های وزنی بصورت spiral از differential stiking جلوگیری می کند.

Pressure Gradient

The pressure of the fluid in the pore space (the pore pressure) can be measured and plotted against depth.



$\ast \left(\frac{psi}{ft} \right)$

The pressure in the formations to be drilled is often expressed in terms of a **pressure gradient**. This gradient is derived from a line passing through a particular formation pore pressure and a datum point at surface and is known as the pore pressure gradient.

وقتی سازند متخلخل باشد و این تخلخل ها به هم راه داشته و حاوی سیال باشند، فشار pore ها به عمق و سیال موجود در سنگ ها بستگی دارد.

*- این خط را pressure gradient می گویند.

5

Normal Pressure Gradient

طبقات زمین معمولاً دارای دانسیته سیال متفاوتی هستند. سیالی که دارای

Normal pressure gradients correspond to the hydrostatic gradient of a fresh or saline water column

$\begin{cases} \rho_w = 62.4 \ pcf \rightarrow \text{آب خالص} \\ \rho_{sw} = 72 \ pcf \rightarrow \text{آب اشباع شده به وسیله حداکثر نمک} \end{cases}$

Most of the fluids found in the pore space of sedimentary formations contain a proportion of salt and are known as brines. The dissolved salt content may vary from 0 to over 200,000 ppm. Correspondingly, the pore pressure gradient ranges from **0.433 psi/ft** (pure water) to about **0.50 psi/ft**. In most geographical areas the pore pressure gradient is approximately **0.465 psi/ft** (assumes 80,000 ppm salt content) and this pressure gradient has been defined as the normal pressure gradient.

6

- این حالت برای وقتی است که تمام pore ها با هم ارتباط دارند و کاملاً از آب اشباع شده باشند.

۳

Normal Pressure Gradient

Normal Pore Pressure when strata are in direct communication (8.94 ppg) = 66.96 pcf

P_o = **0.465 psi/ft**

Abnormal Pore Pressure when adjacent strata are not in direct communication

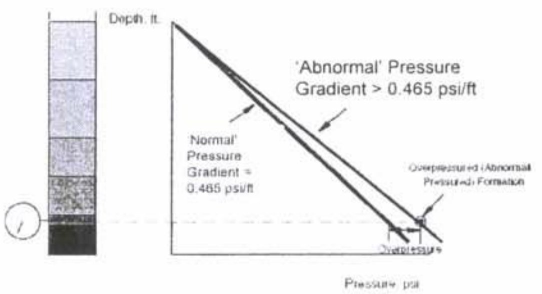
Note: All abnormal pressures require some means of sealing or trapping the pressure within the rock body. Otherwise hydrostatic equilibrium back to a normal gradient would eventually be restored.

7

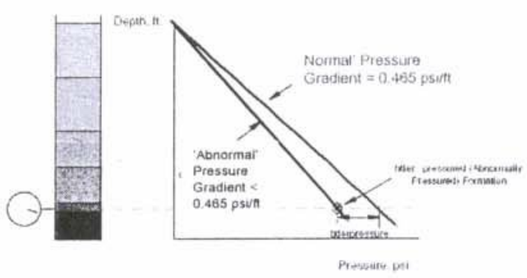
Abnormal Pressure

- سازندی که گرادیان فشار آن بزرگتر از 0.465 psi/ft باشد را abnormal گویند

Overpressured



Underpressured (Subnormal pressured)

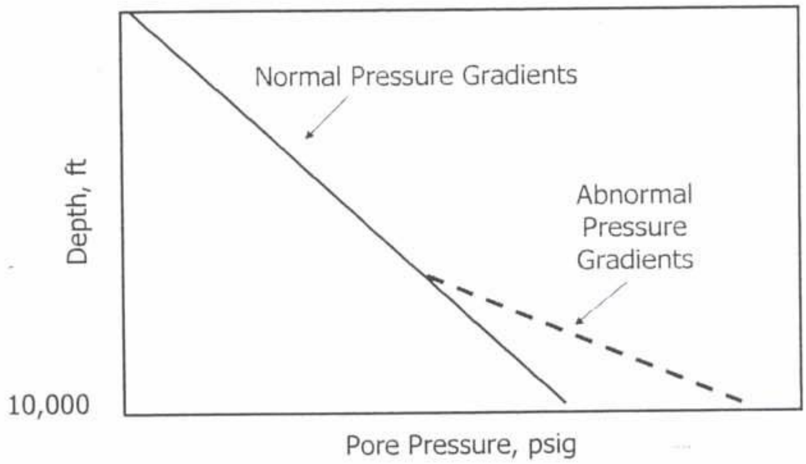


- سازندی که گرادیان فشار آن کوچکتر از 0.465 باشد subnormal یا depletion گویند.

8

۴

Abnormal Pressure



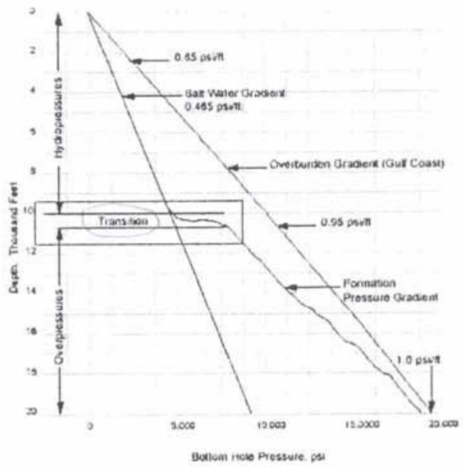
9

Transition zone

این ناحیه توسط زمین شناس تعیین می‌شود. ←

منطقه‌ای که تغییر فشار، gradient به طور غیرطبیعی تغییر کند و این قسمت برای لوله گذاری مهم است.

The zone between the normally pressured zone and the overpressured zone is known as the **transition zone.**



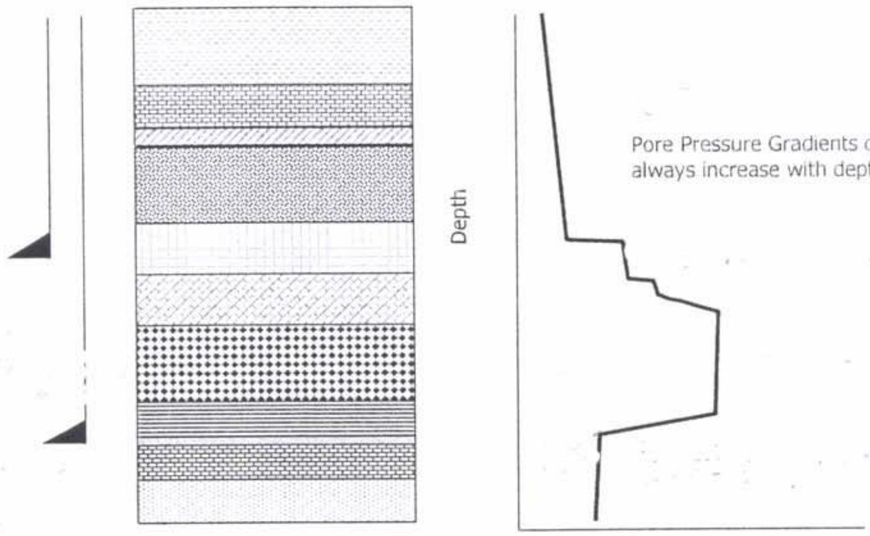
آزاد شود

- اگر فشارها scape کند این gradient به طور طبیعی خواهد شد.

10

۵

Abnormal Pressure



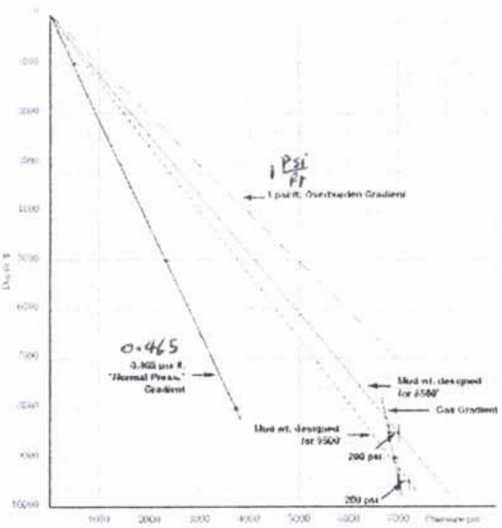
11

- حداقل وزن گلی که ما می‌توانیم بسازیم امولسیون آب و گازوییل است با وزن 55 pcf .

Example 6-4 ص252
و exercise 6.5 ص295

Example-1 : Pore Pressure Profile

a- The following pore pressure information has been supplied for the well you are about to drill. Plot the following pore pressure/depth information on a P-Z diagram



DEPTH BELOW DRILLFLOOR (ft)	PRESSURE (psi)
0	0
1000	465
5000	2325
8000	3720
8500	6800
9000	6850
9500	6900

12

9

$$HP_{(psi)} = P_h = 0.052\, MW_{(ppg)} \times depth_{(ft)} = \frac{MW_{(pcf)} \times depth_{(ft)}}{144}$$

$$HP_{(psi)} = P_h = \frac{MW_{(pcf)} \times depth_{(m)}}{144} \times \underline{3.281}$$

→ تبدیل متر به ft

(mud) hydrostatic   pore

- همیشه با $P_h > P_p$ باشد.
- اگر $P_h < P_p$ ، چاه جریان پیدای کند.

Example-1 : Pore Pressure Profile

b. Calculate the pore pressure gradients in the formations from surface; to 8000 ft; to 8500 ft; and to 9000 ft. Plot the overburden gradient (1 psi/ft) on the above plot. Determine the mud weight required to drill the hole section: down to 8000ft; down to 8500ft; and down to 9000ft.
Assume that 200 psi overbalance on the formation pore pressure is required

← برای تعیین وزن گل در هر سازندی باید 200psi ، overpressure باشد ، تا بتوانیم به صورت ایمن حفاری کنیم.

The pore pressure gradients in the formations from surface are:

0 - 8000 ft	3720/8000 = 0.465 psi/ft
0 - 8500 ft	6800/8500 = 0.800 psi/ft
0 - 9500 ft	6900/9500 = 0.726 psi/ft

$0.433 \frac{psi}{ft} = 1\ SG$

$1 \frac{psi}{ft} = 144 pcf$

$1\ ppg = 7.48\ pcf$

Required Mudweight:

@ 8000 ft
3720 + 200 = 3920 psi
3920/8000 = 0.49 psi/ft ⇒ 9.42 ppg

@ 8500 ft   6800 + 200   = 7000 psi
7000/8500   = 0.82 psi/ft = 15.77 ppg ≈ 118 pcf

@ 9500 ft   6900 + 200   = 7100 psi
7100/9500   = 0.75 psi/ft = 14.42 ppg

Example-1 : Pore Pressure Profile

c. If the mudweight used to drill down to 8000ft were used to drill into the formation pressures at 8500ft what would be the over/underbalance on the formation pore pressure at this depth?

If the mudweight of were 9.42 ppg were used to drill at 8500 ft the underbalance would be:

6800 - (8500 x 9.42 x 0.052) = **2636 psi**

Hence the borehole pressure is 2636 psi less than the formation pressure.

√

Example-1 : Pore Pressure Profile

d. Assuming that the correct mudweight is used for drilling at 8500ft but that the fluid level in the annulus dropped to 500 ft below drillfloor, due to inadequate hole fill up during tripping. What would be the effect on bottom hole pressure at 8500ft ?

If, when using 0.82 psi/ft (or 15.77 ppg) mud for the section at 8500ft, the fluid level in the hole dropped to 500ft the bottom hole pressure would fall by:

500 x 0.82 = **210 psi**

Hence the pressure in the borehole would be 210 psi below the formation pressure.

Example-1 : Pore Pressure Profile

e. What type of fluid is contained in the formations below 8500ft?

The density of the fluid in the formation between 8500 and 9500 ft is:

$$\frac{6900 - 6800}{1000} = 0.1 \text{ psi/ft}$$

The fluid in the formations below 8500 ft is therefore **gas**.

Sources of Abnormal Pressure

عوامل مختلف که باعث up pressure شدن سازند می‌شود

- Tectonics (Faults etc) → مثل: عوامل جابجایی گسل
- Rock digenesis (Sulfates, clays, etc) → وقتی دگرگونی اتفاق بیافتد و سنگ با مواد دیگر واکنش دهد، گرما زیاد شده و سیال expand می‌شود و cap rock فشار می‌آورد.
- Surface erosion
- Thermal effects
- External Pressure sources
- etc → کیفیت سیمان اطراف لوله جداری کافی نباشد. (loss شدن سیمان در اطراف لوله جداری که باعث می‌شود در قسمتی از سازند فشار زیاد شود.)

Methods of Estimating Pore Pressure

Direct measurement of formation pressure is expensive and is possible when the formation has been drilled. (usually are performed to estimate the PI)

Techniques for detecting and estimating abnormal formation pressure often are classified as :

1. **Predictive methods** → روش‌هایی که قبل از حفاری ما پیش‌بینی می‌کنیم
2. **Methods applicable while drilling (Detection Techniques)**

9

Predictive Methods

Geophysical measurements are generally used to identify geological conditions which might indicate the potential for overpressures such as salt domes which may have associated overpressured zones.

Estimates of formation pressures made before drilling are based primarily:

1- **Correlation available data from nearby wells (development wells)** توسعه ای

2- **Seismic Surveys (wildcats)**

19

Predictive Methods

-Non Pay Zones: **(indirect measurements)**

- Offset well histories may contain information on mud weights used, problems with stuck pipe, lost circulation or kicks.
- Common Sense

- Pay Zones : **(Direct Measurements)**

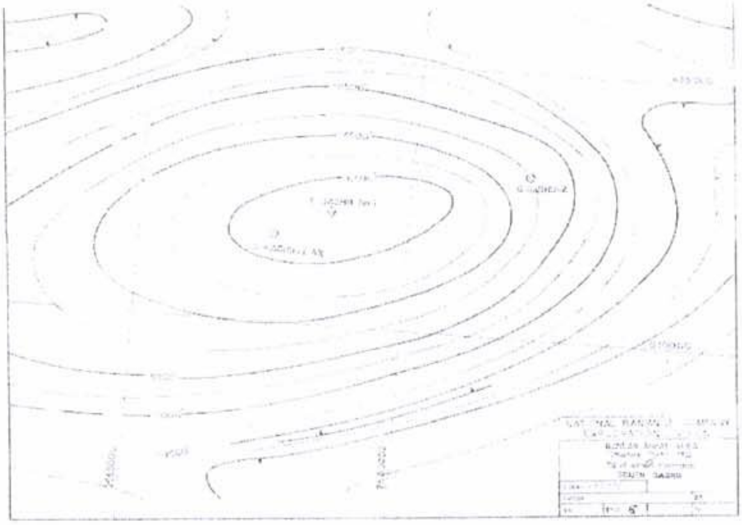
-Known Oil, Gas & Water Pressure at a specific datum depth

-DST, Wire-line Surveying, Production Engineering data base

-P_o, P_g, P_w, GOC, WOC, $\gamma_o, \gamma_g, \gamma_w$

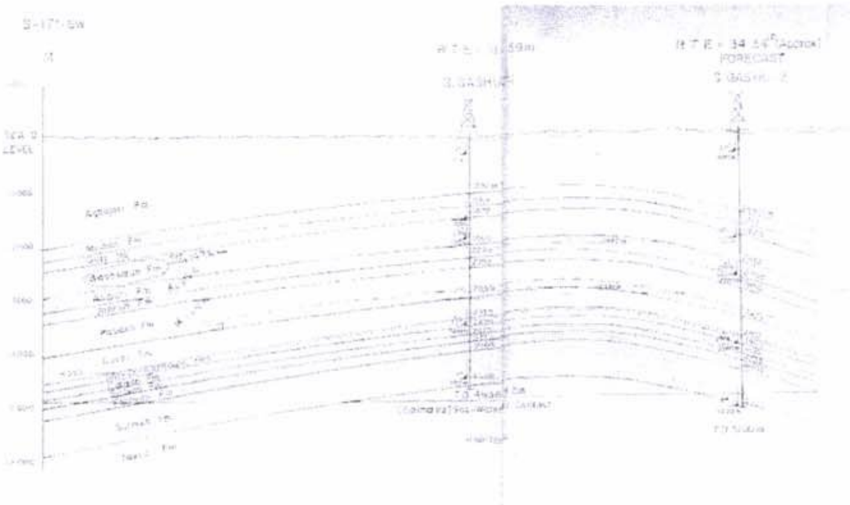
20

Predictive Methods: Offset Wells



21

Predictive Methods: Offset Wells



22

11

Predictive Method: Compaction Theory

Mechanisms which generate the abnormal pore pressures can be quite complex and vary from region to region. However, the most common mechanism for generating overpressures is called **under-compaction.**

campaction theory:

- If formation pressures are normal, the porosity-dependent parameter should have an easily recognised trend because of the decreased porosity with increased depth of burial and compaction. → اگر فشار سازند یک روند normal داشته باشد، با افزایش عمق (campaction) ، ϕ کاهش می‌یابد

- A departure from the normal pressure trend signals a probable transition zone.
اگر یک تغییر ناگهانی در فشار سازند normal داشته باشیم، Transition zone ← است.

- Detection of the depth at which this departure occurs is critical because casing must be set in the well before excessively pressured permeable zones can be drilled safely. → این منطقه جایی که تغییر ناگهانی (departure) داریم مهم است چون باید casing در اینجا رانده شود.

Summary of Compaction Theory of Abnormal Pressure

- Best fits most naturally occurring abnormal pressures
- During deposition, sediments are compacted by the overburden load and are subjected to greater temperatures with increasing burial depth.
- Porosity is reduced as water is forced out.
- Hydrostatic equilibrium within the compacted layers is retained as long as the expelled water is free to escape
- If water cannot escape, abnormal pressures occur
- The average porosity in sediments, generally decreases with increasing depth - due to the increasing overburden. This results in an increasing bulk density with increasing depth, and increasing rock strength

campaction theory هدف ← ***Goal: To Develop a relationship between porosity and bulk density***

Overburden Pressures

→ فشار ناشی از وزن طبقات بالایی

- The vertical pressure at any point in the earth is known as the **overburden pressure or geostatic pressure**.

- The overburden pressure at any point is a function of the mass of rock and fluid above the point of interest.

In order to calculate the overburden pressure at any point, the average density of the material (rock and fluids) above the point of interest must be determined. The average density of the rock and fluid in the pore space is known as the **bulk density** of the rock.

$$\rho_b = \rho_g - (\rho_g - \rho_f)\phi$$

بستگی دارد به: ۱ دانسیته سنگ ۲ تخلخل ۳ دانسیته سیالی که سنگ را اشباع کرده

ρ_b = bulk density of porous sediment
ρ_g = density of rock matrix
ρ_f = density of fluid in pore space
ϕ = porosity

$\uparrow \rho_b \leftarrow \phi \downarrow$

$\uparrow \rho_b \leftarrow \rho_f \uparrow$

- اگر محیط غیرمتخلخل باشد ← $\rho_b = \rho_g$

مثل: سنگ نمک

Overburden Pressures

Since the matrix material (rock type), porosity, and fluid content vary with depth, the bulk density will also vary with depth. The overburden pressure at any point is therefore the integral of the bulk density from surface down to the point of interest

- ρ_b برابر با مجموع ρ_b های lithology های مختلف.

Typical Densities of Rocks and Fluids

Lithology	Matrix Density (g/cc)
Sandstone	2.65
Limestone	2.71
Dolomite	2.87
Anhydrite	2.98
Halite	2.03
Gypsum	2.35
Clay	2.7-2.8
Fresh Water	1.0
Salt Water	1.15
Oil	0.80

روش های اندازه گیری ρ_b:

Sources of density data:

1. Density measurements of rock samples using "shale density" techniques. بعد از حفاری، ρ_b سنگ را با روشی که در کتاب آ... از طریق cutter ها یا core اندازه گیری می کنند.
2. Measurements of rock in situ. Using density logs to directly measure the electron density and the bulk density of the rock around the borehole, or from core samples at surface.
3. Measurements of Porosity. → با استفاده از wel log
   Neutron Porosity Logs
   - Nuclear Magnetic Resonance studies of cuttings
   - Sonic Logs
4. Offset Tables → به وسیله tables.

Maximum Overburden Pressure

The specific gravity of the rock matrix may vary from 2.1 (sandstone) to 2.4 (limestone). Therefore, using an average of 2.3 and converting to units of psi/ft, it can be seen that the overburden pressure gradient exerted by a typical rock, **with zero porosity** would be:

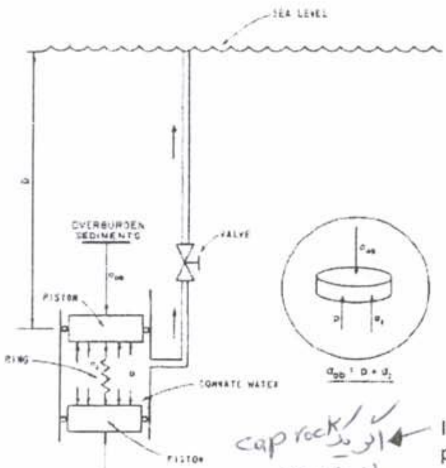
$$2.3 \times 0.433\ psi/ft = 0.9959 \approx 1\ psi/ft \longrightarrow$$

حداکثر overburden pressure مورد انتظار از یک سنگ در حالتی که تخلخل نداریم.

نکته: $1\ SG = 0.433\ \frac{psi}{ft}$

27

Compaction Effects



تعریف:

Pore water expands with increasing burial depth and increased temperature, while the pore space is reduced by increasing geostatic load. Thus, normal formation pressure can be maintained only if a path of sufficient permeability exists to allow formation water to escape readily.

$\sigma_{ob} = \sigma_z + p$

σ_z: matrix Stress → مقاومت خود سنگ

p: the pore fluid pressure → فشار سیال داخل سنگ

If the expelled water is not free to escape, abnormal pressures may result. ← اگر بد cap rock / مانع از escape خارج شدن سیال شود → abnormal pressure داریم.

$P_n = \rho_f g h$

28

فشار آن دیگر به صورت خطی نیست.

Vertical Overburden Stress

The vertical overburden stress resulting from geostatic load at a sediment depth, D_s for sediments having an average bulk density, ρ_b, is given by:

$$\sigma_{ob} = \int_0^D \rho_b g dD.$$

where g is the gravitational constant.

$$\rho_b = \rho_g - (\rho_g - \rho_f)\phi$$

برای محاسبه‌ی این
رابطه یا ϕ و یا
ρ_b را باید به ما بدهند.

Compaction theory

The average porosity in sediments, generally decreases with increasing depth -due to the increasing overburden.

به طور معمول با افزایش عمق ϕ کاهش یافته و ρ_b افزایش می‌یابد.

This results in an increasing bulk density with increasing depth, and increasing rock strength

1) **Plot ϕ_o Vs. Depth on similog graph.**
2) **Construct a plot of bulk density vs. depth**
3) **Calculate overburden stress vs. depth.**

Bulk Density

In an area of significant drilling activity, the change in bulk density with depth usually is determined by conventional **well logging** methods. The effect of depth on average bul density for sediments in the Texas and Louisiana gulf coast areas is shown in Fig

The change in bulk density with burial depth is related primarily to the change in sediment porosity with compaction. Grain densities of the common minerals found in sedimentary deposits do not vary greatly and usually can be assumed constant at a representative average value. This is also true for **pore fluid density.**

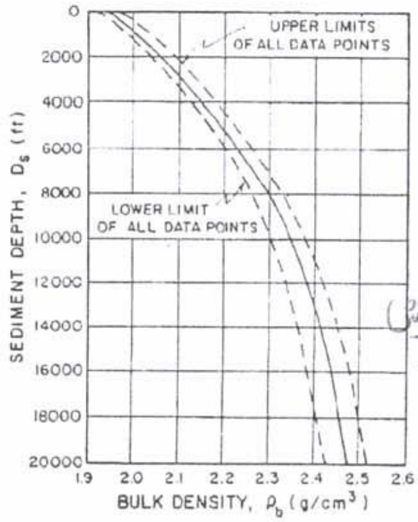


Fig. 6.3—Composite bulk density curve from density log data for the U.S. gulf coast.

با افزایش عمق، ϕ کم شده ← ρ_b افزایش می‌یابد

Bulk Density-Porosity Relationship

In many areas, it is convenient to use the **exponential relationship** relating change in average sediment porosity to depth of burial when calculating the overburden stress, σab, resulting from geostatic load at a given depth. To use this approach; **the average bulk** density data are expressed first in terms of average porosity.

به وسیله log

$$\phi = \frac{\rho_g - \rho_b}{\rho_g - \rho_f} \longrightarrow$$ همان رابطه‌ی slide 29

به وسیله‌ی Lithology: ρ_g بدست می‌آید.

This equation allows average bulk density data read from well logs to be expressed easily in terms of average porosity for any assumed grain density and fluid density. If these average porosity values are plotted vs. depth on semi-log paper, a good straight-line trend usually is obtained. The equation of this line is given by:

سنگی که محیط overburden pressure بروی آن نیست (سطح زمین)

$$\phi = \phi_o e^{-KD_s}$$

عمق مورد نظر

where **$Ø_o$ is the surface porosity**, **K is the porosity decline constant**, and D_s is the depth below the surface of the sediments. The constants $Ø_o$ and K can be determined **graphically** or by the **least-square method**.

Example-2

example 6-2
ص 249

Determine values for surface porosity, $Ø_0$ and porosity decline constant, K, for the U.S. gulf coast area. Use the average bulk density data shown in Fig. 6.3 , an average grain density of 2.60 g/cm3, and an average pore fluid density of 1.074 g/cm3.

exercise 6.1 ص 295
6.2

Example-2: Solution

The porosity calculations are summarized in Table 6.2.

The bulk density given in Col. 2 was read from Fig. 6.3 at the depth given in Col. I. The porosity values given in Col. 3 were computed using an average grain density of 2.60 and a fluid density of 1.074 g/cm³ in Eq. 6.3b

$$\phi = \frac{2.60 - \rho_b}{2.60 - 1.074} = \frac{2.60 - \rho_b}{1.526}$$

The computed porosities are plotted in Fig. 6.4

نکته: اگر در این سؤال ρ_g برای هر Lithology را داده بود، باید برای بدست آوردن $Ø$ مختلف در اعماق مختلف، ρ_g مخصوص به آن عمق را قرار دهیم.

TABLE 6.2—AVERAGE SEDIMENT POROSITY COMPUTATION FOR U.S. GULF COAST AREA

(1) Sediment Thickness D_s (ft)	(2) Bulk Density ρ_b (g/cm³)	(3) Average Porosity ϕ (frac.)
0	1.95	0.43
1,000	2.02	0.38
2,000	2.06	0.35
3,000	2.11	0.32
4,000	2.16	0.29
5,000	2.19	0.27
6,000	2.24	0.24
7,000	2.27	0.22
8,000	2.29	0.20
9,000	2.33	0.18
10,000	2.35	0.16
11,000	2.37	0.15
12,000	2.38	0.14
13,000	2.40	0.13
14,000	2.41	0.12
15,000	2.43	0.11
16,000	2.44	0.10
17,000	2.45	0.098
18,000	2.46	0.092
19,000	2.47	0.085
20,000	2.48	0.079

۱۷

Example-2: Solution- cont

A surface porosity, ϕ_o of 0.41 is indicated on the trend line at zero depth. A porosity of 0.075 is read from the trend line at a depth of 20,000 ft. Thus, the porosity decline constant is

$$K = \frac{\ln \frac{\phi_o}{\phi}}{D_s} = \frac{\ln\left(\frac{0.41}{0.075}\right)}{20{,}000} = 0.000085 \text{ ft}^{-1}$$

and the average porosity can be computed using

$$\phi = 0.41 e^{-0.000085 D_s}.$$

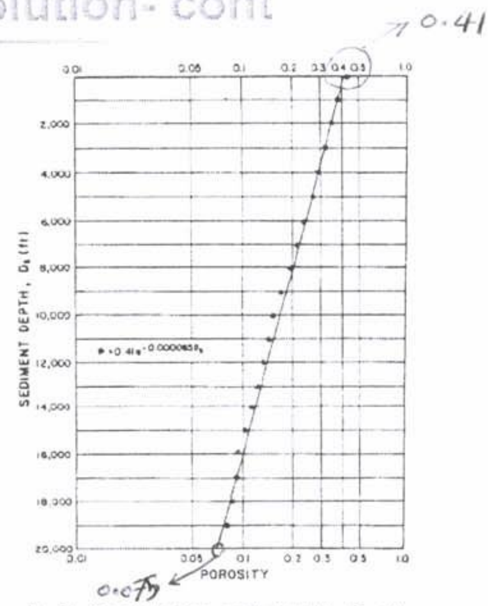


Fig. 6.4—Computed average porosity trend for U.S. gulf coast area.

mud line: به خط کف دریا mudline گویند

sea level

mud line کف دریا

D_s

← وقتی در mud line چاهی زده شود، سیستم suspension را نصب کرده تا بعداً در هنگام ایجاد platform بتوان از چاه بهره برداری کرد

Vertical Overburden Stress - Offshore

example 6.3 ص 249

Recalling: For onshore $\sigma_{ob} = g \int_0^D [\rho_g(1-\phi) + \rho_{fl}\phi] dD.$

In **offshore** areas, this Eq. must be integrated in **two parts**. From the surface to the ocean bottom, the seawater density, ρ_{sw} is equal to 8.5 lb_m/gal and the porosity is 1.

exercise 6.4 ص 295

$$\sigma_{ob} = g \int_0^{D_w} \rho_{sw} dD + g \int_{D_w}^{D} [\rho_g - (\rho_g - \rho_{fl})\phi_o e^{-KD}] dD.$$

mud line تا

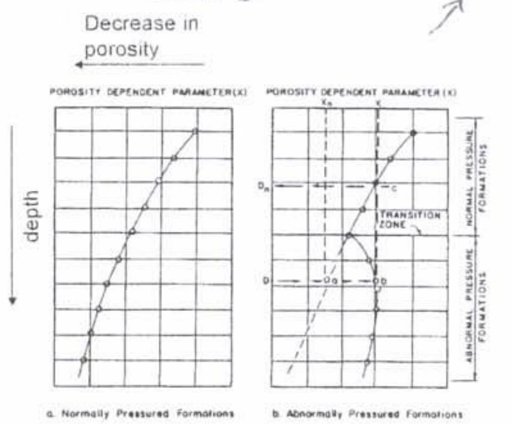
Integration of this equation and substitution of Ds (D-D_w), the depth below the surface of the sediments, yields

$$\sigma_{ob} = \rho_{sw} g D_w + \rho_g g D_s - \frac{(\rho_g - \rho_{fl}) g \phi_o}{K}(1 - e^{-KD_s}).$$

Pore pressure prediction.

این نمودارها به صورت cartezian log است.
= = semi-log = خطی است.

1. Measure the porosity indicator (e.g. density) in normally pressured, clean shales to establish a normal trend line.
2. When the indicator suggests porosity values that are higher than the trend, then abnormal pressures are suspected to be present.
3. The magnitude of the deviation from the normal trend line is used to quantify the abnormal pressure.



a. Normally Pressured Formations
b. Abnormally Pressured Formations

compaction تئوری
دارای شکل چون (انحراف) derivation وجود دارد ← یک abnormal pressure وجود دارد.

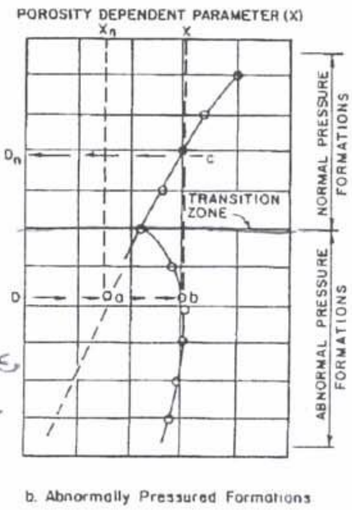
① Equ matrix stress ← از مقدار انحراف مقدار فشار را حدس می‌زنیم overburden
② ratio method روش دیگر: ← از طریق emprical formula

- این دو روش بسیار گران قیمت بوده و کاربرد ندارد و در جاهایی مثل مناطق نفت خیز جنوب چون اطلاعات فشاری را داریم، احتیاج به این دو روش نیست.

Approach 1: Equivalent matrix stress

This approach is based on the assumption that similar formation having the same value of the porosity-dependent variable are under the same effective matrix stress σ_z

Thus the matrix stress σ_z of the abnormally pressured formation at depth D is the same as matrix stress state σ_{zn} of a more shallow normally pressured formation at depth D_n which gives the same measured value of the porosity dependent parameter.



b. Abnormally Pressured Formations

نقطه‌ی b ← $\sigma_z = \sigma_{zn} = \sigma_{obn} - P_n$

نقطه‌ی c — نقطه‌ی c — c — c — matrix — فشار Normal gradient نقطه‌ی c

در نقطه‌ی b ← عمق D، مقدار porosity در نقطه‌ی c برابر است.

σ_{obn} is evaluated at D_n

The pore pressure at depth D:

$$P = \sigma_{ob} - \sigma_z$$

فشار نقطه‌ی سیال

19

Approach 1: Equivalent matrix stress

$$\sigma_z = \sigma_{zn}$$

i.e. $\sigma_{ob} - p = \sigma_{obn} - p_n$

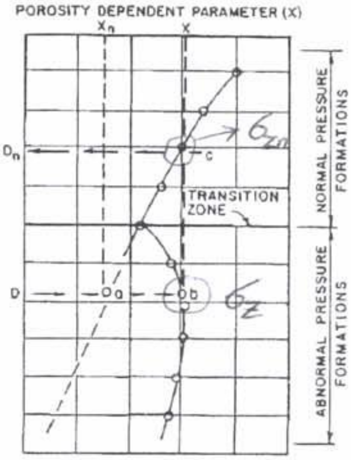
$$p = \underbrace{p_n}_{\text{normal pressure gradient}} + (\underbrace{\sigma_{ob}}_{\text{در } b} - \underbrace{\sigma_{obn}}_{\text{در } c})$$

pore pressure

normal pressure gradient } در نقطه c

معمولاً در خاورمیانه برابر این مقدار است. ≃ 0.433 $\frac{psi}{ft}$

equivalent depth



b. Abnormally Pressured Formations

Example 3

Estimate the pore pressure at 10,200' if the equivalent depth is 9,100'. The normal pore pressure gradient is 0.433 psi/ft. The overburden gradient is 1.0 psi/ft.

این مثال ← از طریق compaction theory حل می‌شود.

At 9,100', p_n =0.433 *9,100 =3,940 psig

At 9,100', σ_{ob_n} =1.00 *9,100 =9,100 psig

At 10,200', σ_{ob} =1.00*10,200 = 10,200 psig

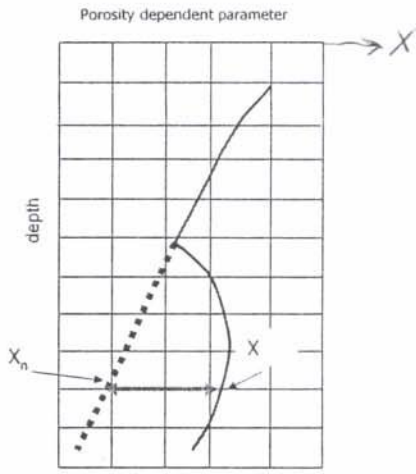
$$p = p_n + (\sigma_{ob} - \sigma_{obn})$$

=3,940 +(10,200 –9,100)=5040 psig ✓

Approach 2: Ratio Method

- **Empirical correlations**
  - More accurate than approach 1
  - Need considerable data
  - uses (X/X_n)or $(X-X_n)$ to predict the magnitude of the abnormal pressure

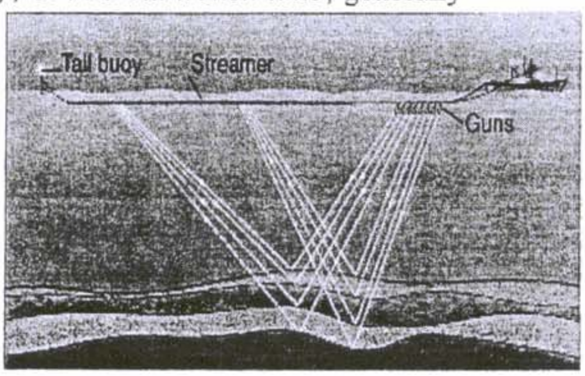
برای این روش به کتاب مراجعه می کنیم.



41

Predictive Methods- Seismic data

To estimate formation pore pressure from seismic data, the average acoustic velocity as a function of depth must be determined. A geophysicist who specializes in computer-assisted analysis of seismic data usually performs this for the drilling engineer. For convenience, the reciprocal of velocity, or *interval transit time*, generally is displayed.



42

Seismic data

The observed interval transit time t is a porosity dependent parameter that varies with porosity, ø according to:

eq 6.7: $t = t_{ma}(1-\phi) + t_{fl}\phi.$

t_{ma} : the interval transit time in the rock matrix
t_{fl} : the interval transit time in the pore fluid

TABLE 6.3—REPRESENTATIVE INTERVAL TRANSIT TIMES FOR COMMON MATRIX MATERIALS AND PORE FLUIDS

Matrix Material	Matrix Transit Time (10^{-6} s/ft) → واحد
Dolomite	44
Calcite	46
Limestone	48
Anhydrite	50
Granite	50
Gypsum	53
Quartz	56
Shale	62 to 167
Salt	67
Sandstone	53 to 59
Pore Fluid	
Water (distilled)	218
100,000 ppm NaCl	208
200,000 ppm NaCl	189
Oil	240
Methane	626*
Air	910*

*Valid only near 14.7 psia and 60°F.

43

Seismic data

Under normal compaction, density (bulk) increases with depth. For this reason the interval velocity also increases with depth, so travel time decreases

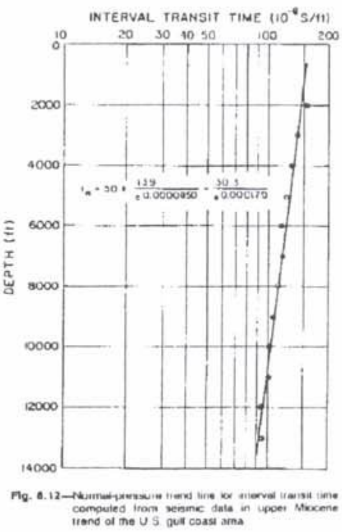


Fig. 6.12—Normal-pressure trend line for interval transit time computed from seismic data in upper Miocene trend of the U.S. gulf coast area.

To find a mathematical model of the normal compaction trend for interval transit time can be developed by substituting the exponential porosity expression defined previously into the above Eq.:

$$\phi = \phi_o e^{-KD_s}$$

$$\ln\left[\frac{t}{\phi_o(t_{fl}-t_{ma})} - \frac{t_{ma}}{\phi_o(t_{fl}-t_{ma})}\right] = -KD$$

exercise 6.3 ص 295

44

Example 4

example 6.5 ص255
exercise 6.7 ص295
exercise 6.8 ص295
exercise 6.14 ص295

The average interval transit time data shown Table were computed from seismic records of normally pressured sediments occurring in the Upper Miocene trend of the Louisiana gulf coast. These sediments are known to consist mainly of sands and shales. Using these data and the values of K and ϕ_o computed previously for the U.S. gulf coast area in Example 2, compute apparent average matrix travel times for each depth interval given and curve fit the resulting values as a function of porosity. A water salinity of approximately 90,000 ppm is required to give a pressure gradient of 0.465 psi/ft.

6-4

TABLE 6.4—AVERAGE INTERVAL TRANSIT TIME DATA COMPUTED FROM SEISMIC RECORDS OBTAINED IN NORMALLY PRESSURED SEDIMENTS IN UPPER MIOCENE TREND OF GULF COAST AREA[a]

Depth Interval (ft)	Average Interval Transit Time (10^{-6} s/ft)
1,500 to 2,500	153
2,500 to 3,500	140
3,500 to 4,500	132
4,500 to 5,500	126
5,500 to 6,500	118
6,500 to 7,500	120
7,500 to 8,500	112
8,500 to 9,500	106
9,500 to 10,500	102
10,500 to 11,500	103
11,500 to 12,500	93
12,500 to 13,500	96

exercise 6.9 ص295

45

Solution

The values of øo and K determined for the U.S. gulf coast area in Example 2 were 0.41 and 0.000085 ft -1 , respectively. From Table 6.3, a value of 209 is indicated for interval transit time in 90,000-ppm brine. Inserting these constants in Eqs. 6.4 and 6.7 gives

$$\phi = 0.41e^{-0.000085D} \quad \text{and} \quad t_{ma} = \frac{t - 209\phi}{1-\phi}.$$

For the first data entry in Table 6.4, the mean interval depth is 2,000 ft and the observed travel time is 153 μs/ft. Using these values for D and t yields

$$\phi = 0.41e^{-0.000085(2,000)} = 0.346 \quad \text{and} \quad t_{ma} = \frac{153 - 209(0.346)}{1-0.346} = 122\ \mu s/\text{ft}.$$

46

Solution cont

TABLE 6.5—EXAMPLE CALCULATION OF APPARENT MATRIX TRANSIT TIME FROM SEISMIC DATA

Average Depth (ft)	Average Porosity (%)	Average Interval Transit Time (10^{-6} s/ft)	Apparent Matrix Transit Time (10^{-6} s/ft)
2,000	0.346	153	122
3,000	0.318	140	108
4,000	0.292	132	100
5,000	0.268	126	96
6,000	0.246	118	88
7,000	0.226	120	94
8,000	0.208	112	87
9,000	0.191	106	82
10,000	0.175	102	79
11,000	0.161	103	83
12,000	0.148	93	73
13,000	0.136	96	78

A plot of matrix transit time vs. porosity is shown in Fig. 6.11. From this plot, note that for the predominant shale lithology of the U.S. gulf coast area, the average matrix transit time can be estimated by

$$t_{ma} = 50 + 180\phi.$$

Use of this expression for t_{ma} and 209 for t_{fl} in Eq. 6.7 gives

$$t_n = 50 + 339\phi - 180\phi^2.$$

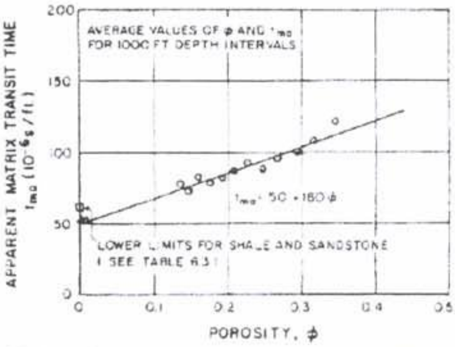


Fig. 6.11—Relationship between matrix transit time and porosity computed for sediments in the upper Miocene trend of the U.S. gulf coast area.

روش های گفته شده، برای بدست آوردن pore pressure قبل از حفاری هستند که معمولاً به صورت تجربی و گرافیکی بوده است.

Detection Techniques

Estimation of Formation pressure while drilling:

- ROP (correlations)
- Qualitative measurements:
  - Hole conditions → اتفاقاتی که در حین حفاری پیش می آید
  - Gas cut mud → گاز وارد گل می شود، detector ها هشداری دهد.
    - در اینجا مورد وزن گل خروجی کاهش می یابد ←
  - Flowline temp. → دمای خروجی گل را اندازه گیری می کنند
    - آنومالی دما افزایش یا به نشانه Kick است. ←
  - Pit levels (kicks) → هشداری برای Kick و هرز روی گل که با متر دائماً pit level را اندازه گرفته و ارتفاع آن را اندازه می گیریم.
  - Direct flow check
    - ← درون چاه نگاه می کنیم و می بینیم که گل پایین می رود (در حین هرز روی) و یا بالا می آید و داخل pit tank می ریزد (در حین Kick)

- معمولاً انتظار داریم، با افزایش عمق ← سرعت حفاری کم شود
مگر در موارد خاصی که بیان می‌شود

ROP → Rate of penetration (سرعت حفاری)

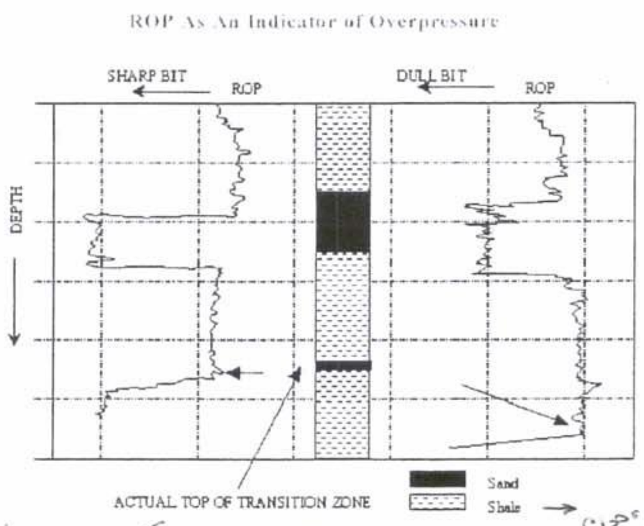
The use of the ROP to detect transition and therefore overpressured zones is a simple concept, but difficult to apply in practice.

The theory behind using drilling parameters to detect over pressured zones is based on the fact that:

- Compaction of formations increases with depth. ROP will therefore, all other things being constant, decrease with depth
- In the transition zone the rock will be more porous (less compacted) than that in a normally compacted formation and this will result in an increase in ROP. Also, as drilling proceeds, the differential pressure between the mud hydrostatic and formation pore pressure in the transition zone will reduce, resulting in a much greater ROP

هرچه به ناحیه transition نزدیک شویم، اختلاف فشار سازند (pore pressure) و گل با کم شده ← ROP بیشتر می‌شود.

ROP

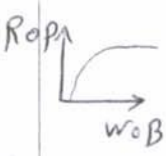


shale

در سازند shale چون pore pressure زیاد بوده و سیال‌ها sealing شده، درنتیجه اجازه خروج نمی‌دهد و درنتیجه اختلاف فشار بین سازند و گل به وجود آمده و همانطور که در شکل مشخص است، ROP کاهش می‌یابد.

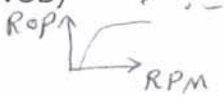
۲۵

Limitations of ROP



The rate of penetration is affected by numerous parameters:

- Weight On Bit (WOB) → ROP افزایش می یابد ← با افزایش WOB
- RPM →



- bit type ← هرچه سازند سخت تر باشد ← باید مته دارای طول دندانه کوچکتر و تعداد دندانه بیشتر باشد.
- bit wear
- hydraulic efficiency — یعنی گل با اعمال فشار روی سنگ مانع از حفاری می شود
- degree of overbalance → chip hold-down effect ← هرچه وزن گل شما بیشتر شود بیشتر می شود (یعنی ROP کمتر می شود)
- drilling fluid properties
- hydrostatic pressure → با افزایش وزن گل، ROP کاهش می یابد
- hole size

حفاری در size کوچکتر دارای ROP بیشتر است

51

"d" exponent

روش d

→ تا حالا نفهمیم که داریم حفاری می کنیم با صورت normal pressure یا abnormal

The "d" exponent technique for detection of overpressures is based on a normalised drilling rate equation developed by Bingham (1964):

$$R = aN^e\left(\frac{W}{B}\right)^d$$

R = penetration rate (ft/hr)
N = rotary speed (rpm)
W = WOB (lb)
B = bit diameter (in.)
a = matrix strength constant
d = formation drillability
e = rotary speed exponent

52

۲۶

example 6.7 page 261
exercise 6.20 page 296

Modified "d" exponent

اینا روش ، پارامترهای روش قبل را کاهش می دهد

Removing the variables which are dependent on lithology and rotary speed:

- the rock which was being drilled did not change (a = 1)
- the rotary speed exponent (e) was equal to one

⟹ the resulting equation can only be applied to one type of lithology and theoretically at a single rotary speed.

$$\frac{R}{N}=\left(\frac{W}{B}\right)^{d} \qquad d=\left(\frac{\log\left(\frac{R}{N}\right)}{\log\left(\frac{W}{B}\right)}\right) \qquad d=\frac{\log\left(\frac{R}{60N}\right)}{\log\left(\frac{12W}{10^{6}B}\right)}$$

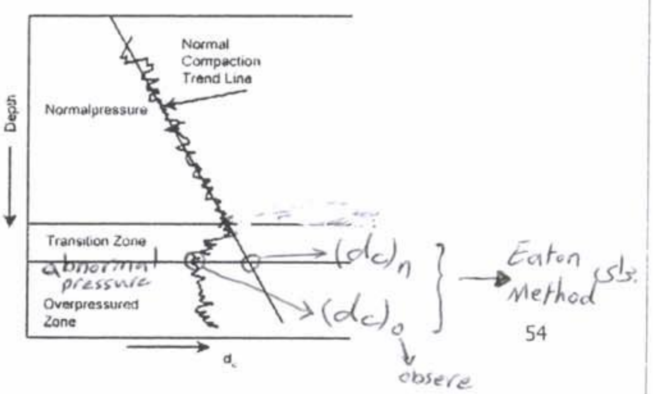
R → ft/hr, N → rpm, W → K-lbf, B → in

با افزایش عمق ← d افزایش می یابد.

"d" exponent

- the D exponent attempts to correct the ROP for changes in RPM, weight on bit and hole size.
- The **D exponent** is proportional to **rock strength** and for normally pressured formations, **the D exponent increases linearly with depth**, reflecting increased rock strength with depth.
- For abnormally pressured shales (معادل), the D exponent deviates from the normal trend and actually decreases with depth.

اگر ، در منطقه‌ای ، d کاهش یافت، آن منطقه Transition Zone است.



۲۷

با افزایش وزن گل ← hold-down Effect ← افزایش یافته ← Rop کاهش می‌یابد

"d_c" exponent

در معادله d صحیح اثر MW گل نشده که این پارامتر در d_c می‌آید.

the d-exponent equation takes no account of mudweight. Since mudweight determines the pressure on the bottom of the hole the greater the mudweight the greater the chip hold-down effect and therefore the lower the ROP. A modified d-exponent (dc) which accounts for variations in mudweight has therefore been derived

$$d_c = d\left(\frac{MW_n}{MW_a}\right)$$

MW_n = "normal" mud weight

MW_a = actual mud weight

or

$$d_c = d\left(\frac{NPP}{ECD}\right)$$

d_c= corrected D Exponent (dimensionless)

NPP= normal pore pressure gradient (ppg)

ECD= equivalent circulating density (ppg)

55

Pore pressure calculation from d_c exponent - **Eaton Method**

depth رسم dc در برابر ← 1. Record the value of the normal trendline d_c (d_{cn}) and observe d_c (dc_o) at the depth of interest. NOTE: use only d_{co} values from shales. Do not use any other lithology d_c value.

2. Record the overburden gradient from the overburden plot at the depth of interest. ازای نمودار بدست می‌آید.

3. Use the following formula to calculate pore pressure:

$$\frac{PP}{D} = \frac{\sigma_{ov}}{D} - \left(\frac{\sigma_{ov}}{D} - \frac{P_n}{D}\right) \times \left(\frac{d_{co}}{d_{cn}}\right)^{1.2}$$

Pore pressure gradient psi/ft	Overburden stress gradient psi/ft	Normal Pore pressure gradient psi/ft

d_{co}= Observed value of dc at depth of interest

d_{cn}= Normal trendline value of dc at depth of interest

56

Pore pressure calculation from d_c exponent - Ratio Method

The ratio method is much simpler and does not require values of overburden. To calculate pore pressure, use the following formula

مقدار آن داده می شود (در یک منطقه خاص)

$$\frac{PP}{D} = \frac{P_n}{D} \times \left(\frac{d_{cn}}{d_{co}} \right)$$

d_{co}= Observed value of dc at depth of interest

d_{cn}= Normal trendline value of dc at depth of interest

Tutorial # 1

a. Whilst drilling the 12 1/4" hole section of a well the mudloggers were recording the data as shown in the table below. Plot the d and dc exponent and determine whether there are any indications of an overpressured zone.
b. If an overpressured zone exists, what is the depth of the top of the transition zone.
c. Use the Eaton equation to estimate the formation pressure at 8600 ft.
Assume a normal formation pressure of 0.465 psi/ft. an overburden gradient of 1.0 psi/ft and a normal mud weight for this area of 9.5 ppg.

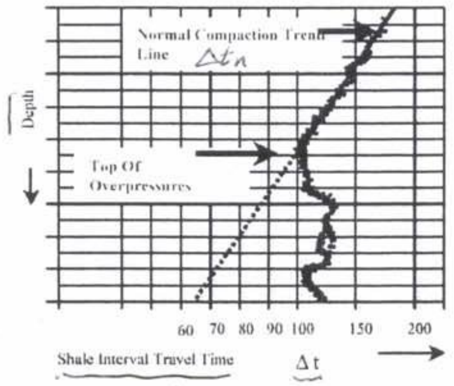
DEPTH (ft.)	ROP (ft./hr)	RPM	WOB (,000 lbs)	MUD WEIGHT PPG
7500	125	120	38	9.5
7600	103	120	38	9.5
7700	77	110	38	9.5
7800	66	110	38	9.6
7900	45	110	35	9.6
8000	37	110	37	9.8
8100	40	110	35	9.8
8200	42	110	33	9.9
8300	41	100	33	10.0
8400	44	100	38	10.25
8500	34	100	38	10.25
8600	33	100	40	11
8700	32	110	42	11

۲۹

Pore pressure calculation- Sonic Log

The sonic log measures the transit time (t) for a compressional sonic wave to travel through the formation from transmitter to receiver. The time to travel through one foot (or one metre) is termed the Interval Transit Time (ITT). In a shale sequence showing a normal compaction profile (and therefore normal pressure); the transit time should decrease with depth due to the decreased porosity and increasing density .

Abnormally pressured shales tend to have higher porosity and lower density than normally pressured shales at the same depth. Hence the ITT values will be higher.



درناحیه‌ی shale، ITT افزایش می‌یابد.

Pore pressure calculation- Sonic

By constructing a logarithmic plot of ITT vs linear depth a normal pressure trendline can be established through clean shales. Abnormally pressured shales will therefore show an increased ITT above the normal trendline value at the depth of interest. Pore pressure can then be calculated at the point of interest using the following Eaton equation:

$$\frac{PP}{D} = \frac{\sigma_{ov}}{D} - \left(\frac{\sigma_{ov}}{D} - \frac{P_n}{D}\right) \times \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o}\right)^3$$

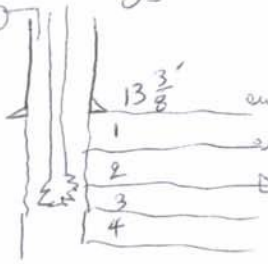
PP= Pore Pressure (psi)
σ_{ov}= Overburden (psi)
P_n =Normal pore pressure (psi)
Δ_{tn} =Normal pore pressure trend line t value at depth of interest
Δ_{to} =Observed t value at the depth of interest.

۳۰

Fracture Gradient فشار شکست سازند:

When abnormal formation pressure is encountered, the density of the drilling fluid must be increased to maintain the wellbore pressure above the formation pore pressure to prevent the flow of fluids from permeable formations into the well. However, since the wellbore pressure must be maintained below the pressure that will cause fracture in more shallow, relatively weak, exposed formation just below the casing seat, there is a maximum depth into the abnormally pressured zone to which the well can be drilled safely without cementing another casing string in the well.

به بعد high pressure zone برخورد کرده وزن گل را افزایش می‌دهیم تا وقتی که Min Fracture grad زیر casing به عنوان زیر shoe و چاه را می‌کشیم،



ممکن است که در لایه های ۱ و ۲ و ۳ و ۴ Fracture grad ایجاد شده (در اثر افزایش وزن گل) ← برای جلوگیری از این کار باید این سازند شکسته شده را سیمان کاری کرده و یا casing بگذاریم. چون در حین افزایش وزن گل جهت کشتن چاه ممکن است شکست سازند رخ دهد.
معمولاً این شکست زیر کفشک (shoe) رخ می‌دهد

61

- باید مقدار فشار شکست سازند را به وسیله‌ی این روش ها تخمین زد:

Fracture Gradient

Predictive Methods:
- Empirical Correlations (the pore pressure should be predicted first by one of the correlations)

راستی آزمایی (تجربی) ← **Verification Methods:**
- Experimental methods
  - Leak-off Test
  - Limit Test
  - Formation Breakdown Test

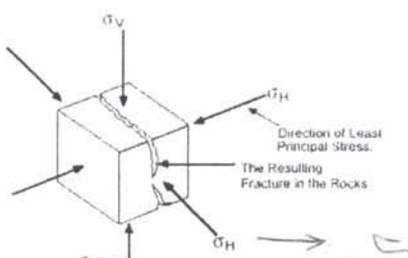
62

Fracture Gradient

- **Fracture Gradient Test**: A test carried out to the leak off point and beyond until the formation around the wellbore fails. The fracture gradient is equal to the earth minimum horizontal stress.

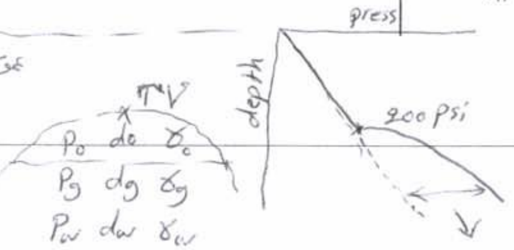
درهرجهت مقاومت سنگ ضعیف‌تر باشد، درهمان جهت سنگ شکسته می‌شود.

- In order to avoid lost circulation while drilling it is **important** to know the variation of **fracture gradient** with depth.



عموماً شکست سازند در چاه‌ها به این صورت می‌باشد.

63



فشار ورودی به عمق مورد نظر

عمق ورودی

$2004P = \rho g h$

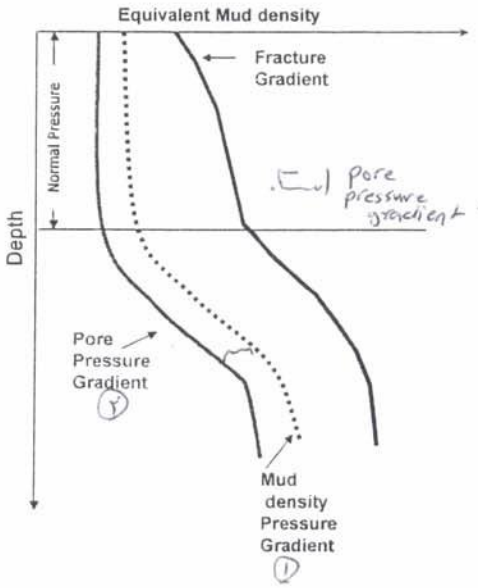
این فشار برای اینکه اضافه شود safety

ρ_{mud} بدست می‌آید

- دلیل اینکه چرا با افزایش عمق، اختلاف افزایش می‌یابد؟

چون MW گل که ما داریم بیش‌تر از فشار سازند

Fracture Gradient



- میزان وزن گل بین Fracture gradient و Pore pressure gradient است.

64

اختلاف ① و ② برابر با overbalance press است.

و هرچه به عمق بیشتر می‌شود ← اختلاف ① و ② بیشتر می‌شود.

Hubbert and Willis method

زمانی fracture اتفاق می‌افتد که فشار افزایش یا برابر:

The method is based on the premise that fracturing occurs when the applied fluid pressure exceeds the sum of the minimum effective stress and formation pressure. The fracture plane is assumed to be always perpendicular to the minimum principalstress. According to the Hubbert and Willis method, the total injection (or fracturing) pressure required to keep open and extend a fracture is given by:

$$FG = \sigma'_3 + \underbrace{Pf}_{\text{formation pressure}}$$

where σ'_3 is the effective minimum principal stress (= minimum principal stress minus pore pressure)

In terms of overburden gradient, Poisson' ratio (v) and formation pressure, the above equation becomes:

formation pressure

$$\underbrace{FG}_{\text{Fracture gradient}} = \left(\frac{v}{1-v}\right)\left(\frac{(\sigma_v - P_f)}{D}\right) + \frac{P_f}{D}$$

65

Poisson's ratio

Poisson's ratio is a rock property that describes the behaviour of rock stresses (σ_l) in one direction (least principal stress) when pressure (σ_p) is applied in another direction (principal stress).

$$\frac{\sigma_l}{\sigma_p} = \frac{v}{1-v}$$

Laboratory tests on unconsolidated rock have shown that generally:

$$\frac{\sigma_l}{\sigma_p} = \frac{1}{3}$$

Field tests however show that n may range from 0.25 to 0.5 at which point the rock becomes plastic (stresses equal in all directions). Poisson's ratio varies with depth and degree of compaction

66

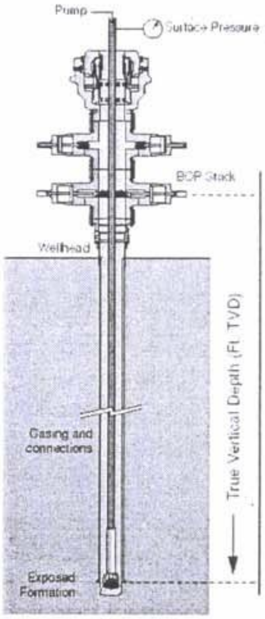
۳۳

این روش برای مراحل عملیاتی آسان است ولی ریسک زیاد دارد و برای یک لایه خاص است و با اعماق پایین تر نمی توان تعمیم داد.

Experimental methods

The procedure used to conduct these tests is basically the same in all cases. The test is conducted immediately after a casing has been set and cemented. The only difference between the tests is the point at which the test is stopped.

FIT، shoe Band test، leak-off test:



The procedure is as follows:

1. Run and cement the casing string
2. Run in the drill string and drill bit for the next hole section and drill out of the casing shoe
3. Drill 5 - 10 ft of new formation below the casing shoe
4. Pull the drillbit back into the casing shoe
5. Close the BOPs (generally the pipe ram) at surface

- فشار دالیز: فشار بسته ی دالیز چاه (SICP) ← shut-in casing pressure

چاه بسته است
چون ما فشار casing را در gauge می خوانیم.

67

- در اینجا (شکل) ما ۳ safty valve (Kelly chock) داریم.

(الف)- shoe Band Test (SBT): تستی برای اطمینان از عدم damage بودن casing، قبل از عملیات حفاری casing قرار داده و فشار 2000 psi بصورت shut-in casing pressure اعمال می کنیم تا ببینیم که casing ما سالم است و یا نه. (حداکثر فشار مجاز 2000 psi اعمال شده برای تعیین مقاومت ترکنش سازند.)
(این تست معمولاً انجام می شود.)

Procedure

6. Apply pressure to the well by pumping a small amount of mud (generally 0.5 bbl ← 1/2 bbl) into the well at surface. Stop pumping and record the pressure in the well. Pump a second, equal amount of mud into the well and record the pressure at surface. Continue this operation, stopping after each increment in volume and recording the corresponding pressure at surface. Plot the volume of mud pumped and the corresponding pressure at each increment in volume.

(Note: the graph shown in Figure represents the pressure all along the wellbore at each increment. This shows that the pressure at the formation at leak off is the sum of the pressure at surface plus the hydrostatic pressure of the mud).

7. When the test is complete, bleed off the pressure at surface, open the BOP rams and drill ahead

۳۴

Leak-off test

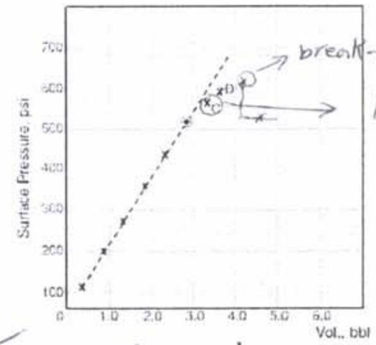
(ب) این تست معمولاً انجام می‌شود (چون باعث شکسته شدن سازند می‌شود)

The **"Leak-off test"** is used to determine the pressure at which the rock in the open hole section of the well **just starts to break down** (or "leak off"). In this type of test the operation is terminated when the pressure no longer continues to increase linearly as the mud is pumped into the well

- این نمودار بستگی دارد به:

① مقدار compressibility سیال

② عمق چاه (عمق بیشتر تراکم‌پذیری بیشتر)



break-down point (سازند شکسته می‌شود و هرزروی کامل پیدا می‌کنیم)

leak off point (سازند شکسته نشده و هرزروی ناقص است.)

69

همینطور bbl 0.5 اضافه کرده تا وقتی که سازند شکسته نشود

این نمودار به صورت خط صاف است.

- این تست leak-off در جاهایی که موقعیت را نمی‌شناسیم، انجام می‌گیرد.

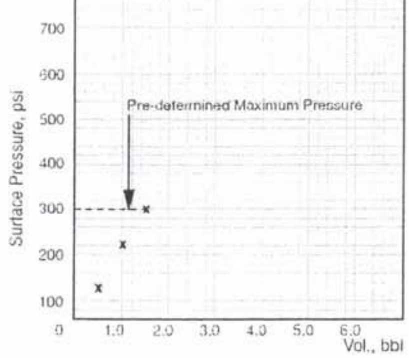
این تست معمولاً انجام می‌شود.

(ج) Limit Test (FIT)

The **"Limit Test" or "Formation Integrity test, FIT"** is used to determine whether the rock in the open hole section of the well will withstand a **specific**, predetermined pressure. This pressure represents the maximum pressure that the formation will be exposed to whilst drilling the next wellbore section. The pressure to volume relationship during this test is shown in Figure below. This test is effectively a limited version of the leak-off test.

- حداکثر وزن گل در حفره (ته چاه) مشخص است.

در این تست می‌خواهیم ببینیم که در منطقه‌ای که داریم حفاری می‌کنیم، آیا سازند تحمل حداکثر فشار گل را دارد و یا نه که در موقع ضرورت و عمق بیشتر که flow به درون چاه داریم، هرزروی با افزایش وزن گل پیدا نکنیم.



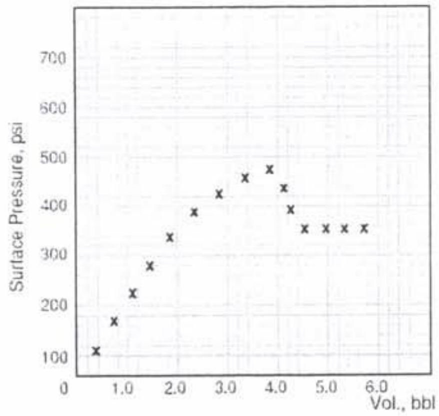
70

- در policy حفاری این تست باید در ضعیف‌ترین سازنده حداکثر فشار را در آن منطقه تست کرده و ببینیم که سازند این فشار را تحمل می‌کند یا خیر.

۳۵

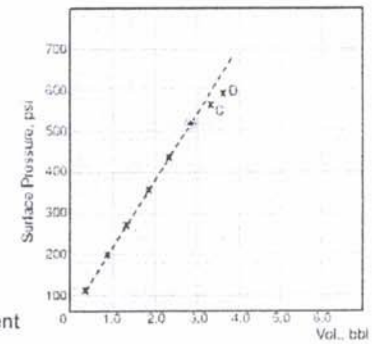
Formation Breakdown Test

The **"Formation Breakdown Test"** is used to determine the pressure at which the rock in the open hole section of the well completely breaks down. If fluid is continued to be pumped into the well after leak off and breakdown occurs the pressure in the wellbore will behave as shown in Figure below.



Leak Off Test Calculations

In a Leak-Off test the formation below the casing shoe is considered to have started to fracture at point **C** on Figure shown. The surface pressure at point **C** is known as the leak off pressure and can be used to determine the **maximum allowable pressure** on the formation below the shoe. The maximum allowable pressure at the shoe can subsequently be used to calculate:



- The maximum mudweight which can be used in the subsequent open hole section
- The Maximum Allowable Annular Surface Pressure (MAASP)

The maximum allowable pressure on the formation just below the casing shoe is generally expressed as an **equivalent mud gradient (EMG)** so that it can be compared with the mud weight to be used in the subsequent hole section.

Leak Off Test Calculations

Given the pressure at surface when leak off occurs just below the casing shoe, the maximum mudweight that can be used at that depth, and below, can be calculated from :

Maximum Mudweight (psi/ft)

$$= \frac{\text{Pressure at the shoe when Leak-off occurs}}{\text{True Vertical Depth of the shoe}} = \frac{\text{leak-off فشار} + \text{فشار هیدرواستاتیکی گل}}{\text{depth shoe}} - \text{safty مقدار}$$

$\boxed{0.5 \text{ ppg}}$

$$= \frac{\text{Pressure at surface and hydrostatic pressure of mud in well}}{\text{True Vertical Depth of the shoe}}$$

Usually a safety factor of 0.5 ppg (0.026 psi/ft) is subtracted from the allowable mudweight.

exercise 6-31 ص298

Example

باید حداکثر فشار casing shoe
ازاین بیشتر نشود، چون سازند
بیشتر ازاین می شکند.

While performing a leak off test the surface pressure at leak off was 940 psi. The casing shoe was at a true vertical depth of 5010 ft and a mud weight of 10.2 ppg was used to conduct the test.

The Maximum bottom hole pressure during the leakoff test can be calculated from:

hydrostatic pressure of colom of mud + leak off pressure at surface

$= \underbrace{(0.052 \times 10.2 \times 5010)}_{\text{فشار هیدرواستاتیکی گل}} + \underbrace{940}_{\text{فشار leak off}}$

$= 3597$ psi

the maximum allowable mud weight at this depth is therefore

$= 3597/5010$

$= 0.718$ psi/ft $= 13.8$ ppg

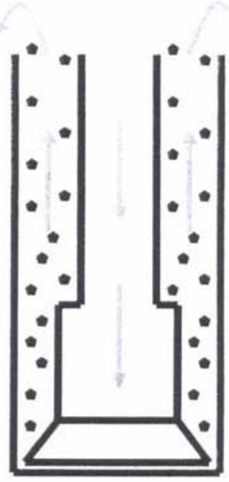
Allowing a safety factor of 0.5 ppg.

The maximum allowable mud weight = 13.8 - 0.5 = 13.3 ppg.

حداکثر وزن گلی که ما می توانیم بدون مشکلی اعمالی می کنیم.
(با شرط رعایت Max leak off pressur)

Drilling Hydraulics

A. Hashemi, PhD



سه پارامتری که در hydraulic بررسی می‌شود و برای عملیات حفاری مهم است.
۱) WOB
۲) RPM
۳) پمپ کردن درون چاه (flow rate)

- چه مقدار flow rate را به درون چاه پمپاژ کنیم، و این flow rate چه مقدار افت فشار خواهد داشت.

- انواع افت فشار
۱) sacrificed pressure losses: drillstring، annulus ← برای آغاز عملیات حفاری، کار مفید انجام نمی‌دهد، باید Minimize شود.
۲) Bit pressure losses: Bit ← به تمیز کردن چاه کمک می‌کند، کار مفید انجام می‌دهد، باید Maximize شود.

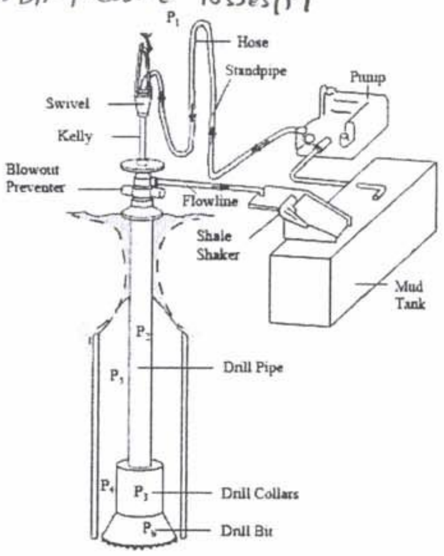
Introduction

•The magnitude of the resistance to flow is dependant on a number of variables

•The resistance is expressed in terms of the amount of pressure required to circulate the fluid around the system: circulating pressure of the system

•Sacrificial Pressure Losses : The pressure required to circulate the fluid through the drillstring and annulus (do not contribute anything to the drilling process but cannot be avoided)

•Bit Pressure Loss: perform a useful function helps to clean the drilled cuttings from the face of the bit



- عوامل مختلف در ایجاد افت فشار و انتخاب jet در bit مؤثر است: ۱) شکل چاه ۲) size چاه

Surge (۱): وقتی با یک سرعت زیاد لوله ها را به پایین trip in کنیم، یک فشار مضاعف به سازند اعمال می شود و باعث ایجاد fracture در سازند دائمی شود. نتیجه گل سنگین تر باشد، احتمال ایجاد fracture می شود.

۳۸

درحالت casing راندن این فشار بیشتر است از وقتی که drill string می رانیم.

Swab (۲): وقتی که با سرعت زیاد لوله ها را به بالا بکشیم و یک افت فشار در پایین ایجاد شده و ممکن است flow به درون چاه پیدا کنیم.

Objectives

اهداف محاسبه هیدرولیک:

- The pressure along the borehole while circulating (equivalent circulating density – ECD) ← در هنگام گردش گل درون چاه، فشار را محاسبه می کنیم.
- The pressure along the borehole while moving the drillstring (surge and swab pressures) ← درحالتیکه پمپ خاموش بوده و داریم trip انجام می دهیم، فشار را محاسبه کنیم.
- The optimum circulating parameters and bit nozzle sizes
- The cuttings transport capacity of the fluid (hole cleaning) ← ظرفیت حمل cutting های گل حفاری
- The pressure along the borehole during well control operations (kick removal) ← در هنگام kick، فشار را محاسبه کنیم.
- Surge and swab pressure due to drillstring movement ← در هنگامی که surge و swab اعمال می شود، فشار را محاسبه کنیم.

ECD (equivalent circulating density): فشار هیدرواستاتیکی گل + افت فشار در دالیز

با افزایش flow rate، افت فشار در دالیز بیشتر خواهد بود.

Hydraulic Optimization

- **Optimize the pressure losses through the Bit:** clean the bit face ← (۱) بهینه کردن عملیات حفاری که بهترین جا برای بهینه کردن در مته می باشد، و کمترین هرزروی در مته داشته باشیم. نیاز داریم به

  اگر این چاه را به خوبی تمیز نکنیم:

  - **Poor cleaning results in:**
    - Deposit of cutting on well bottom
    - Making bridge ← دالیز فضای کافی به اندازه کافی ندارد برای Reology ناکافی گل و ... که مانع از انتقال خوب cutting می شود و باعث bridge می شود. — در دالیز، افت فشار سیستم زیاد شده، باعث هرزروی گل می شود.
    - Stuck pipes
    - Reduction of ROP → مته ها گلی شده و balling up شده و ROP کاهش می یابد.

- **Minimize the sacrificial losses in the drillstring and annulus** ← (۲) برای بهینه کردن عملیات حفاری

Hydraulic Power

- The product of the circulating pressure losses and the flowrate through the system is equal to the **hydraulic power** that the mud pumps will have to generate

hydraulic horse power

$$HHP_t = \frac{P_t \times Q}{1714}$$

P_t = Total pressure (psi)
Q = flow rate (gpm)

$$\Delta P_t = \Delta P_s + \Delta P_{bit} \xrightarrow{\times \frac{Q}{1714}} HHP_t = HHP_s + HHP_{bit}$$

Sacrifical (system) loss

حاصلضرب ΔP در Q ثابت است $Q \times \Delta P = constant$

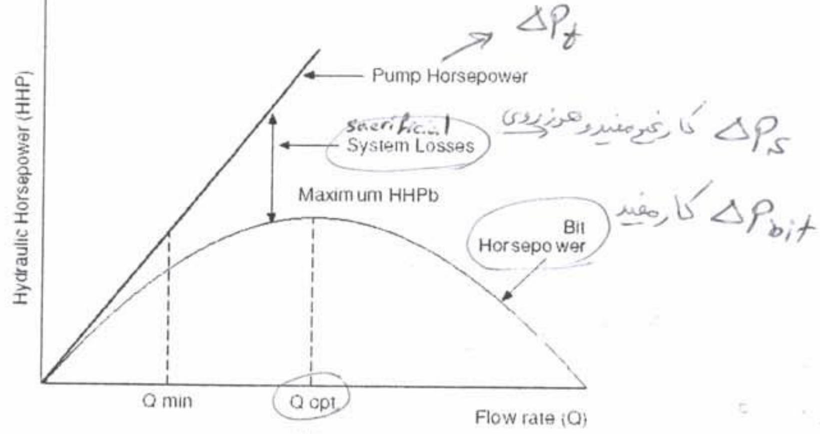
اگر قطر bit زیاد باشد و Q افزایش یابد ← ΔP کاهش یافته و جاها را با افزایش Q تمرین کنیم.

Hydraulic Optimization

اگر قطر bit کمتر باشد و Q کاهش یابد ← ΔP افزایش یابد و جاها را با اعمال ΔP تمرین کنیم.

- There is, for all combinations of drillstring, nozzle size and hole size, **an optimum** flow rate for which the hydraulic power at the bit is maximised

- برای مسائل باید Q (flow rate) در Maximum HHP_{bit} مشخص شود تا با استفاده از آنها بتوان Nozzel size را تعیین کرد.



چون turbulency افزایش می یابد و ΔP افزایش می یابد ← Q و توان کاهش می یابد.

۴۰

Factors for optimization

1. • The minimum annular velocity

افت فشار

2. • **The pressure losses:** in the drillstring, across the nozzles & in the annulus

7

1 Forces acting in annulus

When mud is rising in the annulus, the cuttings are simultaneously affected by three forces: سه نیرو بر کنده ها وارد می شود

– **Gravity**: acting downward & tends to fall the cuttings on the bottom of the well.

The velocity of falling down is called **slip velocity, V_s** ⟶ سرعت سقوط ذره ـــ به چند پارامتر بستگی دارد

- وزن مخصوص کنده
- شکل هندسی کنده
- گل viscosity

– **Buoyancy force,** every time acting upward

– A force resulting from **Pump Pressure**, this force causes a specific velocity on each part of the stream.(**Annular velocity**)

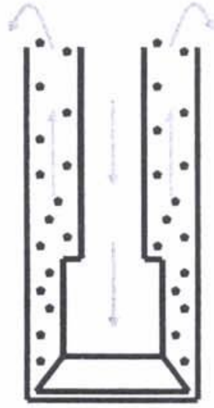
نیروی ناشی از بالا آمدن ذره به وسیله‌ی flow rate که به وسیله پمپ ایجاد می‌شود

8

Annular velocity

Relative velocity= Annular velocity- slip velocity > 0

$$V_r = A_v - V_s$$



ANNULAR VELOCITY

$$Av(FPM) = \frac{24.51 \times PumpOutput\,(GPM)}{D^2 - d^2}$$

✓D: Well diameter or ID of Casing (in)
✓d= OD of DPs or Dcs (in)

A_v is proportional to pump output and reciprocal to well diameter

Optimum annular velocity

optimum را بدست می‌آوریم تا حداقل GPM را تقریبا کنیم.

← optimum کردن فوائد زیر را دارد

Optimum A_{vs}:

- clean the bit face
- carry the cuttings quickly
- avoid heavy hydrostatic head
- reduce the lost of circulation risk
- reduces the breaking of large cuttings

وزن گل خروجی از flowline با گل ورودی که fresh است فرق می‌کند و وزن گل بخاطر وجود solid و کنده‌ها در گل باعث افزایش می‌شود که باعث hydraulic fracture شده و هرزروی در چاه خواهیم داشت.

کاهش ریسک هرزروی

ریزتر شدن cutting ها باعث افزایش Reology گل شده و هزینه تصفیه کننده‌های ریز بیشتر است، ما باید کنده‌ها را به صورت درشت به سطح بیاوریم.

Optimum annular velocity

اینها برای چاه های ایران تعیین زده شده.

Hole Size (in)	Annular velocity (FPM)
17 1/2	80
12 ¼	90
10 5/8	110
8 ¾	120
7 7/8	130
6	140

کاهش hole size

افزایش Annular velocity

Optimum annular velocity

Smith recommended:

(light Mw)

گل های سبک

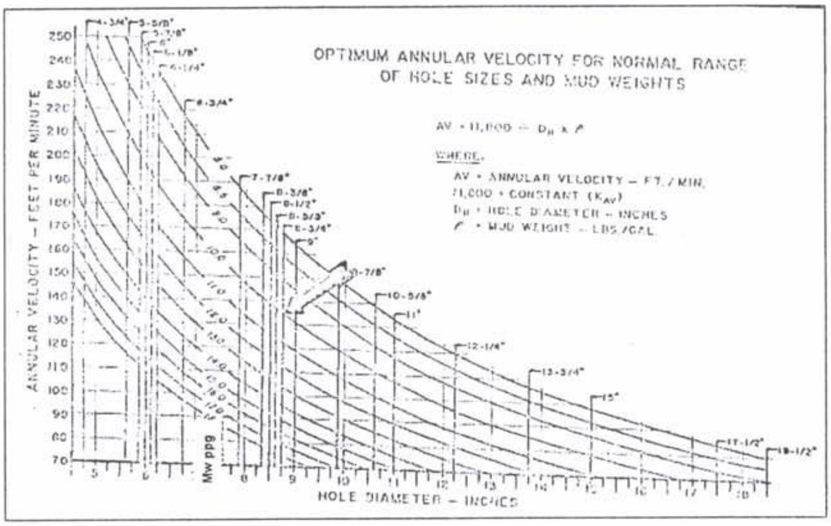
$$Annularvelocity = \frac{11800}{Mw \times D_H}$$

$$GPM_{min} = \frac{Annularvelocity \times (D_H^2 - d^2)}{24.51}$$

Mw= PPG
D_H= Hole diameter (in)
d= OD of DP

Pill : برای تمیز کردن چاه بعد از هر سه یا چهار شاخه گل با viscosity بالا که pill نامیده می‌شود استفاده می‌شود.

Optimum annular velocity



Min GPM

Hole Size (in)	Min GPM
26	1350
17 1/2	815
12 1/4	490
8 3/4	270
6 1/8	220

مهم: تا حداکثر 1000 GPM می‌توانیم به وسیله‌ی دو پمپ استفاده کنیم، برای این hole size نمی‌توانیم 1350 gpm استفاده کنیم ← ① Reology گل را عوض می‌کنیم (مواد درون گل) بهتر می‌توان گل را شکلی کرد و Annular velocity را کاهش می‌دهیم ② سرعت حفاری را کم می‌کنیم ③ معمولاً hole size ما "26 نیست و معمولاً عمق آن 60 تا 70 متر است.

۴۴

۴

The magnitude of the pressure losses

بستگی دارد به:

- The **geometry** of circulating system (USUALLY IS FIXED)
- The **flowrate** (limited by the maximum power output by the mudpumps and the maximum pressures which can be tolerated by the pumping system.)

  دو limitation: ① فشار که بیشتر از یک حدی توان پمپ کرد ② Max توانی که پمپ دارد.

- The **flow regime** in which the fluid is flowing (laminar/turbulent)
- The **rheological** properties of the circulating fluid

  علم الحرکة   خواص   سیال

  خواص مثل PV (plastic viscosity) و YP (Yield point)

  که تعیین می‌کند ما از چه مدلی را استفاده کنیم (نیوتونی، توانی، بینگهام)

بستگی دارد به: ① توانی که در دسترس است (توان پمپ) که limitation دارد. ② فشار که مسئله فشار رو پمپ است که نمی‌گذارد از یک حد بیشتر پمپ کنیم

15

Bernoulli's equation:

"at any point of an ideal steady state incompressible flow system the sum of the specific kinetic energy, the pressure, and the specific potential energy and pressure is constant"

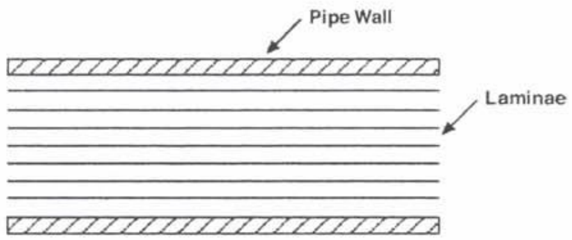
or, in mathematical terms:

$$\frac{1}{2}\rho\,\bar{v}^2 + p + \rho\,g\,h = constant\,.$$

16

Flow regimes → درهرجریان نحوه‌ی محاسبه‌ی فشار متفاوت است.

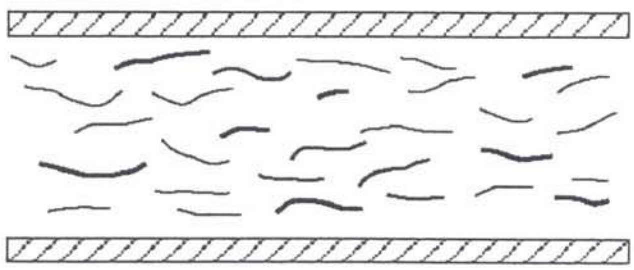
- **Laminar Flow** (Streamline or Viscous flow) :
  - In this type of flow, layers of fluid move in streamlines or laminar. There is no microscopic or macroscopic intermixing of the layers.



17

Flow regimes

- **Turbulent Flow:**
  - In turbulent flow there is an irregular random movement of fluid in a transverse direction to the main flow. This irregular, fluctuating motion can be regarded as superimposed on the mean motion of the fluid.



18

Determination of the laminar/turbulent

- Reynolds showed that when circulating Newtonian fluids through pipes the onset of turbulence was dependant on the following variables:

  - **Pipe diameter, d;** in
  - **Density of fluid,ρ;** lbm/gal
  - **Viscosity of fluid, μ;** cp.
  - **Average flow velocity, v;** ft/s

$$N_{Re} = \frac{928\rho v d}{\mu}$$

If Re< 2000 → Flow is laminar
If 2000<Re<4000 → Transition from laminar to turbulent
If Re>4000 → Flow is turbulent

This is a typical flow inside the drillpipe and drillcollars.

Rehology of drilling fluids

- **Rheology** is derived from the Greek words **rheo**, meaning flow and **logi**, meaning science.

حرکت
علم

the science of the deformation and/or flow of solids, liquids and gases under applied stress.

تعریف:
- دانش بررسی رفتار جامدات، مایعات و گازها وقتی که یک stress بر آن اعمال شود

Relationship between Shear Stress vs. Shear Rate?

  – ability to provide accurate predictions of the behaviour of real systems?? Using polymer and invert oil emulsion muds today

Application of rehological concepts

In the drilling situation the application of rheological concepts for drilling fluids are primarily directed towards:

a) Suspension → خواص گل چگونه تغییر می‌کند و چه وضعیتی برای نگهداری cutting اتفاق می‌افتد وقتی که پمپ‌ها خاموش شود.

b) Hydraulic calculations

c) Hole cleaning and hole erosion → می‌خواهم چاه را تمیز کنم ولی نه به قیمت از دست دادن دیواره چاه و خوردگی و ریزش دیواره چاه.

d) Filtrate migration → در pay zone باعث formation damage شده و در خارج از pay zone باعث افزایش ضخامت mudcake شده و باعث stuck pipe می‌شود.

e) Solids Control

Shear rate

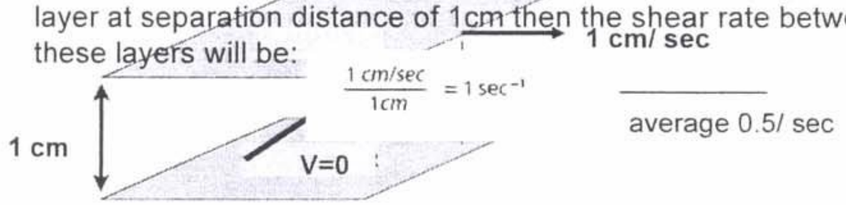
In a moving fluid shear rate can be defined as the rate at which one layer of fluid is moving by another layer divided by the distance between the layers.

$$\gamma = \frac{v}{L} = \frac{dv}{dL}$$

It is the velocity gradient i.e. the ratio of velocity to distance between layers.

If a moving layer of fluid has a velocity 1cm/sec relative to a static layer at separation distance of 1cm then the shear rate between these layers will be:

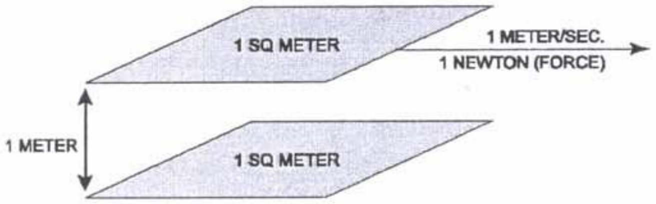
$$\frac{1\ cm/sec}{1cm} = 1\ sec^{-1}$$



Shear stress

- Shear Stress is defined as the force required to move a given area of the fluid. In a drilling fluid circulating system this is analogous to the **pump pressure**.

$$\tau = \frac{F}{A}$$



- **Units:** Newtons/ m^2 (# Pascal); dynes/cm^2; lb_f/in^2

viscosity

Viscosity can be described as the resistance to flow and is defined as the ratio of shear stress to shear rate

$$Viscosity = \frac{shear\ stress.dynes/cm^2}{shear\ rate sec^{-1}} = Poise$$

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{V}{L}$$

The higher the viscosity the higher the force required to move the upper plate relative to the lower plate.

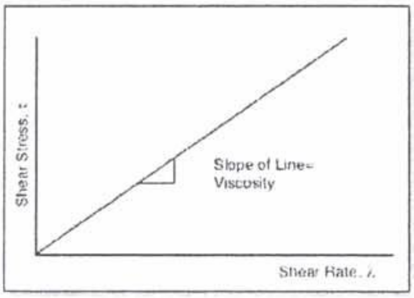
۴۹

Rehological models

- A mathematical description of the viscous forces present in a fluid is required for the development of equations which describe the pressure losses in the drillstring and annulus.
- These forces are represented by the rheological model of the fluid.
  - Models:
    - **Newtonian model**
    - **Non-Newtonian models: Bingham plastic; Power-law model.**

Newtonian models

In these fluids the shear stress is directly proportional to the shear rate.



When the shear rate is doubled the shear stress is doubled i.e. when the circulation rate is doubled the pressure required to pump the fluid is doubled. (at Constant Press & Temp.; in Laminar flow)

Such fluids have a **constant viscosity.**

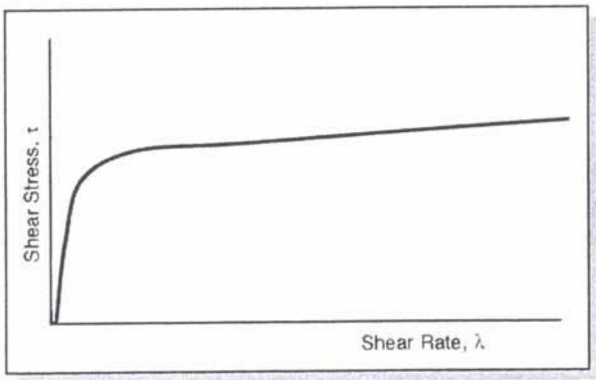
Newtonian fluids

Common Newtonian fluids include:
- Water
- Diesel
- Glycerin
- Clear brines

Non-Newtonian models

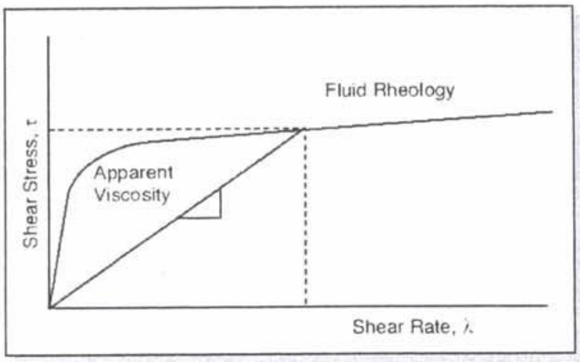
- Fluids that do not obey Newton's viscous resistance law are Non-Newtonian
- Non-Newtonian fluids have viscosities that depend on measured shear rates for a given temperature and pressure
- The shear stress to shear rate relationship of these fluids is not linear and cannot therefore be characterised by a single value, such as the coefficient of viscosity
- Almost all drilling fluid viscosifiers provide rate dependent fluids تقریبا همه ی سیالات حفاری، Non-Newtonian است.

Non-Newtonian models



the shear stress of a non-Newtonian fluid is not directly proportional to shear rate and this is why their relationship cannot be described by a single parameter

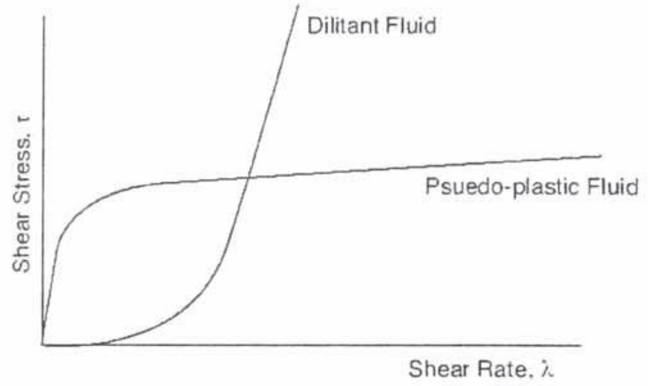
Apparent viscosity



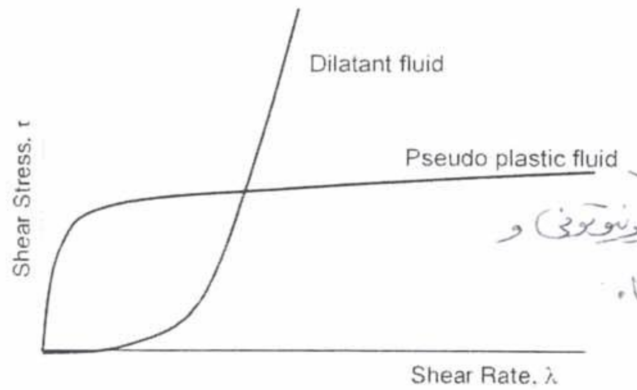
Definition:
the shear stress to shear rate relationship measured at a given shear rate

The apparent viscosity is the slope of the line between the origin and the shear stress and shear rate intercept at any given shear rate.

Non-Newtonian fluids



Non-Newtonian fluids



بیشتر سیالات حفاری، غیرنیوتونی و
از نوع شبه پلاستیک است.

Non-Newtonian fluids which are shear-rate dependent are called **pseudoplastic** if the apparent viscosity decreases with increasing shear rate.

dilatant if the apparent viscosity increases with increasing shear rate (suspension of starch or mica in water)

۵۳

Rehological models

Non-Newtonian:

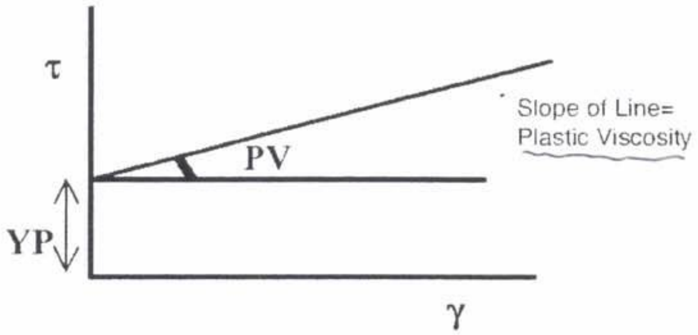
- **Bingham Plastic**
- **Power Law**

These models are used to approximate the **pseudoplastic behaviour** of drilling fluids and cement slurries.

33

Bingham Plastic

- Models which behave according to the Bingham plastic model will not flow until the applied shear stress, exceeds a certain minimum shear stress value known as the **yield point,** y



after the yield point has been exceeded, changes in shear stress are directly proportional to changes in shear rate,

34

Y_p vs. gel strength

Y_p: مقاومت گل در مقابل جریان در shear rate های پایین

- The Yp defined in the Bingham model is in fact an extrapolation of the linear relationship between stress and shear rate at medium to high shear rates and as such describes **the dynamic yield** of the fluid. (Y_p is time independent)

→ وقتی گل به یک قوام خاصی برسد که باعث suspend شدن cutting های شود.

- The gel strength represents the shear stress to shear rate behaviour of the fluid at near zero shearing conditions (time dependent) → به زمان وابسته است.

Bingham Plastic

$$\tau = YP + PV \times (\gamma)$$

where

τ = measured shear stress in lb/100 ft^2

YP = yield point in lb/100 ft^2

PV = plastic viscosity in cP

γ = shear rate in sec $^{-1}$

$$\mu_a = 300 \frac{\theta_N}{N}$$

$$\mu_p = PV = \theta600 - \theta300$$

$$\tau_y = YP = \theta300 - PV$$

$$YP = (2 \times \theta300) - \theta600$$

Power law

- The Power Law model assumes that all fluids are pseudoplastic in nature and are defined by the following equation:

$$\tau = K(\gamma)^n$$

where

$\tau =$ Shear stress (dynes / cm^2)

$K =$ Consistency Index ← بستگی به مقدار توانایی گل به تمیز کردن چاه

$\gamma =$ Shear rate (sec-1)

$n =$ Power Law Index

$$n = 3.32\log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right)$$

$$K = \frac{\theta_{300}}{(511)^n}$$

Power law

$$\tau = K(\gamma)^n$$

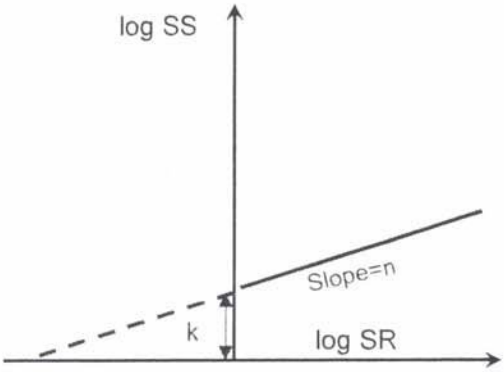
n: Power Law Index: indicates the degree of non-Newtonian behaviour over a given shear rate range. → نشانه‌ای از انحراف از نیوتنی شدن سیال است.

n = 1 →	Newtonian
n<1 →	Non-Newtonian: Pseudo plastic fluid :the viscosity will decrease with an increase in shear rate
n>1 →	Dilatant Fluid

K: Consistency Index:

- is defined as the shear stress at a shear rate of one reciprocal second
- increase in the value of 'K' → increase in the overall hole cleaning effectiveness of the fluid.
- K →lbs/100ft^2, dynes-sec or N/cm^2.

Power law



SS= k(SR)^n

log SS=log k+n log SR

For two values of SR (ω_1, ω_2 in rpm), and two values of SS *θ_1, θ_2: → rpm را در دو shear rate مختلف می توان اندازه گرفت

log θ_1=log k+ log ω_1 وحتماً لازم نیست که در θ_{300} و θ_{600} حساب کنیم.

log θ_2=log k+ log ω_2

$$n = \frac{\log \dfrac{\theta_1}{\theta_2}}{\log \dfrac{\omega_1}{\omega_2}} \qquad k = \frac{\theta_1}{\omega_1^n} = \frac{\theta_2}{\omega_2^n}$$

39

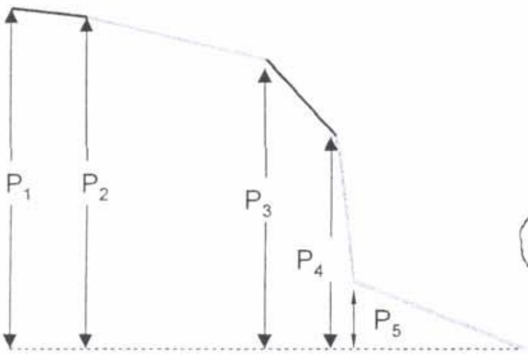
مقدار افت فشار در مدل بینگهام بیشتر از مقدار واقعی است.

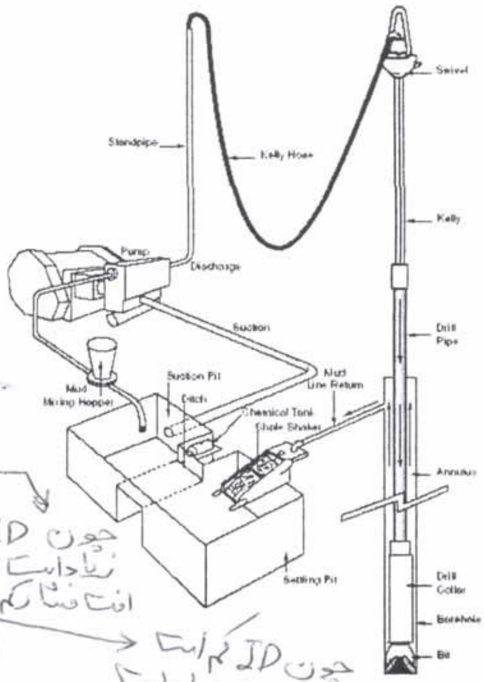
« « « power law کمتر از مقدار واقعی است.

power law ← مدل نسبت به Bingham بهتر است.

ما باید از مدل Bingham صرف نظر کنیم.

Pressure loss





افت فشار کل سیستم

فشار خروجی از پمپ ← P_1= Pump discharge pressure

افت فشار در سطح ← P_1-P_2= Pressure drop in surface equipment

Drillpipe= « « ← P_2-P_3= Pressure drop inside DP

Drill collar= « « ← P_3-P_4= Pressure inside Dc

P_4-P_5= Pressure drop across the bit

P_5= Pressure drop inside Annulus (Dc+Dp)

چون ID زیاد است، افت فشار کم است

چون ID کم است افت فشار زیاد است و چون torbulancy زیاد است

Pressure loss calculation matrix

ما برای قسمت می خواهیم این جدول را تکمیل کنیم.

Fluid Type	Laminar Flow		Turbulent Flow	
	Pipe	Annulus	Pipe	Annulus
Newtonian	?	?	?	?
Bingham Plastic	?	?	?	?
Power law	?	?	?	?

Non-Newtonian

Which Equation?

بعد از این سرعت وارد جریان متلاطم می شویم.

Critical velocity inside Dp, Dc

$$V_c = 1.08 \frac{Pv + \sqrt{pv^2 + 12.34\, d^2 (Mw)(Yp)}}{d(Mw)}$$

V_c= critical velocity, $\frac{ft}{sec}$

Pv= pastic viscosity, cp

Y_p=yield point, $lb_f/100\ ft^2$

Mw: mud weight PPG

d= ID of pipe, in

$$V = 0.4085 \frac{\overset{q}{Pump\ output\ (GPM)}}{d^2}$$

V= fluid velocity inside Dp, Dc, ft/sec

$V<V_c$: Laminar flow ✓

$V>V_c$: Turbulent flow ✓

Critical velocity inside annulus

$$V_c = 1.08\frac{Pv + \sqrt{pv^2 + 9.256(D-d)^2(Mw)(Yp)}}{(D-d)(Mw)}$$

V_c= critical velocity inside annulus , ft/sec

Pv= pastic viscosity, cp

Y_p=yield point, $lb_f/100\ ft^2$

Mw: mud weight PPG

d=OD of pipe, in

ft/sec ← V= fluid velocity inside annulus, ft/sec

D= hole size, in (bit diameter)

$$\underset{ft/sec}{V} = 0.4085\frac{\overset{q}{Pump\ output\ (GPM)}}{D^2 - d^2}$$

$V<V_c$: Laminar flow ✓

$V>V_c$: Turbulent flow ✓

Laminar flow

R_e?

Is R_e Constant?

Assumptions for ΔP calculations:

- The drillstring is placed concentrically in the casing or open hole
- The drillstring is not being rotated → فرض خیلی خوبی نیست
- Sections of open hole are circular in shape and of known diameter
- The drilling fluid is incompressible
- The flow is isothermal

این روابط در امتحان داده می‌شود و احتیاج به حفظ کردن نیست.
(در امتحان جواب نهایی را چک می‌کنند، اگر غلط بود، سؤال غلط است.)
جواب

Laminar flow

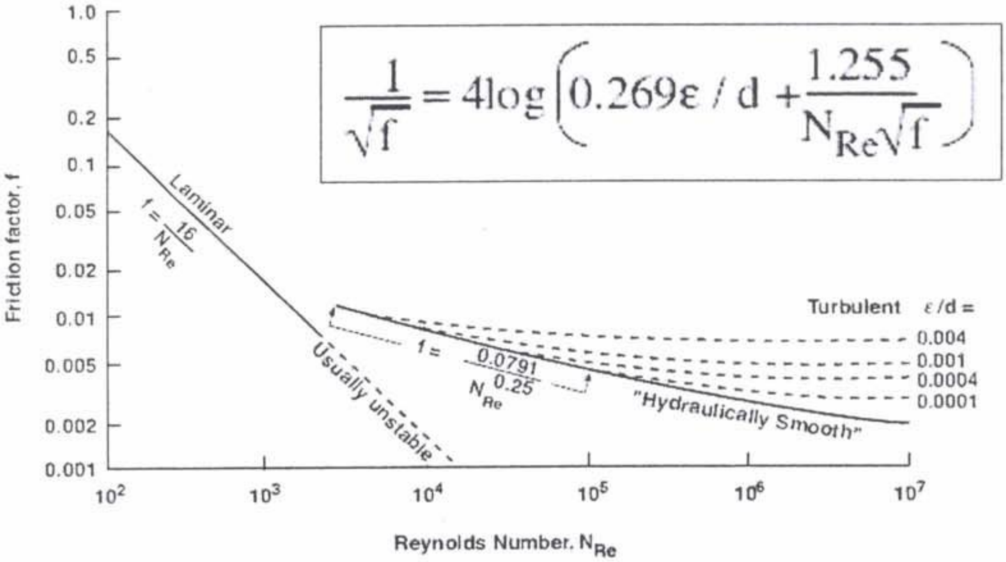
	In Pipes	In Annulus
Newtonian	$\frac{dP}{dL} = \frac{\mu\bar{v}}{1{,}500 d^2}$	$\frac{dP}{dL} = 1500 \left(\frac{\mu\bar{v}}{d_2^2 + d_1^2 - \frac{d_2^2 - d_1^2}{\ln\frac{d_2}{d_1}}} \right)$
Bingham plastics	$\frac{dP}{dL} = \frac{\mu_p \bar{v}}{1{,}500 d^2} + \frac{\tau_y}{225 d}$	$\frac{dP}{dL} = \frac{\mu_p \bar{v}}{1000(d_2 - d_1)^2} + \frac{\tau_y}{200(d_2 - d_1)}$
Power law	$\frac{dP}{dL} = \frac{k\bar{v}}{144{,}000 d^{(1+n)}} \left(\frac{3 + {}^1/n}{0.0416} \right)^n$	$\frac{dP}{dL} = \frac{k\bar{v}}{144{,}000 d(d_2 - d_1)^{(1+n)}} \left(\frac{2 + {}^1/n}{0.0208} \right)^n$

Turbulent flow:

	In Pipes	In Annulus
Newtonian	f: friction factor $\Delta p = \frac{4 f L v^2 (Mw)}{2d}$	$\Delta p = \frac{4 f L v^2 (Mw)}{2(D - d)}$
Bingham plastics	$\Delta p = \frac{f L v^2 (Mw)}{25.8 d}$	$\Delta p = \frac{f L v^2 (Mw)}{25.8(D - d)}$

9.

Stanton chart; fanning friction factor



Pressure drop: power law

1. Determine n and K from:

$$n = 3.322 \log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right)$$

or

$$n = \frac{\log\left(\frac{\theta_{N_2}}{\theta_{N_1}}\right)}{\log\left(\frac{N_2}{N_1}\right)}$$

$$K = \frac{510\,\theta_{300}}{(511)^n}$$

or

$$K = \frac{510\,\theta_N}{(1.703\,N)^n}$$

2. Calculate the annular velocity in FPM in annulus

pump output

$$v = \frac{24.51 \times PO(GPM)}{D^2 - d^2} \qquad \frac{ft}{min}$$

3. Calculate SR in rpm for each velocity

$$SR(rpm) = \frac{1.41v(fpm)}{D - d}$$

Pressure drop: power law

4. Calculate the dial reading for each SR:

$$\theta = k(SR)^n$$

5. Determine the flow regime from R_e:

$$R_e = \frac{v^2 \times Mw}{13.757 \times \theta}$$

6. Calculate Δp for each segme

$\Delta P = \frac{3.75}{1000} \frac{L\theta}{D-d}$ ← If R_e<2000; laminar flow

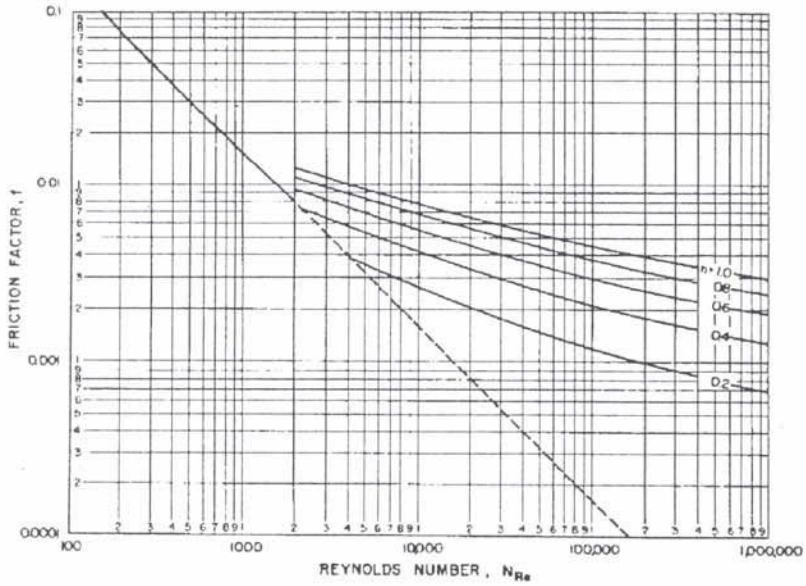
$$\frac{dp_f}{dL} = \frac{Kv^n \left(\frac{3+1/n}{0.0416}\right)^n}{144{,}000\, d^{1+n}} \qquad \frac{dp_f}{dL} = \frac{K\bar{v}^n \left(\frac{2+1/n}{0.0208}\right)^n}{144{,}000\, (d_2-d_1)^{1+n}}$$

If R_e>2000; turbulent flow

$$\frac{dp_f}{dL} = \frac{f \rho v^2}{21.1\, (d_2-d_1)} \qquad \frac{dp_f}{dL} = \frac{f \rho \bar{v}^2}{25.8\, d}$$

$\Delta P = 1.4327 \times 10^{-7} \frac{L v^2 Mw}{D-d}$

Pressure drop: power law

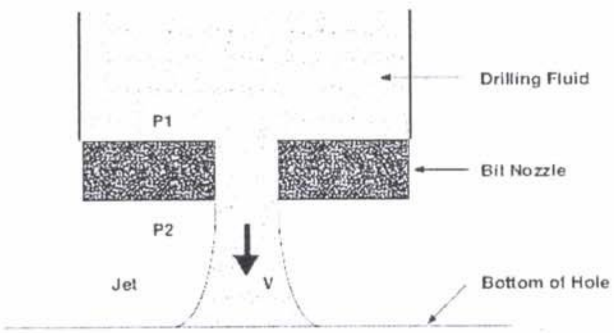


Summary

TABLE 4.6—SUMMARY OF FRICTIONAL PRESSURE LOSS EQUATIONS*

	Newtonian Model	Bingham Plastic Model	Power-Law Model
Mean Velocity, $\bar{v}$	Pipe $\bar{v} = \frac{q}{2.448d^2}$	$\bar{v} = \frac{q}{2.448d^2}$	$\bar{v} = \frac{q}{2.448d^2}$
	Annulus $\bar{v} = \frac{q}{2.448(d_2^2 - d_1^2)}$	$\bar{v} = \frac{q}{2.448(d_2^2 - d_1^2)}$	$\bar{v} = \frac{q}{2.448(d_2^2 - d_1^2)}$
Flow Behavior Parameters	$\mu = \theta_{300}$	$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300}$ $\tau_y = \theta_{300} - \mu_p$	$n = 3.32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}$ $K = \frac{510\,\theta_{300}}{511^n}$
Laminar Flow Frictional Pressure Loss	Pipe $\frac{dp_f}{dL} = \frac{\mu \bar{v}}{1{,}500\,d^2}$	$\frac{dp_f}{dL} = \frac{\mu_p \bar{v}}{1{,}500\,d^2} + \frac{\tau_y}{225\,d}$	$\frac{dp_f}{dL} = \frac{K\bar{v}^n\left(\frac{3+1/n}{0.0416}\right)^n}{144{,}000\,d^{1+n}}$
	Annulus $\frac{dp_f}{dL} = \frac{\mu \bar{v}}{1{,}000\,(d_2 - d_1)^2}$	$\frac{dp_f}{dL} = \frac{\mu_p \bar{v}}{1{,}000\,(d_2 - d_1)^2} + \frac{\tau_y}{200\,(d_2 - d_1)}$	$\frac{dp_f}{dL} = \frac{K\bar{v}^n\left(\frac{2+1/n}{0.0208}\right)^n}{144{,}000\,(d_2 - d_1)^{1+n}}$
Turbulent Flow Frictional Pressure Loss	Pipe $\frac{dp_f}{dL} = \frac{f \rho \bar{v}^2}{25.8\,d}$ or $\frac{dp_f}{dL} = \frac{\rho^{0.75} \bar{v}^{1.75} \mu^{0.25}}{1{,}800\,d^{1.25}}$	$\frac{dp_f}{dL} = \frac{f \rho \bar{v}^2}{25.8\,d}$ or $\frac{dp_f}{dL} = \frac{\rho^{0.75} \bar{v}^{1.75} \mu_p^{0.25}}{1{,}800\,d^{1.25}}$	$\frac{dp_f}{dL} = \frac{f \rho \bar{v}^2}{25.8\,d}$
	Annulus $\frac{dp_f}{dL} = \frac{f \rho \bar{v}^2}{21.1\,(d_2 - d_1)}$ or $\frac{dp_f}{dL} = \frac{\rho^{0.75} \bar{v}^{1.75} \mu^{0.25}}{1{,}396\,(d_2 - d_1)^{1.25}}$	$\frac{dp_f}{dL} = \frac{f \rho \bar{v}^2}{21.1\,(d_2 - d_1)}$ or $\frac{dp_f}{dL} = \frac{\rho^{0.75} \bar{v}^{1.75} \mu_p^{0.25}}{1{,}396\,(d_2 - d_1)^{1.25}}$	$\frac{dp_f}{dL} = \frac{f \rho \bar{v}^2}{21.1\,(d_2 - d_1)}$

Pressure drop across the bit



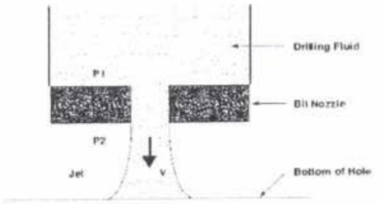
Assumptions:

تغییرارتفاع بین بالا و پایین هر Nozzle صرف نظری کنیم.

1. the change in pressure due to a change in elevation is negligible.
2. the velocity v_o upstream of the nozzle is negligible, compared with the nozzle velocity v_n
3. the frictional pressure loss across the nozzle is negligible.

افت فشار ناشی از friction صرف نظری کنیم

Pressure drop across the bit



where,

ΔP_b = Pressure Loss across the nozzle (psi)

ρ = Density of the Fluid (ppg)

v_n = velocity of discharge (feet per second)

q = gPM

$A_r = in^2$

$$v_n = \sqrt{\frac{\Delta p_b}{8.074\times10^{-4}\rho}} \quad \text{(4.30)}$$

jet velocity

$$\Delta p_b = \frac{8.311\times10^{-5}\rho q^2}{C_d^2 A_t^2}.$$

مساحت Nozzle در slide 55

$$v_n = C_d\sqrt{\frac{\Delta p_b}{8.074\times10^{-4}\rho}}$$

ضریب تصحیح است، چون از friction صرف‌نظر کرده‌ایم.

$C_d = 0.95$

The actual velocity is always smaller than the velocity computed using Eq. 4.30 primarily because the assumption of frictionless flow is not strictly true. To compensate for this difference, a correction factor or discharge coefficient C_d usually is introduced so that the modified equation,

or $P_1 - 8.074\times10^{-4}\rho V_n^2 = P_2$

Pressure drop across the bit

Example 4.13. A 12.0-lbm/gal drilling fluid is flowing through a bit containing three $^{13}/_{32}$-in. nozzles at a rate of 400 gal/min. Calculate the pressure drop across the bit.

Solution. The total area of the three nozzles is given by

$$A_t = \frac{\pi}{4(32)^2}(13^2+13^2+13^2)$$

$$= 7.67\times10^{-4}(169+169+169)$$

$$= 0.3889 \text{ sq in.}$$

Using Eq. 4.34, the pressure drop across the bit is given by

$$\Delta p_b = \frac{8.311\times10^{-5}(12)(400)^2}{(0.95)^2(0.3889)^2}$$

$$= 1{,}169 \text{ psi.}$$

Nozzle size

NOZZLE SIZE	NOZZLE AREA (in.^{2})	NOZZLE SIZE	NOZZLE AREA (in.^{2})
18-18-18	0.75	14-13-13	0.41
18-19-17	0.72	13-13-13	0.39
18-17-17	0.69	13-13-12	0.37
17-17-17	0.67	13-12-12	0.35
17-17-16	0.64	12-12-12	0.33
17-16-16	0.61	12-12-11	0.31
16-16-16	0.59	12-11-11	0.30
16-16-15	0.57	11-11-11	0.28
16-15-15	0.54	11-11-10	0.26
15-15-15	0.52	11-10-10	0.25
15-15-14	0.50	10-10-10	0.23
15-14-14	0.47	10-10-9	0.22
14-14-14	0.45	10-9-9	0.20
14-14-13	0.43	9-9-9	0.19
14-13-13	0.41	9-9-8	0.17
		9-8-8	0.16

یعنی سه jet در Nozzle است که
$\frac{13}{32}$ in یعنی 13 و $\frac{14}{32}$ in یعنی 14
که ما از 32 صرف نظر می‌کنیم.

Pressure loss calculations

1. **Calculate surface pressure losses** → این مورد هنوز گفته نشده و ما تا حالا افت فشار در bit، drill coler و drill pipe گفته ایم.
2. **Decide on which model to use: Bingham Plastic or Power Law**
3. **Calculate pressure loses inside the Dps first then inside DCs as follows:**
   - Calculate critical velocity of flow
   - Calculate actual average velocity of flow
   - Determine whether flow is laminar or turbulent by comparing average velocity with critical velocity. If average velocity is less than critical velocity the flow is laminar. If average velocity is greater than critical velocity the flow is turbulent.
   - Use appropriate equation to calculate pressure drop
4. **Divide the annulus into an open and cased section**

ما در annulus چندین section داریم
که بیشترین مسلحت در بالای bit بوده که مربوط
به drill coller است. ما باید سرعت جریان را برای هر section
جداگانه محاسبه کرده و تلاطم و آرام بودن را تشخیص داده و
محاسبات را انجام دهیم.

Pressure loss calculations

5. **Calculate annular flow around drillcollars (or BHA) as follows:**
   - Calculate critical velocity of annular flow
   - Calculate actual average velocity of flow in the annulus
   - Determine whether flow is laminar or turbulent by comparing average velocity
   - with critical velocity. If average velocity is less than critical velocity the flow is laminar. If average velocity is greater than critical velocity the flow is turbulent.
   - Use appropriate equation to calculate annular pressure drop

6. **Repeat step 4 for flow around drillpipe in the open and cased hole sections.**

7. **Add the values from step 1 to 5, call this system losses**

8. **Determine the pressure drop available for the bit**

$$\Delta P_b = \text{pump pressure} - \Delta P_s$$

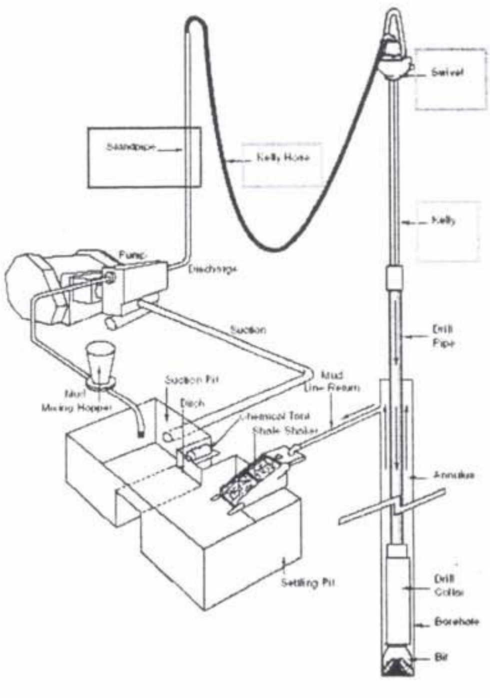
9. **Determine nozzle velocity, total flow area and nozzle sizes**

pump pressure : 3000 مقداری فشار که روی گیج فشار نشان داده می‌شود

و $\begin{array}{r} +\Delta P_1 \\ +\Delta P_2 \\ \vdots \\ +\Delta P_A \\ \hline 2100 \end{array}$ → مقدار فشار روی bit : 3000 − 2100 = 900 psi

ΔP_s

Surface Equipments



- اگر فشار در stand pipe یا در drill pipe افت پیدا کند یا سوراخ ایجاد شده و یا gpm کاهش پیدا کرده است.

44

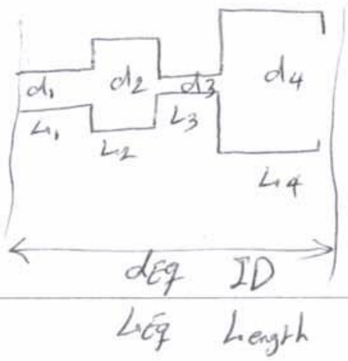
© A. Hashemi 2008

Surface equipments- method 1

دکل های ماشین یا استاندارد است ← مایل محاسبه افت فشار در سطح باید در stand pipe، hose، Kelly

را حساب کنیم که این کار وقت گیر است که بنابر استاندارد بودن دکل ها، ومشخص بودن طول اجزای سطح و ID آنها می توان P فشار را محاسبه کرد (بسادگی)

Surface Connections		No.1 ID (In)	No.1 Length (ft)	No.2 ID (In)	No.2 Length (ft)	No.3 ID (In)	No.3 Length (ft)	No.4 ID (In)	No.4 Length (ft)
Stand Pipe		3	40	3 1/2	40	4	45	4	45
Drilling Hose		2	45	2 1/2	55	3	55	3	55
Swivel(washpipe & Gooseneck)		2	4	2 1/2	5	2 1/2	5	3	6
Kelly		2 1/4	40	3 1/4	40	3 1/4	40	4	40
DP		Equivalent Length for Surface connections (ft of DP)							
OD (in)	lb/ft								
3 1/2	13.3	437		161					
4 1/2	16.6			761		479		340	
5	19.5					816		579	



59

© A. Hashemi 2008

Surface equipments- method 2

دکل های معمول در ملی حفاری

Surface Connections	No.1 ID (In)	No.1 Length (ft)	No.2 ID (In)	No.2 Length (ft)	No.3 ID (In)	No.3 Length (ft)	No.4 ID (In)	No.4 Length (ft)
	Combinations							
Stand Pipe	3	40	3 1/2	40	4	45	4	45
Drilling Hose	2	45	2 1/2	55	3	55	3	55
Swivel(washpipe & Gooseneck)	2	4	2 1/2	5	2 1/2	5	3	6
Kelly	2 1/4	40	3 1/4	40	3 1/4	40	4	40
Equivalent Length 3.826 in ID	2600		946		610		424	
Value of E	2.5 x 10-4		9.6 x 10-5		5.3 x 10-5		4.2 x 10-5	

$$P_1 = E \times \rho^{0.8} \times Q^{1.8} \times PV^{-0.2} \text{ psi}$$

where

ρ = mud weight (lbm/gal)
Q = volume rate (gpm)
E = a constant depending on type of surface equipment used
PV = plastic viscosity (cP)

60

Example 1 نمونه سؤال امتحانی

فرض کردیم، Bingham

- Depth : 10,000'
- Bit size: 9 7/8"
- Dps: 9600', 5" OD, 4.276" ID, 19.5 #/ft $\rightarrow$ lbm
- Dcs: 400', 7 ¾" OD, 3 ¾" ID,
- Av= 135 FPM
- Mw= 12 ppg
- Pv=43 cps
- Yp= 20 $lb_f/100\ ft^2$
- Bit nozzles: 3× 12 $\rightarrow \frac{12}{32} = \frac{3}{8}$
- Surface Connections: Type 4
- Calculate:
  1. Pressure drop in different segments (surface connections (a), Inside DP (b), Inside DC (c), in bit (d), in annulus (e))
  2. Jet velocity in FPS $\rightarrow \frac{ft}{s}$
  3. BHCP, ECD
  4. Discharge Pressure $\rightarrow \Delta P_{total}$
  5. Pump Hydraulic power

Homework

- Chapter 4: 4, 7, 24, 25, 26, 28, 31, 21, 20, 19, 17, 36, 35, 37, 39
- Chapter 6: 20 (b, c, d, g), 2, 3, 4, 5, 6 ؟, 7, 8, 9, 31

sol of Example 1:

Drillpipe لوله $V_c = 1.08 \dfrac{PV + \sqrt{PV^2 + 12.34 d^2 (Mw)(PV)}}{Mw(d)} = 5.87 \dfrac{ft}{s}$ (FPS) (D/p)

D/C Drill color $V_c = 6.34 \dfrac{ft}{s}$ (FPS)

Annulus دالیز $V_c = \dfrac{1.08 P_V + \sqrt{PV^2 + 9.256 (D-d)^2 (Mw)(Yp)}}{Mw(D-d)}$

D/C دراطراف $V_c = 6.42$ FPS

D/P دراطراف $V_c = 5.10$ FPS

$AV = \dfrac{24.51 \text{ pump output } (gpm)^{\to Min}}{D^2 - d^2} \longrightarrow 135 = \dfrac{24.51 \times Q}{(9\frac{7}{8})^2 - 5^2} \longrightarrow Q = 400$ gpm

AV ↓ Annular velocity → slide 12

D ↓ hole diameter or bit size

d: OD of drill pipe

سرعت درلوله $V = 0.4085 \dfrac{Q}{d^2}$, سرعت درداخل Dp $V = 0.4083 \dfrac{400}{(4.276)^2} = 8.93$ FPS

سرعت درداخل DC $V = \dfrac{0.4085 \times 400}{(3)^2} = 18.15$ FPS

$3\frac{3}{4}$

سرعت در دالیز $V = 0.4085 \dfrac{Q}{D^2 - d^2} \longrightarrow$ { D/p در دالیز $V = 2.25$ FPS ; D/C در دالیز $V = 4.36$ FPS

(مقایسه این مقادیر با یکدیگر)

inside drill pipe	Turbulant
inside drill collar	Turbulent
Annulus drill collar	laminar
" drill pipe	laminar

a, b

1 surface connection ΔP ?

- pressure drop inside D/p :

$Re = 928 \dfrac{Mw \times V \times d}{PV} = 928 \dfrac{12 \times 8.93 \times 4.276}{43} = 9889 \to f = 0.0077$ → friction factor

$\to \Delta P = \dfrac{f \cdot L \cdot V^2 \cdot Mw}{25.8 \times d} = \dfrac{0.0077 \times 9600 \times (8.93)^2 \times 2}{25.8 \times 4.276} = 641.2$ psi

from previous table slide 59: 9600 ft — 641.2 psi ; 579 ft — ? $\longrightarrow$ ΔP @ surface connection = 38.7 psi

1 c

ΔP inside D/c = ? $\longrightarrow Re = 928 \dfrac{12 \times 18.15 \times 3}{43} = 14101 \to f = 0.0072$

$\to \Delta P = \dfrac{f L V^2 \cdot MW}{25.8 \times d} = \dfrac{0.0072 \times 400 \times (18.15)^2 \times 12}{25.8 \times 3} = 147.1$ psi

1 d

ΔP @ Bit: $\Delta P = \dfrac{MW \times Q^2}{6698.3\, n^2 d^2}$ that: n: تعداد Nozzle , d: قطر Nozzle

$= \dfrac{12 \times 400^2}{6698.3 \times (3)^2 \times (\frac{3}{8})^2} = 1610$ psi

$\frac{12}{32}$

✓نکته: ممکن است سؤال داده شود که کل فشار را داده و ما باید قطر Nozzle را حساب کنیم، که ابتدا افت فشار کل پمپاژ که مثلاً 3000 psi داده شود ما باید افت فشار در surface connection و D/c و inside D/p را حساب کرده و از کل کم کنیم و افت فشار در bit بدست آمده و سپس قطر نازل را با Q داده شده محاسبه می‌کنیم.

1 e

ΔP @ Annulus (D/c) $= \dfrac{L \cdot V \cdot PV}{1000 (D-d)^2} + \dfrac{L \cdot YP}{200 (D-d)} = \dfrac{400 \times (4.36) \times 43}{1000 (9\frac{7}{8} - 7\frac{3}{4})^2} + \dfrac{400 \times 20}{200 (9\frac{7}{8} - 7\frac{3}{4})}$

D: holesize, d: OD

$= 16.6 + 18.8 = 35.4$ psi

سه پارامتر را تعیین کنیم (برای تعیین سرعت حفاری):
flow rate
wob → با توجه به ساختار سنگ و نوع مته باید وزن روی سازند اعمال کرد.
RPM

68

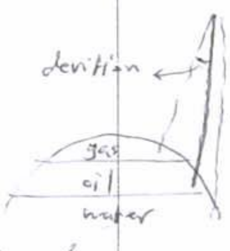
© A. Hashemi 2008

Rate of penetration

پارامترهایی که بر سرعت حفاری اثر دارد

- Drilling Knowledge and experience of the drilling crew → دانش و تجربه افرادی که در حفاری درگیر هستند
- Efficiency of the drilling rigs (mud pump pressure & flow rate limits), depth
- Strength and specification of formation → مقاومت سنگ را بدانیم.
  - Rock strength and compaction
  - Porosity, permeability and formation fluid types
  - Pore pressure → جاهایی که pore pressure بیشتر است ← مقدار porosity زیاد است
- Mud Properties
  - Mud weight → هرچه میزان mud weight بیشتر شود، سرعت حفاری کم می‌شود
  - Solid percent
  - Viscosity, etc → هرچه وزن گل بیشتر شود ← مقدار solid و viscosity بیشتر است
- Mechanical Parameters ← مقدار GPM یا flow rate زیاد شده ← سرعت حفاری کم می‌شود
  - Bit type
  - Weight on bit
  - RPM
- Hydraulic power of the system
  - Annular velocity → دارم که بتوان چاه را تمیز Annular velocity از Min کرد
  - Jet velocity → میزان افت فشاری که در مته خواهیم داشت.

63



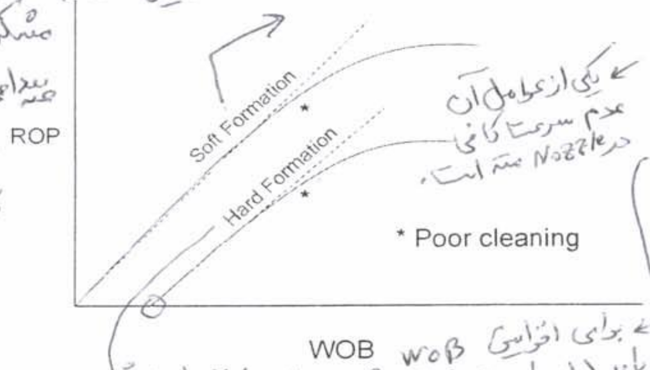
- انحراف از مسیر مستقیم باعث ایجاد horizontal displace می‌شود که باعث تغییر در برنامه بر دلیست انحراف شده و اصولاً خواستیم نقشه بردلیست کنیم یا gas cap water aquifer برخورد کنیم: ← مالیک Max. HP را در برنامه پیش بینی حفاری داریم.

© A. Hashemi 2008

Mechanical parameters: WOB

- اگر WoB زیاد دهیم باعث wear می‌شود.

با افزایش WoB ← ROP افزایش می‌یابد تا حدی که بعد از آن مشکل hole cleaning پیدا کنیم و ROP شروع به کاهش پیدا کند.



* Poor cleaning

یکی از عوامل آن عدم سرعت کافی در Nozzle مته است.

- Risk of hole deviation → هرچه WoB بیشتر شود، احتمال انحراف چاه بیشتر می‌شود
- Bit balling → افزایش WoB باعث فرورفتن مته در سازند شده و باعث گیر شدن مته می‌شود
- Bit wear
- longer BHA: increase in round trips → افزایش WoB باعث خورده شدن بیشتر مته می‌شود.
- Torque → فشار پیچشی زیاد ... twist off
- Drilling cost!!

برای افزایش WoB باید لوله‌های وزن‌دار بیشتر شده و افت فشار زیاد می‌شود.

یک حداقل WoB نیاز داریم تا حفاری و سرعت آن بعد از این حداقل به صورت خطی افزایش یابد و با توجه به مشکل pore cleaning بعد از یک حدی افزایش خواهیم داشت.

اگر چاه را به صورت spiral حفاری کنیم دو مشکل خواهیم پیدا کرد و به صورت عمودی حفاری نشود.

1. differential striking
2. cementing در مشکل پیدا می‌شود.

64

برای زمانی که بیش از حد انحراف داشته باشیم ← چند stablizer packed hole Assembly استفاده می‌کنیم.

→ spiral

1e continue sol of previous example:

$$\Delta P\Big|_{\substack{@ \\ Annulus\,(D/P)}} = \frac{9600\,(2.25)\,(43}{1000\,(9\frac{7}{8}^{4}-5)^{2}} + \frac{9600\times 20}{200\,(9\frac{7}{8}^{3}-5^{3})} = 39+197 = 236\ psi$$

$$\longrightarrow \Delta P \text{ @ Annulus total} = 35.4+236 = 271.4\ psi$$

۲) سرعت خروج گل از نازل های مته : $0.4085\,\frac{Q}{n\,d^2} = 0.4085\,\frac{400}{3(0.375)^2} = 387.3\ Fps$

۳) $BHCP + ECD = ?$

$BHCP$ = hydrostatic Head pressure + ΔP_{in} Annu.

→ Bottom hole circulate pressure HP

$HP = 0.052\times MW\times TD(ft) = 0.052\times 12\times 10{,}000 = 6240\ psi$

$BHCP = 6240\ psi + 271.4\ psi = 6511.4\ psi$

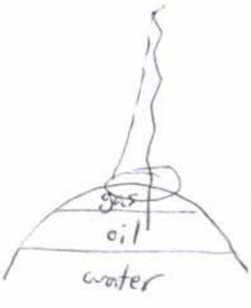
$ECD = 19.25\,\frac{BHCP}{TD} = 19.25\,\frac{6511.4}{10{,}000} = 12.53\ PPG$

equivalent circulate density

۴) $\sum \Delta P = \Delta P\big|_{surface} + \Delta P\big|_{\substack{inside \\ DP}} + \Delta P\big|_{\substack{inside \\ DC}} + \Delta P\big|_{Bit} + \Delta P\big|_{\substack{Ann \\ DC}} + \Delta P\big|_{\substack{Ann \\ DP}}$

$= 2708\ psi$ → Discharge pressure

5) Hydraulic horse power $= \frac{Q\times P}{1714} = \frac{400\times 2708}{1714} = 632\ hp$



این data را داریم.

depth	Angle
200	0
500	0.5
1000	1
1500	2
2000	3

- در چاه های گازی مقدار diviation اهمیت دارد.
← ذرایی مورد باید جا را plug pack کرده و در جای دیگر حفاری کنیم. (آخری حد)

✓- برای تعیین جهت انحراف برای چاه های گازی، چاه های حوصه ی شهری، چاه های offshore قبل از راندن casing باید از عودلر CDR/GR استفاده کرد.

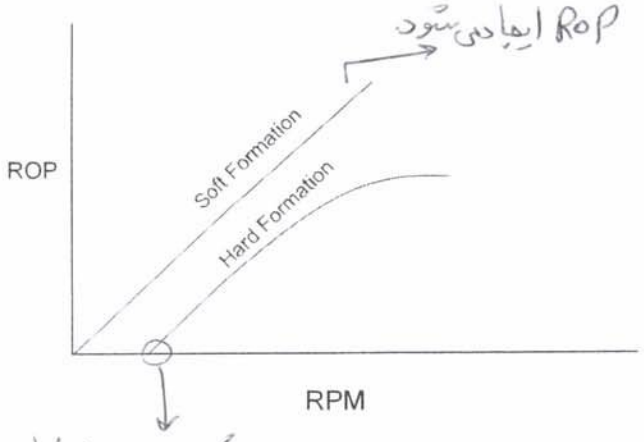
- برای تعیین زاویه ی انحراف از یک دستگاه به نام single-shot استفاده می کنیم.

- علت اینکه برای سه مورد تعیین جهت جغرافیایی مهم است: معمولی است در حین عملیات حفاری فوران رخ داده و آتش سوزی رخ دهد، ما باید موقعیت جغرافیایی چاه که به سازند رسیده را بدانیم تا relife well (چاه آتش نشان) را به درستی حفاری کنیم.

- برای تعیین جهت انحراف از یک دستگاه یا tools به نام Multi-shot استفاده می کنیم. (روش دیگر)

Mechanical parameters: RPM

درسازند نرم با اعمال RPM ، ROP ایجاد می‌شود



درسازندهای سخت به یک حداقل نیاز است.

Carrying capacity of mud

ظرفیت حمل گل ها

- fluid density → هرچه سنگین تر باشد، ظرفیت حمل زیاد است.
- viscosity
- flow regime
- annulus size
- annular speed → از یک حداقل سرعت نمی توان پایین تر آمد.
- particle density → هرچه میزان density ذره و کنده بیشتر شود
- particle shape → هرچه درشت تر باشد، بهتر بالا می آید.
- pipe rotation → وقتی لوله های چرخند، ذرات اطراف لوله های حفاری به اطراف پرتاب شده و چاه تمیزتر می شود
- pipe eccentricity ← نوع قرارگرفتن لوله ها درچاه، در چاه های deviation (جهت دار) یک مقدار سرعت Min, Max داریم و سرعت [illegible] یکنواختی نخواهیم داشت.
- Hole angle

۷۰

Hydraulic optimization

The two major aims of an optimum hydraulics program: دو هدف داریم:

- **To clean the hole effectively** تمیز کردن بهتر چاه
  - the hydraulics must be designed so that the annular velocity never falls below a pre-determined minimum for lifting cuttings.

  تا زمانیکه یک حداقل سرعت دالیزی و gpm داشته باشیم.
- **To make best use of power available to drill the hole.** از توان مفید نهایت استفاده را بکنیم.
  - ensuring that the optimum pressure drop occurs across the bit.

  با opti- از میزان افت فشار و میزان flow rate برنامه ریزی کنیم.

Since this pressure drop will depend on circulation rate some careful designing is required to satisfy both objectives. توانی که داریم که حداکثر کار را انجام دهد.

Hydraulic optimization

دو نظریه مهم در Max کردن hydraulic داریم.

- Max HHP at the bit
- Max hydraulic impact at the bit (jet impact force)
- Combination of Max HHP & Max jet impact

Min gpm = ✓
power available = ✓
Max press = ✓
Max flow rate = ✓

این چهار مورد مشخص است → ما باید مقداری از هر کدام پیدا کنیم که optimize را بدست آوریم.

Max HHP at the bit → حجم مقدار افت و فشار در مته و در لوله می توانیم داشته باشیم

$HHP_{(t)} = HHP_{(s)} + HHP_{bit}$

$\frac{P_t \times Q}{1714} = \frac{P_s \times Q}{1714} + \frac{P_{bit} \times Q}{1714}$

Assumes that the best method of cleaning the hole is to concentrate as much fluid energy as possible at the bit.

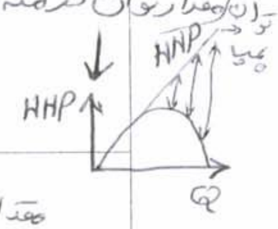
- زمانی بهترین effic را داریم که حداکثر توان مصرفی در مته را داریم.

- Speer (1958): The penetration rate would increase with hydraulic horse power until the cuttings were removed as fast as they were generated.
- After this perfect cleaning level was achieved, there should be no further increase in penetration with hydraulic.

➢ **Due to the frictional loss in the drilling string and annulus, the horse power developed at the bottom of the hole is different from the hydraulic power developed by the pump.** → توان ما همگی در مته نمی رود و در سیستم هدر می رود که با افزایش gpm، این مقدار هدر رفته بیشتر می شود.

➢ **(Bit HHP is not maximised by operating the pump at the max possible horsepower.)** → توان/مقدار توان در مته، همیشه با افزایش gpm افزایش نمی یابد.

سرعت حفاری زمانی افزایش می یابد که cutting زمانی که با مته کنده شود با همان سرعت خارج شود ← اگر بیشتر از آن شود، نیروی اضافی وارد می کنیم.



یعنی: $Q_1 = 100$ gpm → سرعت حفاری 3 m/hr
$Q_2 = 200$ gpm → " 5 m/hr → مقدار optimize که بیشتر از این هر چه قدر زیاد شود تاثیر ندارد.
$Q_3 = 500$ gpm → " 5 m/hr

Max HHP at the bit

$$HHP_t = \text{input HP} \times E_m$$

E_m = mechanical efficiency

$$HHP_b = HHP_t - HHP_s$$ → system (هدر روی توان)

HHP_t = total hydraulic horsepower available from the pump

HHP_s = hydraulic horsepower expended in the circulation system (excluding the bit)

۷۲

© A. Hashemi 2008

Maximum hydraulic horsepower

$P_{pump} = P_{bit} + P_c$

$P_c = P_{Circulating} = P_{surface} + P_{DP} + P_{DC} + P_{AnnDC} + P_{AnnDP}$

$P_c = kQ^n \qquad n = 1.86\ (emperically)$

اینجا اینو فرض کرده ایم. ← k: depends on mud properties and wellbore geometry.

$P_c = kQ^{1.86}$

$HHP_{Bit} = HHP_p - HHP_c$

$$\frac{P_{bit}Q}{1714} = \frac{P_pQ}{1714} - \frac{P_cQ}{1714} = \frac{P_pQ}{1714} - \frac{kQ^{2.86}}{1714} \rightarrow P_c$$

$$\frac{dP_{bit}}{dQ} = 0$$

میزان حداکثر توان در bit نسبت به flow rate است.

continue

$$\frac{dP_{bit}}{dQ} = \frac{P_p}{1714} - \frac{2.86kQ^{1.86}}{1714}$$

$$= \frac{P_p}{1714} - \frac{2.86P_c}{1714}$$

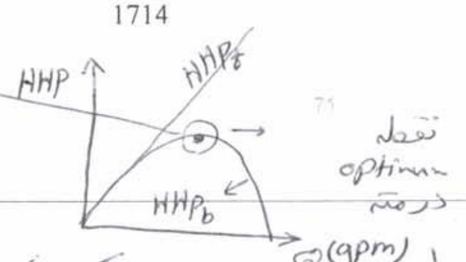
$$= \frac{P_p}{1714} - \frac{2.86}{1714}(\overset{total}{P_p} - P_{bit})$$

$$= \frac{P_p}{1714} - \frac{2.86P_p}{1714} + \frac{2.86P_{bit}}{1714}$$

$$= P_p\left(\frac{1}{1714} - \frac{2.86}{1714}\right) + P_{bit}\left(\frac{2.86}{1714}\right) = 0$$

$$P_{bit} = \frac{P_p\left(\frac{1.86}{1714}\right)}{\frac{2.86}{1714}} = \frac{1.86}{2.86}P_p$$

$$\boxed{\begin{aligned} P_{bit} &= 0.65P_p \\ HHP_{bit} &= 0.65HHP_p \end{aligned}}$$



نقطه optimum درمته

اگر بیشتر از این اعمال کنیم دیگر HHP کاهش می یابد

71

ex:

© A. Hashemi 2008

Maximum hydraulic horsepower

→ یک نظریه تجربی است

حداکثر فشار پمپ تا آخر ثابت است.

$P_c = 0.01Q^{1.86}$

افت فشار system

GPM	P_{pump}	P_c	P_{bit}	HHP_{bit}	HHP_{pump}
300	2800	405	2395	419	490
400	2800	691	2109	492	658
484	2800	980	1820	514	791
500	2800	1047	1753	511	817
600	2800	1470	1330	465	980
700	2800	1958	842	344	1143

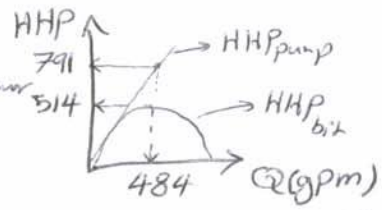
یعنی اگر افت فشار pump را 0.65 درمته قرار دهیم optimum میشود

مقدار optimum درمته ← $P_{bit} = 0.65P_{pump}$

$P_c = 0.35 \times 2800 = 980$ psi → hydraulic horsepower درمته

$P_c = kQ^{1.86}$

$980 = 0.01 \times Q^{1.86} \longrightarrow Q = 484$ gpm



72

Max hydraulic horse Power زمان

میزان P_{bit} optimize می شود

Maximum hydraulic impact

Laboratory and field studies have shown that cross flow beneath the face of the bit is the most effective parameter in hole cleaning. Cross flow is maximum when impact force is maximum.

The Jet of fluid exert a force at the bottom of the hole called jet impact force. It is due to the change in the jet momentum as it hits the bottom.

This assumes that the most effective method is to maximise the force with which the fluid hits the bottom of the hole.

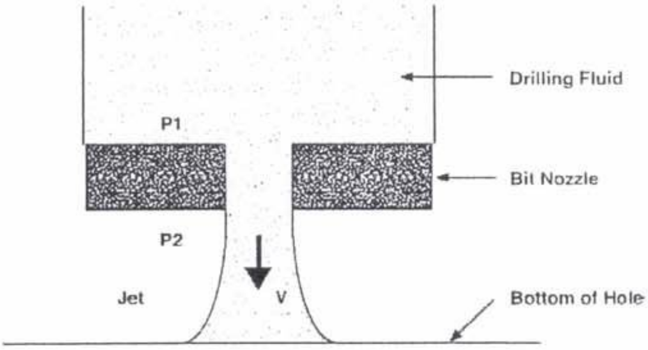
$$F_j = 0.01823 C_d q \sqrt{\rho \Delta p_b}$$

F_j= Jet impact lb

Mw= Mud weight, ppg

Q= flow rate, GPM

P_b: bit pressure drop, psi



or $F_j = \dfrac{Mw \times Q^2}{6040 \times A_n}$

A: Nozzle Area, in^2

HW: show that in Max Hydraulic impact theory the following relationships are applied.

$P_c = 0.51\, P_p$

$P_b = 0.49\, P_p$

Maximum hydraulic impact

Using calculus to determine the flow rate at which the bit impact force is a maximum gives

$$\frac{dF_j}{dq} = \left\{ 0.009115 C_d \left[2\rho \Delta p_p q - (m+2) \cdot \rho c q^{m+1} \right] \right\}$$

$$/ \left[\left(\rho \Delta p_p q^2 - \rho c q^{m+2} \right)^{0.5} \right] = 0.$$

Solving for the root of this equation yields

$$2\rho \Delta p_p q - (m+2) \rho c q^{m+1} = 0,$$

$$\rho q [2\Delta p_p - (m+2)\Delta p_d] = 0,$$

or

$$\Delta p_d = \frac{2\Delta p_p}{(m+2)} \qquad (4.84)$$

$$\boxed{\begin{aligned} P_c &= 0.51 P_p \\ P_b &= 0.49 P_p \end{aligned}}$$

اگر 0.51 را در system

و 0.49 را در مته

بگذاریم ← Max jet impact force را داریم.

۷۴

ex: قبلی (با این روش)

Maximum hydraulic impact

jet
Max impact force

$0.01Q^{1.86}$

GPM	P_{pump}	P_c	P_{bit}	HHP_{bit}	HHP_{pump}	I_j	A_n (in^2)
300	2800	405	2395	419	490	895	0.2
400	2800	691	2109	492	658	1098	0.29
484	2800	980	1820	514	791	1246	0.37
500	2800	1047	1753	511	817	1247	0.4
593	2800	1428	1372	475	970	1315	0.53
600	2800	1470	1330	465	980	1302	0.55

Max روش قبلی اینجا شده ←

در این روش اینجا Max شده ←

$$P_c = 0.51P_p = 0.51 \times 2800 = 1428 \quad psi$$

$$P_c = 0.01Q^{1.86} \Rightarrow \qquad Q = 593 \ gpm$$

در HHP (نظریه اول) بهتر است چون در نظریه اول تعمیرات پمپ ها کمتری نیاز دارد و شرکت ها معمولاً نظریه اول را انتخاب می کنند

Comparison

- max. HHP, takes less power from pumps → در HHP توان پمپ ها کمتر بوده و زور کمتری زدیم ← پمپ ها کمتر به تعمیرات نیاز دارد
- While taking less power from pumps, it takes about 100 gpm less, so we would have less repairs (تعمیرات)
- In max HHP account for about 95% of Impact force — 95% را نسبت به impact force تأمین می کند

۷۵

نظریه سوم

Optimum flow rate

$$Q_{opt} = \left[\frac{F.P_t}{k(F+N)}\right]^{1/N} \qquad k = \frac{Mw}{z}\left[T(c) + 0.56\sum\frac{L}{d^{4.86}} + \sum\frac{L}{(D_H - D_p)(D_H^2 - D_P^2)^{1.86}}\right]$$

بستگی به geometry دارد.

For Max. HHP F=1

For Max. Impact F=2

N=1.86

$P_c = K Q^{1.86}$

$$P_b = \frac{Mw \times Q^2}{10858 A_n^2}$$

$$v_j = \frac{0.32086 \times Q}{A_n}$$

$$I_j = 0.00516 \times Mw \times Q \times v_j$$

Q_{opt}: Optimum flow rate, GPM

P_t= Desired surface pump pressure, psi → Max, Allowable surface pressure

Z=9090

T=1.73

C= Constant for surface Equipment

L= Length of DPs or Dc, ft

A_n= Area of Nozzle, in^2

D= Inside diameter of DPs or DCs, in

D_H= Hole diameter, in

D_p= Outside diameter of DPs or DCs

v_j= Jet velocity, ft/sec

I_j= Jet impact, lb

Mw= Mud weight, ppg

Example 2

Mw=71 pcf= 9.5 ppg

Pv= 4 cp

قطر داخلی

Dc: 11"×3", 28 m → طول لوله

قطر بیرونی

9 ¾" ×3", 55m

8 ½ " ×3", 27 m

Dp: 5" × 4.276"

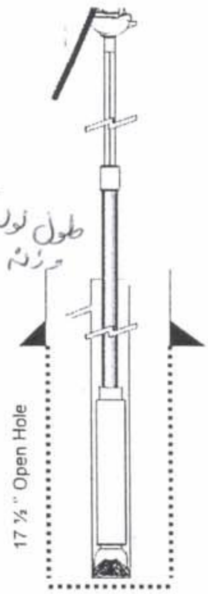
قطر خارجی — قطر داخلی

طول لوله‌ها = عمق حفاری

طول لوله‌های درزن = عمق چاه

Max. Allowable surface presure: 2800 psi

Calculate the Optimum flow rate and Nozzle size using: 1)Max HHP 2)Impact force



1500 md

meter drilling depth (ft)

متر حفار

Example 2

Max. HHP

→ درایی مورد ما 65% P_t را درنظر بگیریم
درنتیجه باید ما Nozzle با قطر تنگ تر بود داشت
تا P_b بیشتر و HHP_b بیشتر داشته باشیم.

$$k=\frac{Mw}{z}\left[T(c)+0.56\sum\frac{L}{d^{4.86}}+\sum\frac{L}{(D_H-D_p)(D_H^2-D_P^2)^{1.86}}\right]=0.0037$$

$$Q_{opt}=\left[\frac{F.P_t}{k(F+N)}\right]^{1/N}=\left[\frac{2800}{2.86\times0.0037}\right]^{1/1.86}=820\quad gpm$$

$$P_b=\underbrace{2800}_{P_t}-\underbrace{0.0037\times820^{1.86}}_{P_c}=1827\quad psi$$

that $P_c=KQ^{1.86}$ → $P_b=\frac{MW\,Q^2}{10858\,A_n^2}$

$$A_n=\left(\frac{820^2\times9.5}{1827\times10858}\right)^{1/2}=0.5674\quad in^2$$

Nozzle: 2×16 -15

15" دو نازل 16" و یک نازل Nozzle

V_j=0.32086×820/0.5674=460 fp/s

I_j=0.00516×9.5 × 820 × 463=1864 lbs

Example 2

Max. Impact

→ درایی مورد 49% P_t را نظر بگیریم
درنتیجه باید ما Nozzle با قطر گشاد تر در نظر بگیریم
تا P_b کمتر و HHP_b کمتر داشته باشیم

$k=0.0037$

$$Q_{opt}=\left[\frac{F.P_t}{k(F+N)}\right]^{1/N}=\left[\frac{2\times2800}{3.86\times0.0037}\right]^{0.5376}=1010\quad gpm$$

$$P_b=2800-0.0037\times1010^{1.86}=1376\quad psi$$

$$A_n=\left(\frac{1010^2\times9.5}{1376\times10858}\right)^{1/2}=0.80\quad in^2$$

Nozzle: 2×18 -20

V_j=0.32086×1010/0.8=401 fp/s → نسبت به قبلی کم شده است.

I_j=0.00516×9.5 × 1010 × 401=1985 lbs

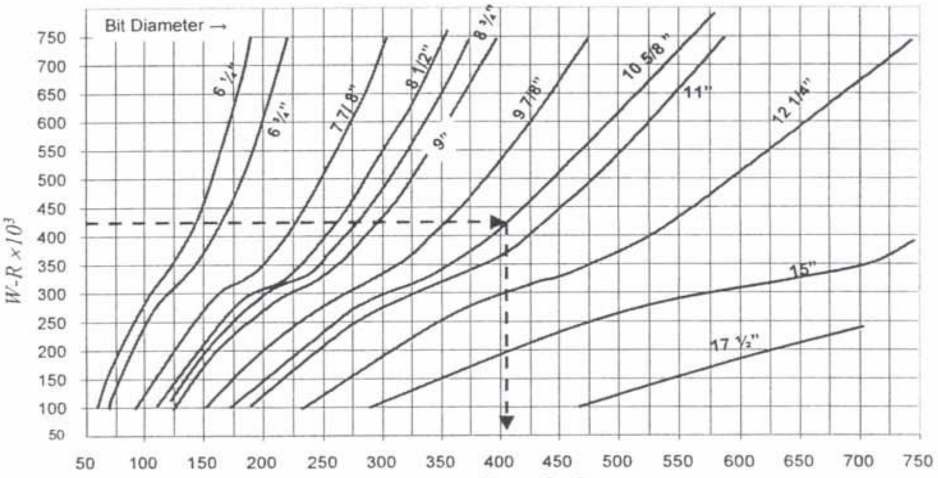
VV

$RPM = R$

$WOB = W$

$W \times R = f(\text{Min HHP})$

Minimum Bit Hydraulic Horsepower vs. W-R to Prevent Hydraulic Flounder



$$Bit\ Hydraulic Horsepower = \frac{GPM \times \Delta P\ at\ Bit}{1714}$$

Example: Bit Size 10.625"

Bit Weight: 50,000# (4700#/inch) $\rightarrow WOB = \frac{\text{Bit weight}}{\text{Bit size}} = \left(\frac{lbf}{in}\right)$

Rotary Speed: 90 RPM

$RPM \times WOB \leftarrow$ W.R= (4700)(90)=423x10³

Required BHHP=410 hp

$$P_c = K Q^{n}$$

The actual value of n can be determined in the field by running the mud pump at several speeds and reading the resulting pressures. A graph of Pc(=P_p - Pbit) against Q is then drawn.
The slope of this graph is taken as the index n.

Example: Bit size: $8\frac{1}{2}''$ T.D = 8000' $RoP = 5\ \frac{m}{hr}$

MW = 10 PPG   PV = 12 $Y_p = 5$ Max pump press = 2600 psi

GPM = 400   Nozzle = 3×12   RPM = 50   WOB = 42-44000 lbs

الف) با استفاده از Flunder chart، اگر با ازدیاد عمق، به دلیل محدودیت فشار دبی پمپ را به GPM = 350 کاهش دهیم چه تغییری در سرعت حفاری به وجود خواهد آمد؟

ب) در عمق 12000' به دلیل ازدیاد عمق و محدودیت فشار، دبی را به GPM = 310 کاهش داده، چه تغییراتی در سرعت حفاری به وجود آمده و برای حل آن چه پیشنهادی دارید؟

Sol: $WR = \dfrac{RPM \times WOB}{Bit\ Size}$

W = 42000
RPM = 50

$$\rightarrow WR = \frac{42000 \times 50}{8.5} = 247 \times 10^3$$

From Flunder chart $Min\ (HHp)_{Bit} = 175\ hp$

$$\Delta P_{bit} = \frac{8.311 \times 10^{-5}\ MW\ q^2}{C_d^2\ A_n^2} \quad or \quad \Delta P_{bit} = \frac{MW \times q^2}{6698.3\ n^2 d^2}$$

$\Delta P_b = 1340$ psi

$$(HHP)_{bit} = \frac{PQ}{1714} = \frac{1340 \times 400}{1714} = 313\ hp$$

GPM = 350
$\Delta P_b = 1040$ psi
$(HHP)_{bit} = 212$ hp

GPM = 310
$\Delta P_{bit} = 806$ psi
$(HHP)_{bit} = 146$ hp

دو حالت را می توان انجام داد ← مته را عوض کرد یا gpm را تغییر داد (افزایش داد) یا WR را تغییر دهیم (کم کنیم).

مثلاً در این حالت به جای نازل های 12 می توان نازل های کوچکتر انتخاب کرد.

اگر در این حالت به علت HHP کم بخواهیم Nozzle را عوض کنیم

با توجه به حداقل توان مورد نیاز ΔP_{bit} را حساب می کنیم و با توجه به آن می توانیم Nozzle Area را حساب کنیم.

Surge and swab pressure

When running tubulars in a hole filled with drilling mud so called "surge pressures" and "swab pressures" are created. The surge pressure is an increase of the pressure in front of the tubulars
when run into the well, the swab pressure is a pressure reduction behind the tubular when pulled out of the well.

Excessive surge or swab pressures have to be avoided since they can lead to problems like:
1. Pressure reduction due to swab can cause a kick,
2. Pressure increase due to surge pressure can fracture weaker formation and cause lost circulation which in turn can cause a kick,

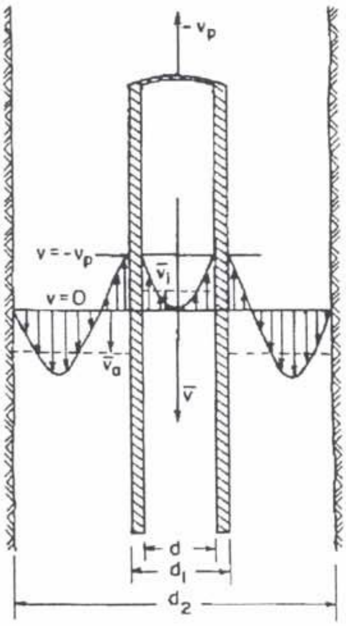
Drill off test : WOB RPM ROP

۱- ابتدا در RPM ثابت، WOB را تغییر می دهیم، حداکثر ROP را بدست می آوریم.
۲- در مرحله دوم WOB را ثابت می دهیم و RPM را تغییر می دهیم و حداکثر ROP را بدست می آوریم.
۳- با استفاده از دو مرحله اول ROP مناسب را بدست می آوریم

Depth	Bit size	Bit type	Nozzle size	MW	PV	YP	GPM	Nozzle Velocity	Annular Velocity	Pump pressure
100 m	$17\frac{1}{2}$"	111	3x16	آب	–	–	950			
1000 m	〃	121	3x16							
1500 m	〃	131	2x16-18							
2000 m	〃	131	3x18							

Surge and swab pressure

$$\bar{v}_a = v_p \frac{3d^4 - 4d_1^{\,2}(d_2 - d_1)^2}{6d^4 - 4(d_2 - d_1)^2(d_2^{\,2} - d_1^{\,2})}.$$



ex:

Bit size: $10\frac{5}{8}''$ WOB = 50000 RPM = 90 gpm = 420

what is the min $(HHP)_{Bit}$ = ? & calculate Nozzle Area ?

sol:

$$WR = \frac{50000 \times 90}{10\frac{5}{8}} = 423 \times 10^3 \longrightarrow (HHP)_{bit} = 410$$

$$P_b = \frac{MW \times q^2 \times 8.311 \times 10^{-5}}{C_d^2\ A_n^2}$$

$$\frac{P_b\,Q}{1714} = 410 \longrightarrow \frac{P_b \times 420}{1714} = 410 \longrightarrow P_b = ✓ \longrightarrow A_n \rightarrow ✓$$

Bit size = $8\frac{1}{2}''$: data

Drill pipe = $4\frac{1}{2}''$, 16.6 $\frac{\#}{ft}$ (lb)

Drill collar = 600, $\underbrace{6\frac{1}{2}''}_{OD}$, $\underbrace{2\frac{1}{2}''}_{ID}$

MW = 10.5 ppg

Interval 4000 – 5000′ : Nozzle = 2×11 + 12

gpm_{max} = 300

P.P = 1350 psi

WOB = 40100 #

RPM = 66

ROP = 10 $\frac{'}{hr}$

۱- آیا برنامه هیدرولیک فوق برای شرایط حفاری کافی است؟

۲- برای ازدیاد سرعت حفاری چه تغییری در برنامه هیدرولیک می‌توان داد؟

sol:

$$\boxed{\begin{array}{c} \Delta P_b = 1000\ psi \\ (HHP)_{bit} = 175\ hp \end{array}} \rightarrow (HHP)\ \text{method}$$

$$\boxed{\begin{array}{c} WR = 282 \times 10^3 \\ (HHP)_{bit\,Min} = 200\ hp \end{array}} \rightarrow \text{Flounder chart}$$

200 > 175 ← باید A_n را تغییر دهیم و در اینجا کم کنیم:

$A_n = 3\times11$ بجای $A_n = 2\times11+12$

توضیح: در اینگونه سوالات ما ابتدا HHP_{bit} را از طریق Flounder chart بدست آورده و سپس مقدار آن را از طریق HHP method نیز بدست می‌آوریم، حال این دو را باهم مقایسه کرده و در صورت اختلاف در A_n تغییرات ایجاد می‌کنیم تا HHP method شبیه Flounder chart شود، چون Flounder chart مقدار min را به ما نشان می‌دهد.

HW: Due: 20/9/87

نمونه سوال امتحانی:

Hole size = $17\frac{1}{2}''$ Depth = 2100 m MW = 82 pcf

P_V = 15 Y_P = 3

BHA: Bit + Bit Sub + 3 Jts 11″ (27 m, 3″ ID)
+ 6 Jts $9\frac{3}{4}''$ (54 m, 3″ ID)
+ DP : 5″ × 4.276″

Mishan Formation:
Bit type: R3 (Hughes)
surface connection: type 2

Max pump press = 3000 psi

Max gpm = 800 gpm

Nozzle = 3×16

calculate:

1 - The min gpm

2 - The optimum gpm (HHP & Jet impact Force)

3 - $\Delta P_{surface} + \Delta P_{DP} + \Delta P_{DC} + \Delta P_{Bit} + \Delta P_{Ann}$

4 - For max HHP & Jet impact Design new Nozzle Area ?

5 - if WOB = 5500 #, RPM = 79 & Flounder chart compare the actual $(HHP)_{bit}$ in Stage 4 with min (HHP) required ?

In the name of God

Petroleum University of Technology
Ahwaz Faculty of Petroleum Engineering

Casing Design

A. Hashemi, PhD

Casing

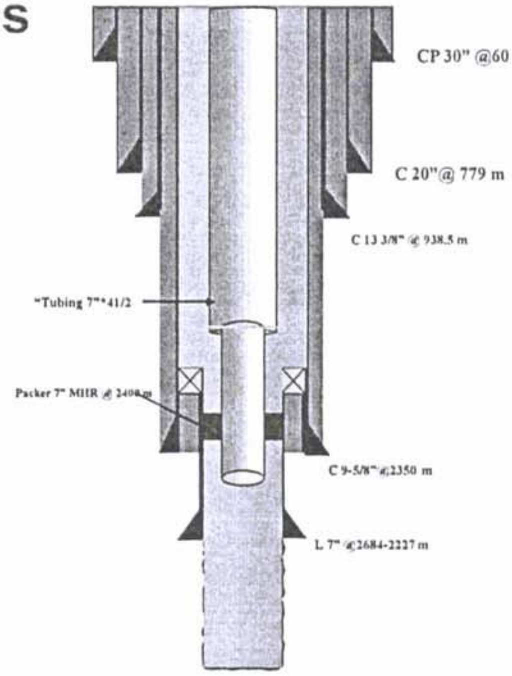
Objectives:

- To prevent unstable formations from caving in
- To prevent contamination of near-surface fresh water zones.
- To protect weak formations from the high mud weights that may be required in subsequent hole sections. These high Mw may fracture the weaker zones;
- To isolate zones with abnormally high pore pressure from deeper zones which may be normally pressured;
- To seal off lost circulation zones;
- When set across the production interval: to allow selective access for production / injection/control the flow of fluids from, or into, the reservoir (s).
- To provide structural support for the wellhead and BOps.

© A.Hashemi, 2008

The drilling process

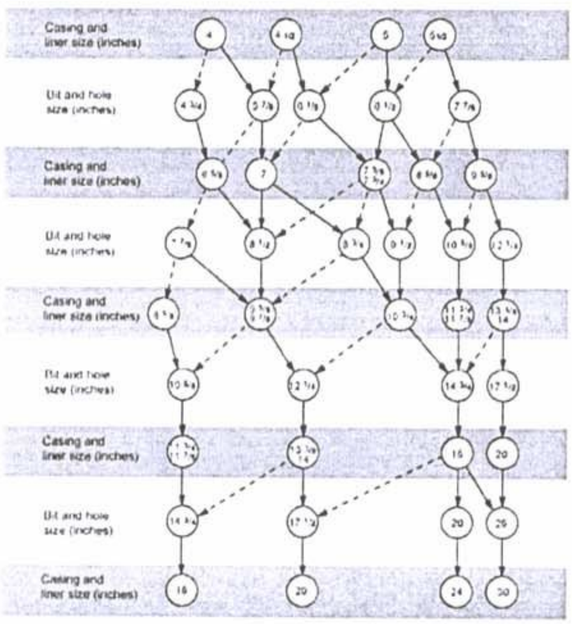
-not possible to drill the whole well in one size because of geological and formation pressure problems which are encountered whilst drilling.



3

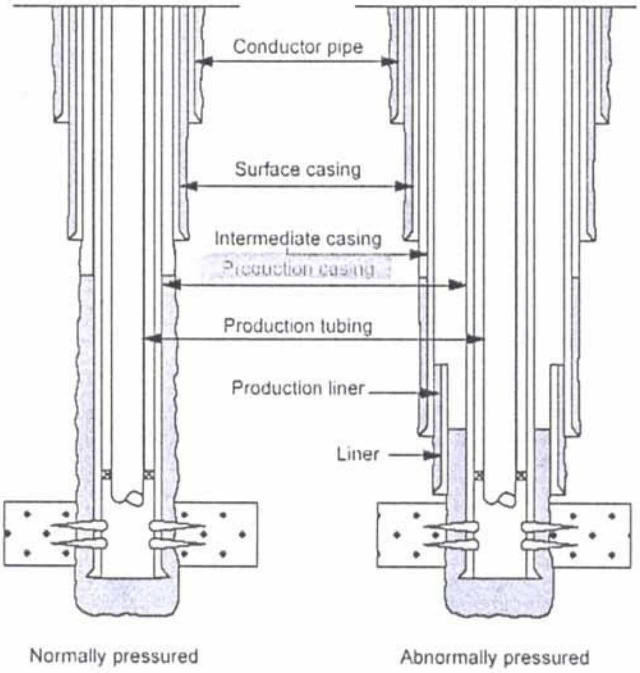
© A.Hashemi, 2008

Casing string sizes

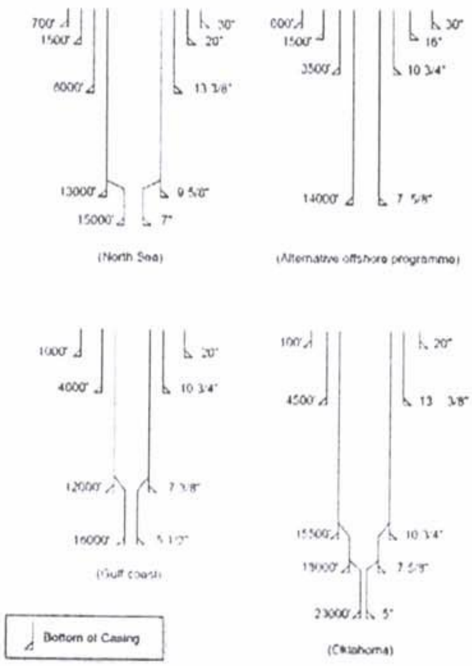


4

Casing string terminology



Casing string configurations



API

The API Committee responsible for the standardisation of tubular goods is **Committee number 5**. This committee publishes, and continually updates, a series of Specifications, Standards, Bulletins and Recommended Practices covering the manufacture, performance and handling of tubular goods. The documents, published by Committee 5, of particular relevance to casing design and specification are :

API SPEC 5CT, "Specification for casing a tubing": Covers seamless and welded casing and tubing, couplings, pup joints and connectors in all grades. processes of manufacture, chemical and mechanical property requirements, methods of test and dimensions are included.

API STD 5B, "Specification for threading, gauging, and thread inspection for casing, tubing, and line pipe threads": Covers dimensional requirements on threads and thread gauges, stipulations on gauging practice, gauge specifications and certifications, as well as instruments and methods for the inspection of threads of round-thread casing and tubing, buttress thread casing, and extreme-line casing and drill pipe.

API RP 5A5, "Recommended practice for filed inspection of new casing, tubing and plain-end drill pipe": Provides a uniform method of inspecting tubular goods.

API RP 5B1, "Recommended practice for thread inspection on casing, tubing and line pipe": The purpose of this recommended practice is to provide guidance and instructions on the correct use of thread inspection techniques and equipment.

API

API RP 5C1, "Recommended practice for care and use of casing and tubing": Covers use, transportation, storage, handling, and reconditioning of casing and tubing.

API RP5C5, "Recommended practice for evaluation procedures for casing and tubing connections": Describes tests to be performed to determine the galling tendency, sealing performance and structural integrity of tubular connections.

API BULL 5A2, "Bulletin on thread compounds": Provides material requirements and performance tests for two grades of thread compound for use on oil-field tubular goods.

API BULL 5C2, "Bulletin on performance properties of casing and tubing": Covers collapsing pressures, internal yield pressures and joint strengths of casing and tubing and minimum yield load for drill pipe.

API BULL 5C3, "Bulletin on formulas and calculations for casing, tubing, drillpipe and line pipe properties": Provides formulas used in the calculations of various pipe properties, also background information regarding their development and use.

API BULL 5C4, "Bulletin on round thread casing joint strength with combined internal pressure and bending.": Provides joint strength of round thread casing when subject to combined bending and internal pressure.

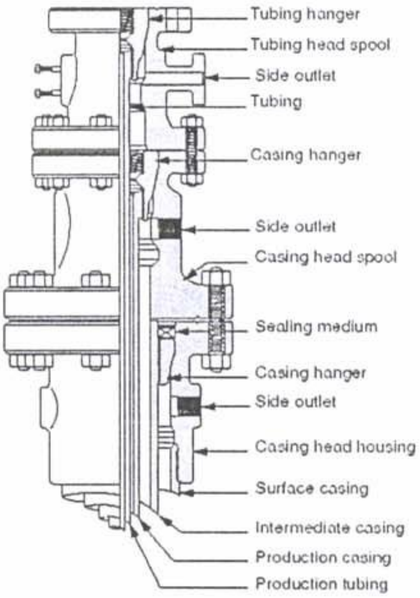
casing head spool : بعد از مطمئن شدن از عدم فوران BOP را برمی داریم و این ch.S را بر روی فلنج پائینی قرار می دهیم. (از داخل shoe مانع بالا آمدن سیمان و از بیرون slip مانع بیرون آمدن سیمان می شود.)

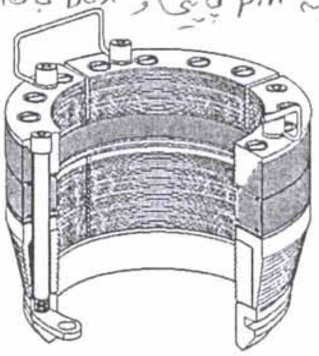
۸۳

- برای هر casing ابتدا یک slip می گذاریم تا کل وزن را تحمل کند (درون فلنج) سپس BOP را برمی داریم و یک فلنج روی فلنج قبلی می گذاریم.

API wellhead

- casing اولی روی زمین و با استفاده از سیمان محکم می شود.
- در لوله های حفاری همیشه pin پائین و Box بالا است.





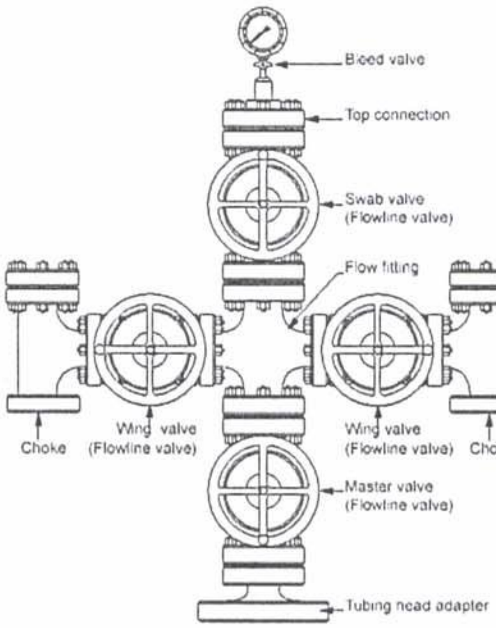
Slip type casing hanger →
1- جلوگیری از بالا آمدن سیمان (sealing)
2- نگه داشتن casing

Surface wellhead spools

- To suspend the weight of the casing string;
- To seal off the annulus between successive casing strings at the surface;
- To allow access to the annulus between casing strings;
- To act as an interface between the casing string and BOP stack.

۸۴

X-Mass tree



11

Types of casing

- **Conductor pipe** : لوله راهنما

  is run from the surface to a shallow depth to protect near surface unconsolidated formations, seal off shallow-water zones, provide protection against shallow gas flows, provide a conduit for the drilling mud and to protect the foundation of the platform in offshore operations.

  always cemented to surface. It is used to support subsequent casing strings and wellhead equipment or alternatively the pipe is cut off at the surface after setting the surface casing.

- مهمترین وظیفه conductor pipe این است که مانع شسته شدن لایه‌های نزدیک به زمین می‌شود.
- مانع از آلوده شدن آبهای زیرزمینی می‌شود.
- گاهی اوقات به علت نفوذ گاز به سطح زمین نیاز به راندن BOP است که برای این کار حتما باید اول casing برانیم.
- مسیری برای حرکت گل حفاری است.

12

Types of casing

Surface Casing

- to prevent caving of weak formations that are encountered at shallow depths
- should be set in competent rocks such as hard limestone.
- serves to provide protection against shallow blowouts,
- A typical size of this casing is I3 3/8 in. (240 mm) in the Middle East and 18 5/8 in. or 20 in. in North Sea

Types of casing

Intermediate casing

- is usually set in the transition zone below or above an over-pressured zone,
- to seal off a severe-loss zone or to protect against problem formations such as mobile salt zones or caving shales.

۸۶

- بعد از تمیز کردن بالا و درون liner نیاز به تست کردن آن می باشد. ضعیف ترین قسمت liner، overlap آن است.

برای آن باید درِ چاه را ببندیم و پمپ می کنیم و فشار را افزایش می دهیم، افت فشار نشان دهنده وجود loss است.

Types of casing

روش دوم استفاده از ابزار DST است.

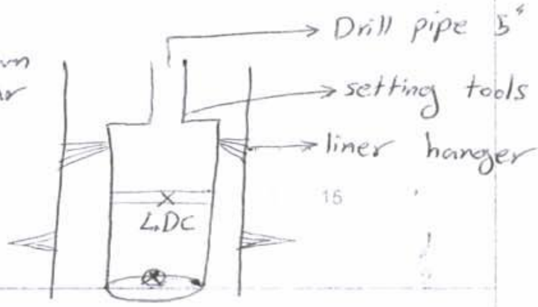
Production casing

- is the last casing string.
- To isolate producing zones,
- to provide reservoir fluid control
- to permit selective production in multizone production

LDC: Latch down collar

120 m ← گاز پرفشار ← overlap

60 m ← نفت



15

- حجم سیمان لازم برای سیمان کاری liner برابر است با حجم بین LDC و شیر یکطرفه و فضای overlap و فضای openhole.

برای مطمئن شدن از سیمان کاری مناسب، حجم بیشتری سیمان بکار می بریم.

Types of casing

Liner

- is a string of casing that does not reach the surface.
- are hung on the liner by use of a liner-hanger
- In liner completions both the liner and the intermediate casing act as the production string.

16

- tie-back: باید طوری رانده شود که بالای آن در سطح و پایین بر روی لبه قبلی قرار گیرد که مشکل این روش این است که باید well head را عوض کنیم.

Types of liner

- **tie-back:** after the liner has been run and cemented it may be necessary to run a casing string of the same diameter as the liner and connect onto the top of the liner hanger, effectively extending the liner back to surface.

- **drilling liner:** liners may also be used as an intermediate string to case off problem zones before reaching the production zone. In this case the liner would be known as a drilling liner.

- **stub liner:** Liners may also be used as a patch over existing casing for repairing damaged casing or for extra protection against corrosion. In this case the liner is known as a stub liner.

tie-back sleeve: شبیه tie-back است با این تفاوت که تا سطح نمی‌آید.

Aadvantages of a liner

- Total costs of the production string are reduced (running and cementing times)
- Complete wells with less weight landed on wellheads and surface pipe
  وزن کمتری روی casing conductor وارد می‌شود.
- A scab liner tie-back provides heavy wall cemented section through salt sections.
- Permits drilling with tapered drillstring. → اندازه tubing ها با توجه به عمق تغییر می‌کند.
- Where rig capacity cannot handle full string; when running heavy 9 5/8" casing.
- Improved completion flexibility.
- The liner can be rotated during cementing operations. This will significantly improve the mud displacement process and the quality of the cement job.

Disadvantages of a liner

- Possible leak across a liner hanger
- Difficulty in obtaining a good primary cementation due to the narrow annulus between the liner and the hole

Casing design

- Objectives: The primary purpose of designing casing strings is to control well conditions safely and economically.

کنترل بدترین شرایط برای چاه را انجام دهد. از لحاظ اقتصادی

- The casing size to be run determines the maximum bit size for subsequent drilling, and the bit size limits the next size of casing

طوری casing باید طراحی شود که بتوان Max size مته را برای حفاری راند

هرچه وزن سنگین‌تر باشد ID کمتر است، چون گوشت و ضخامت بیشتر است. (OD همیشه ثابت است.)

$\rho_{steel} = 489.5 \frac{lb}{ft^3}$ ← جرم وزن فولاد ← حفظ کنیم.

Properties of casing

اولین پارامتری که ما casing را با آن می‌شناسیم.

Casing Size (Outside Diameter $\boxed{\text{O.D.}}$)

4.5"-36" → OD بیشترین

Drift diameter

$OD \le 2\,7/8" \Rightarrow DD = ID - 0.094$

$3\,1/2" \le OD \le 8\,5/8" \Rightarrow DD = ID - 0.125$

$9\,5/8" \le OD \le 13\,3/8" \Rightarrow DD = ID - 0.156$

$16" \le OD \Rightarrow DD = ID - 0.188$

- Drift diameter: The drift diameter refers to the guaranteed minimum I.D. of the casing. → مته‌ای که می‌توان از درون casing عبور داد که معمولاً این عمل در سطح تکاور رانده casing انجام شده و Drift اندازه‌گیری می‌شود.

→ باید قبل از رانش casing توسط یک rubber قطر max را اندازه گرفته که ممکن است در کارخانه قطر max درست رعایت نشده باشد، ممکن است در حین جابجایی ضربه دیده و قطر آن تغییر کند و این عمل را Drift گویند.

Length of Joint

The length of a joint of casing has been standardised and classified by the API as follows:

Range	Length (ft.)	Average Length (ft.)
1	16-25	22
2	25-34	31
3	34+	42

← معمولاً در ایران استفاده می‌شود

معمولاً در casing گذاشتن یک لوله‌ی سنگین بالا گذاشته (ID کمتر دارد) و سپس لوله‌های سبک و سپس لوله‌های سنگین را قرار می‌دهند. این یک شاخه لوله باعث می‌شود که اگر اشتباهی در casing گذاری شد، مته‌ای بتواند از تمامی وزنه‌های casing عبور کند.

Properties of casing

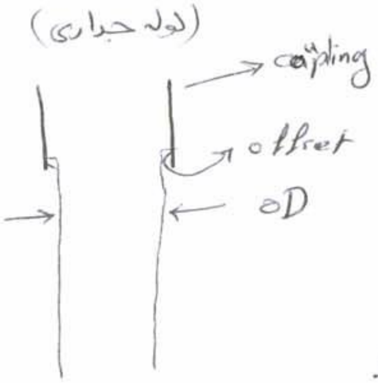
وزن واحد ft

$\boxed{\text{Casing Weight}}$ is the weight per foot of the casing and is a representation of the wall thickness of the pipe. There are for instance four different weights of 9 5/8" casing:

OD: یکسان است.

Weight lb/ft	OD in.	ID in.	Wall Thickness in.	Drift Diameter in.
				8 3/8
53.5	9.625	8.535	0.545	8.379
47	9.625	8.681	0.472	8.525
43.5	9.625	8.755	0.435	8.599
40	9.625	8.835	0.395	8.679

→ سایز Max مته که قرار است از آن لوله عبور داده شود، که معمولاً کمتر از ID است تا مته گیر نکند.



space out انجام دهیم:
یعنی در casing رانش باید ساخته‌ها
را آنقدر بالا و پایین کنیم تا slips
زیر coupling قرار گیرند ← باید
casing ها دارای طول های یکسان نباشند.

© A.Hashemi, 2008

Properties of casing

Casing Grade

The materials which result from the manufacturing process have been classified by the API into a series of "grades". Each grade is designated by a letter, and a number.

The letter refers to the chemical composition of the material and the number refers to the minimum yield strength of the material e.g. N-80 casing has a minimum yield strength of 80000 psi and K-55 has a minimum yield strength of 55000 psi.

Hence the grade of the casing provides an indication of the strength of the casing. The higher the grade, the higher the strength of the casing.

N-80
H_2S Trim ← L-80
C-75
P-110
V-150

لوله های بالای letter
L دارای مقاومت در برابر
H_2S است.

23

© A.Hashemi, 2008

Properties of casing contd.

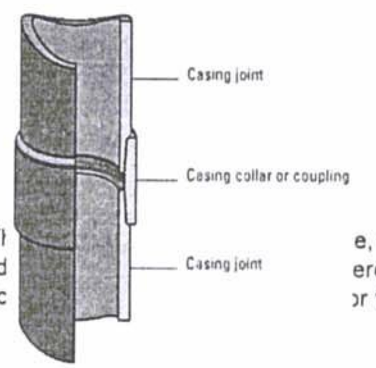
محل اتصال دو سر casing را گویند →

Couplings are short pieces of casing used to connect the individual joints. They are normally made of the same grade of steel as the casing.

The API has specifications for four types of couplings.

نوع

- Short round threads and couplings (CSG)
- Long round threads and couplings (LCSG)
- Buttress threads and couplings (BCSG)
- Extremeline threads (XCSG)



The S CSG and LCSG have the same basic thread design. Th... e, with eight threads per inch. These threads are generally referred ... erence between the two is that the LCSG has a longer thread run-c... or the connection. LCSG are very common couplings.

Butters:

دندانه‌ها

← Buttress (BCSG) threads are more square, with five threads per inch. They are also longer couplings, with corresponding longer thread run-out.

هرچه تعداد treads در واحد طول بیشتر باشد → تیزتر است.

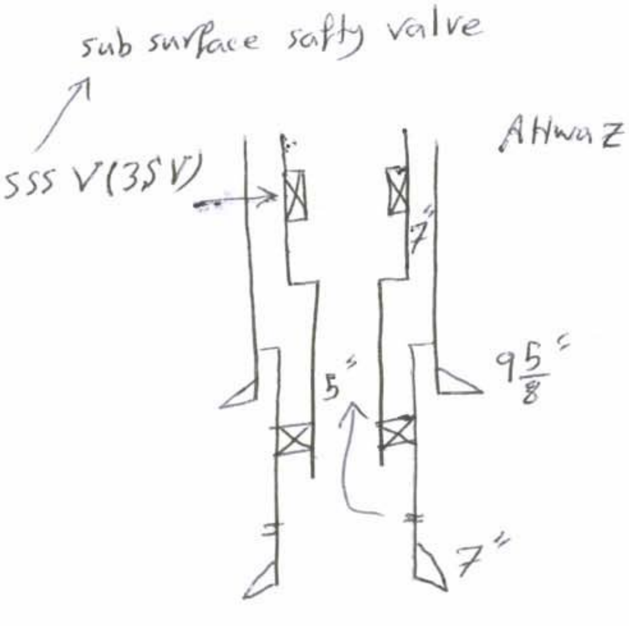
The XCSG (Extremeline) couplings are different from the other three connectors in that they are integral connectors, meaning the coupling has both box and pin ends.

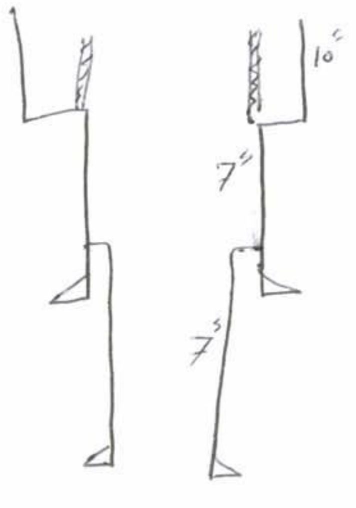
در مواردی خاص از چند لوله casing با grade های مختلف استفاده می‌شود

$9\frac{5}{8}'' \rightarrow 10\frac{5}{8}''$ (چند شانه بالای $10\frac{5}{8}$ است)

24

تنها موردی که از ترکیب چند لوله جداری با سایزهای مختلف استفاده
می کنیم:





Properties of casing contd.

باید این threads طوری باشد که دو لوله پایین و بالا کاملاً به هم متصل شده که گاز نتواند وارد شود

- Coupling threads are cut on a taper, causing stress to build up as the threads are made up. A loose connection can result in a leaking joint. An over-tight connection will result in galling, which again, will cause leaking. Proper make-up is monitored using torque make-up tables and the number of required turns.

- A special thread compound (pipe dope) is used on casing couplings, each type of coupling having its own special compound.

Properties of casing

بیشترین نیرو به قسمت بالای اعمال می شود.

- *The body yield strength is the tensional force required to cause the pipe body to exceeds its elastic limit.*

- *The yield strength, is defined as by API as the tensile stress required to produce a total elongation per unit length of 0.005 on a standard test specimen.*

حداکثر تنش کششی که به لوله اعمال شده و ۰.۰۰۵ تغییر طول دهد ← Max yield است

اگر به یک لوله نیرویی اعمال شود و باعث ... شود که لوله اگر از یک حالتی زیادتر شود وارد حالت پلاستیک می شود

- *Min Yield Strength, σ_{yield}, # 80% of the average yield strength observed.*

- *Tensile strength: Is the greatest longitudinal stress that a metal can bear without tearing apart.*

Properties of casing

API Grade	Yield Strength (min), psi	Tensile Strength (min), psi
H-40	40,000	60,000
J-55	55,000	75,000
K-55	55,000	95,000
C-75	75,000	95,000
L-80	80,000	100,000
N-80	80,000	100,000
C-90	90,000	105,000
C-95	95,000	105,000
P-110 ← مقاومت بیشتری دارد	110,000	125,000

API casing performance properties

تنشی ناشی از لوله‌هایی که به لوله آویزان است.

✓ **Axial Tension:** Axial tension loading results primarily from the weight of the casing string suspended below the joint of interest.

- بیشترین تنش به بالاترین لوله اعمال می‌شود.

- ***Body yield*** strength is the tensional force required to cause the pipe body to exceed its elastic limit.

- وزن کل ناشی از Bouney است. (هرچه وزن گل سنگین‌تر باشد، نیروی Bouney بیشتر شده وزن کمتری به لوله‌ها اعمال می‌شود.)

- ***Joint strength*** is the min. tensional force required to cause the joint failure.

Coupling

اصل: joint strength < Body yield strength باید باشد تا لوله از محل اتصال دچار مشکل نشود.

مقاومت ترکیدگی لوله ناشی از داخل لوله می‌باشد.

✓ **Burst Pressure rating:** is the calculated min. internal pressure that will cause the casing to rupture in the absence of external pressure and axial loading.

(در مقابل ترکیدن و منفجر شدن.)

min نیرویی که باعث می‌شود لوله از داخل Failur شود ترکیدن

مقاومت (کششی) فرو رفتگی لوله ناشی از خارج لوله می‌باشد.

✓ **Collapse Pressure rating:** is the min. external pressure that will cause the casing walls to collapse in the absence of internal pressure and axial loading.

(در مقابل مچاله شدن لوله)

Tension

load که اضافه وارد می کنیم به براساس وزن string.
تا لوله های گیر کرده آزاد شود

➢Tension design is based on the load imposed from the weight of pipe hanging from below with each section of the string having to support the entire weight of the casing below.

landing joint

➢Tension loads are maximum at the surface and zero at some point within the string.

خنثی

➢Usually casing strings are run in fluid and a neutral point exists in the string due to buoyancy.

نقطه ای که نه نیروی کششی و نه نیروی فشاری دارند.

➢Every string run in fluid has a neutral point above which the pipe is in tension and below the pipe is in compression.

وقتی نیروی tension بیشتر شود ← مقاومت پوششی کمتر ومقاومت ترکیدگی بیشتر می شود

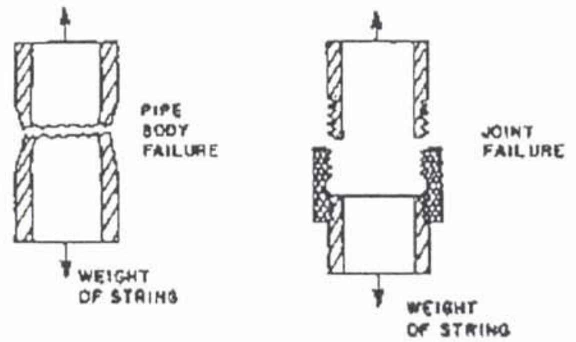
29

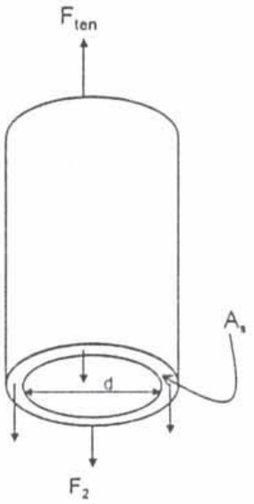
Tension

The force F_{ten} tending to pull apart the pipe is resisted by the strength of pipe wall, which exert a counterforce, F_2:

$F_2 = \sigma_{yield} A_s$

The pipe body strength computed by this equation is the minimum force that would be expected to cause permanent deformation of pipe.





30

© A.Hashemi 2008

Example

yeild strength min ← 55000

Compute the body-yield strength for 20-in., K-55 casing with a nominal wall thickness of 0.635 in. and a nominal weight per foot of 133 lbf/ft.

فقط وزن body

Solution:

This pipe has a minimum yield strength of 55,000 psi and an ID of:

$$d = 20.00 - 2(0.635) = 18.730 \;\; in.$$

Thus, the cross-sectional area of steel is

فقط در تبدیل واحدها دقت شود.

$$A_s = \frac{\pi}{4}(20^2 - 18.73^2) = 38.63 \; sq.in. \qquad \boxed{F_{ten} = \sigma_{yield} * A_s}$$

$$F_{ten} = 55{,}000\,(38.63) = 2{,}125{,}000 \, lb_f$$

31

می توان به لوله نیرویی وارد کرد
(ناشی از وزن لوله ها و یا وزن لوله ها
+ اضافه کشش ناشی از گیر کردن لوله ها)

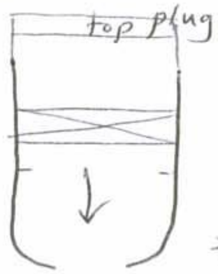
مثلاً می توان مقدار حداکثر کشش برای آزاد کردن
لوله های گیر کرده حساب کرد و با در نظر گرفتن
یک safty factor

© A.Hashemi 2008

Burst

Burst loads in casing design result from the internal pressure encountered.

درونی

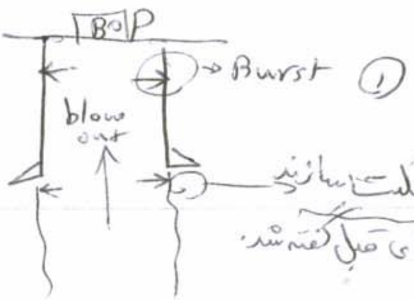


Burst loads result from:

- pressures during cementing →
- acidizing,
- hydraulic fracturing,
- tubing leaks,
- closing in drilling wells after kicks

درحین سیمان کاری
ممکن است مسیر
خروج سیمان
به داللغزی بسته شود
و این باعث Burst می شود.

وقتی در حین حفاری به Kick برخورد کنیم
← چاه را می بندیم و فشار درون چاه
افزایش می یابد و ما ممکن است
Burst رخ دهد.



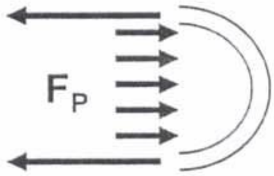
32

۹.۵ خط لوله دارای عناصر روبرو است : OD و ID و grade , connection

Burst

Barlow's law

$$P = 1.75 \frac{y_m}{D/t}$$



P = internal yield pressure, psi
y_m = minimum yield strength, psi
t = nominal wall thickness, in
D = O.D. of pipe, in
d = ID of pipe, in

$$t = \frac{D-d}{2}$$

Therefore

BP: is proportional to pipe grade
is proportional to pipe thickness
is proportional to 1/t

اگر ID را نداشته باشیم، می توان آن را با استفاده از OD و grade بدست می آوریم.

Example

For 8 5/8", 24 #, k55, ID 8.097" compute the burst resistance.

$$P_H = 1.75 \times \frac{55000}{85/8(\frac{85/8-8.097)}{2}} = 2946\ psi$$ → این مقاومت در هوا می باشد نه در چاه

به جای استفاده از این روابط می توان از جداول موجود استفاده کرد. ($\overbrace{312 - 323}^{\text{pages}}$)

Collapse

- Collapse is the first condition considered in casing design.
- The maximum collapse load occurs at the bottom of the string. This dictates that casing is designed from the bottom to the top.
- Collapse loads are applied to the casing string from the drilling fluid or formation fluid on the outside of the casing.
- The maximum collapse load occurs when the inside of the pipe is empty and the drilling fluid exerts a hydrostatic pressure on the outside.

* وقتی یک لوله در برابر تنش کششی قرار دهیم مقاومت collapse آن کم می شود و مقاومت Burst آن زیاد می شود.

Collapse : $P_{ext} - P_{int}$ مقاومت لوله در مقابل مچاله شدن ناشی

- Parameters affecting CR
  - y_m
  - D/t
  - S_a: axial stress
- The combination of stresses due to the weight of the casing and external pressures are referred to as 'biaxial stresses. Biaxial stresses reduce the collapse resistance of the casing and must be accounted for in designing for deep wells or combination strings.

Biaxial stress: وقتی یک لوله درچاه قرار می گیرد یک تنش ناشی از فشارهای بیرونی به آن وارد می شود و یک تنش هم به خاطر وزن آن به لوله وارد می شود.

برای محاسبه collapse resistance باید $\underbrace{\overset{OD}{D} \text{ و } t}_{in}$ و Y_m را داشته باشیم

Calculation of collapse resistance of pipes

1000 psi

Ym (ksi)	α	β	γ	A	B	C	F	G
40	16.40	27.01	42.64	2.950	0.0465	754	2.063	0.0325
50	15.24	25.63	38.83	2.976	0.0515	1056	2.003	0.0347
55	14.81	25.01	37.21	2.991	0.0541	1206	1.989	0.0360
60	14.44	24.42	35.73	3.005	0.0566	1356	1.983	0.0373
70	13.85	23.38	33.17	3.037	0.0617	1656	1.984	0.0403
75	13.60	22.91	32.05	3.054	0.0642	1806	1.990	0.4180
80	13.38	22.47	31.02	3.071	0.0667	1955	1.998	0.4340
90	13.01	21.69	29.18	3.106	0.0718	2254	2.017	0.4660
95	12.85	21.33	28.36	3.124	0.0743	2404	2.029	0.4820
100	12.70	21.00	27.60	3.143	0.0768	2553	2.040	0.4990
105	12.57	20.70	26.89	3.162	0.0797	2702	2.053	0.0515
110	12.44	20.41	26.22	3.181	0.0819	2852	2.066	0.0532
120	12.21	19.88	25.01	3.219	0.0870	3151	2.092	0.0565
125	12.11	19.63	24.46	3.239	0.0895	3301	2.106	0.5620
130	12.02	19.40	23.94	3.258	0.0920	3451	2.119	0.0599
135	11.92	19.18	23.44	3.278	0.0946	3601	2.133	0.0615
140	11.84	18.97	22.98	3.297	0.0971	3751	2.146	0.0632
150	11.67	18.57	22.11	3.336	0.1021	4053	2.174	0.0666
155	11.59	18.37	21.70	3.356	0.1047	4204	2.188	0.0683
160	11.52	18.19	21.32	3.375	0.1072	4356	2.202	0.0700
170	11.37	17.82	20.60	3.412	0.1123	4660	2.231	0.0734
180	11.23	17.47	19.93	3.449	0.1173	4966	2.261	0.0769

برای شرایط آزمایشگاه که لوله فقط تحت تنش فشاری قرار می‌گیرد و تنش کششی وجود ندارد.
(فشار داخلی در این حالت صفر است.)

$$\text{If } D/t \le \alpha \longrightarrow CR = 2Y_m \times \frac{(D/t)-1}{(D/t)^2}$$

$$\text{If } \alpha < D/t \le \beta \longrightarrow CR = Y_m\left[\frac{A}{(D/t)} - B\right] - C$$

$$\text{If } \beta < D/t \le \gamma \longrightarrow CR = Ym\left[\frac{F}{(D/t)} - G\right]$$

$$\text{If } \gamma < D/t \longrightarrow CR = \frac{46.95\times10^6}{(D/t)(D/t-1)^2}$$

Example 1: Calculation of collapse resistance of pipes

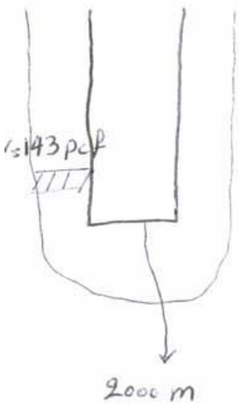
Csg $\underbrace{13\ 3/8''}_{OD}$ $\underbrace{\text{N-80}}_{grade}$, $\underbrace{72^{\#}}_{weight\ per\ foot}$, ID= 12.347''

$$D/t = \frac{D}{(D-d)/2} = \frac{13.375}{(13.375-12.347)/2} = 26.0214$$

$$\beta < D/t \le \gamma \longrightarrow CR = Ym\left[\frac{F}{(D/t)} - G\right]$$

$$CR = 80000\left[\frac{1.998}{26.0214} - 0.0434\right] = 2670 \quad psi$$

bridge، یعنی جایی از دیواره ریزش کرده و چاه plug شده و گردش گل قطع می شود. در این حالت به علت پمپ کردن گل فشار افزایش می یابد و گل بر اثر شکسته شدن سازند هرز می رود و باعث به وجود آمدن حالت ① می شود.



① دالیز پر است - داخل لوله ها خالی است.

می خواهیم ببینیم ته چاه CL چه مقدار است؟

چون داخل لوله ها خالی پس $P_i = 0$ است و P_e ناشی از وزن گل است.

در ته چاه $$CL = P_e - \cancel{P_i}^{\,0} = \frac{MW}{144} \times 3.281 \times h = 6000 \ psi$$

در سطح $CL = 0$

② دالیز خالی و داخل لوله هم خالی است: (total lost circulation) ته چاه $CL = 0$

- در بعضی موارد ممکن است اتفاق بیافتد ولی در حالت کلی level off می شود

③ داخل لوله ها پر - دالیز خالی

- یک جسم خارجی مثل دستکش یا کلاه درون لوله بیافتد و این حالت باعث خالی ماندن دالیز می شود.

CL = collapse load = $P_e - P_i$

۹۸

BL = Burst load = $P_i - P_e$

$\begin{cases} CR \geq CL \rightarrow \text{مشکلی پیش نمی آید} \\ CR < CL \rightarrow \text{لوله مچاله می شود} \end{cases}$

$\begin{cases} BR \geq BL \rightarrow \text{مشکلی پیش نمی آید} \\ BR < BL \rightarrow \text{لوله می ترکد.} \end{cases}$

Example 2: Calculation of collapse resistance of pipes

Dp 5'' D-55, ID= 4.276''

$$D/t = \frac{D}{(D-d)/2} = \frac{5}{(5-4.276)/2} = 13.81$$

$$D/t \leq \alpha \quad \Longrightarrow \quad CR = 2Y_m \times \frac{(D/t)-1}{(D/t)^2}$$

$$13.81 \leq \alpha \qquad CR = 2 \times 55000 \frac{13.81-1}{(13.81)^2} = 7390 \ psi$$

$\begin{cases} P_e = \dfrac{MW \cdot h}{144} \times 3.281 \\ P_i = \quad " \quad " \end{cases}$

39

* اگر مقدار گل که در درون لوله وجود دارد برابر با مقدار گل پشت لوله باشد مقدار BL صفر است.

اگر درون لوله plug شود و یک فشار ادم 2000 psi به درون لوله وارد کنیم: $P_i = \frac{MW \cdot h}{144} \times 3.281 + 2000$ ، $P_e = \frac{MW \times h}{144} \times 3.281$

Example 3: Calculation of collapse resistance of pipes

7'' P110, ID= 6.174''

$$D/t = \frac{D}{(D-d)/2} = \frac{7}{(7-6.174)/2} = 17.1569$$

$$\alpha < D/t \leq \beta \qquad CR = Y_m \left[\frac{A}{(D/t)} - B \right] - C$$

$$CR = 110000 \left[\frac{3.181}{17.1569} - 0.0819 \right] - 2852 = 8530 \ psi$$

40

Differential fill-up : به گونه ای طراحی می شود که همواره %۹۰ درصد لوله های حفاری پر شوند

shoe - collar

(مقاومت بدون اعمال axial tension (اعدادی که از جدول می خوانیم)

Tabulated collapse resistance (TCR)
" Burst " :
" Tension " :

99 corrected collapse resistance (CCR): مقاومت تصحیح شده وقتی tension به لوله وارد شود.
- CCR حتماً کمتر از TCR است. (در حالتیکه لوله تحت Tension قرار می گیرد.)

Axial tension stress

$$T_a = \frac{T_b}{A} - W_o D_x K$$

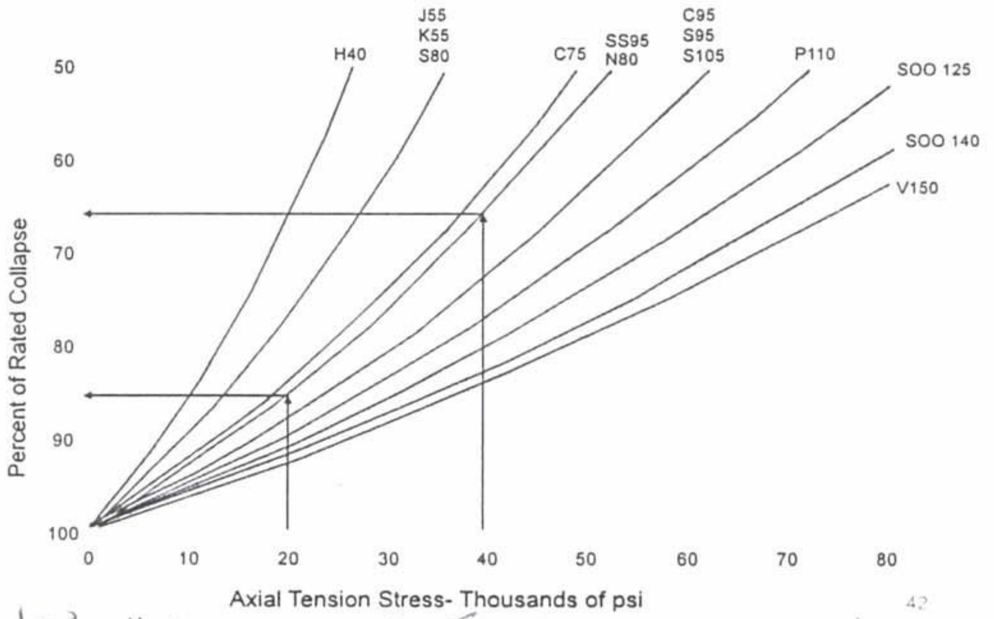
T_a=Axial tension stress at any depth with inside of casing empty, lb → بدترین حالت لوله وقتی خالی است
T_b=buoyed tension load, lb → Tension در حالتیکه لوله در سیال شناور است.
A= Pipe body cross sectional area
D_x= variable depth, ft → نقاط تعویض لوله chang over point → به دلایل اقتصادی لوله ها را عوض می کنیم.
D= pipe outside diameter, in
d= pipe inside diameter, in
W_o= mud density outside pipe, ppg
K= Dimensionless factor for determining axial tension stress

$$K = 0.052\left[1 + \frac{0.3}{(\frac{D}{d})^2 - 1}\right]$$

- ضعیف ترین چاه مقاوم ترین لوله را از نظر مقاومت collapse و در سطح لوله با کمترین مقاومت collapse به کار می بریم.

change over point: نقطه ای که در آن grade لوله عوض می شود یا در grade ثابت وزن لوله عوض شود
(هرچه وزن بیشتر باشد، مقاومت آن بیشتر است - در grade ثابت.)
grade

Effect of tensile loading on casing collapse



- با توجه به جدول هرچه axial tension کمتر شود collapse resistance بیشتر است.
- وقتی لوله تحت tension قرار می گیرد، مقاومت collapse کمتر است.

- یک لوله با مقاومت 2670 psi (مقاومت collapse) با گل MW=120 pcf را تا چه عمقی می‌توان استفاده کرد؟ بدترین شرایط

$cL = P_e - P_i = P_e \rightarrow 2670 = \frac{120}{144} \times 3.281 \times D \rightarrow D_x = 976$ m

2670

اگر لوله تحت هیچ tension نباشد TCR=2670.

collapse Factor

$CSF = \frac{TCR}{cL} = \frac{2670}{2670} = 1$

100

- اگر لوله 2500 psi مقاومت داشته باشد چه اتفاقی می‌افتد؟

Example

$CSF = \frac{TCR}{cL} < 1 \Longrightarrow$ چون CSF کمتر از یک است، احتمال collapse شدن وجود دارد.

Compute the CCR (corrected collapse resistance) for a
13-3/8'' N-80, 72# Csg TCR=2670 psi, when the following tensile stresses are applied:20,000 psi, 40000 psi

با توجه به این فشار و grade از جدول صفحه قبل ضریب را می‌خوانیم

From fig. 85% → CCR=0.85×TCR=0.85×2670=2270 psi for 20000 lbs → D=830 → برای مثال بالا وقتیکه لوله تحت tension قرار می‌گیرد.

From fig. 65% → CCR=0.65×TCR=0.65×2670=1740 psi for 40000 lbs

casing $13\frac{3}{8} \Rightarrow$
- P110, 72#, BTC : TCR=2890 psi
- N80, 72#, BTC : TCR=2670 psi

جدول ص ۳۲۲

$cL = 2500 \times 3.281 \times \frac{80}{144} = 4557 \Longrightarrow CFS = \frac{2670}{4557} = 0.6$

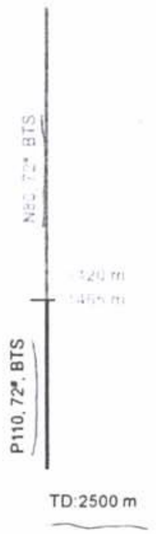
چون لوله‌ای از این مقاوم‌تر نداریم مجبوریم از همین لوله استفاده کنیم. باید تا یک عمق مشخص از همین لوله و برای اعماق پایین‌تر از یک لوله ضعیف‌تر استفاده می‌کنیم تا از لحاظ اقتصادی به صرفه‌تر باشد.

Example

MW=80 pcf#10.7 ppg
Calculate the CCR and change over point for 13 3/8" csg N80, 72#, BTS,

A) Ignore the axial tension effects
B) Account for axial tension effects
For both cases assume CSF=1

Buoyancy factor=1-Mw(ppg)/489.5=0.84



Solution:

A) CCR=TCR= 2670 psi

$$D(m) = \frac{CR \times 144}{Mw(pcf) \times 3.281 \times CSF}$$

D=(2670x144)/(80x3.281)=1465 m

B) Ta=Axial tension stress at any depth with inside of casing empty, lb
Tb=buoyed tension load, lb= (2500-1465)*72*3.281*0.84=205380 lbs
A= Pipe body cross sectional area=24.386 sqin
Dx= variable depth =(1465m#4806 ft)
D= pipe outside diameter, in (13.375 in)
D= pipe inside diameter, in (12.6)
Wo= mud density outside pipe, ppg= 10.7
K= Dimensionless factor for determining axial tension stress=0.177

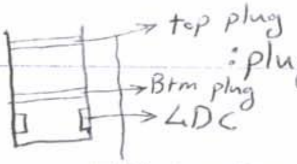
$$T_a = \frac{T_b}{A} - W_o D_x K = \frac{205380}{15.513} - (10.7)(4806)(0.177) = 4137\ psi$$

From fig. 97% → CCR=0.97×TCR=0.97×2670=2590 psi for→d=1420 m

Tension (T_a) را در نقطه D_x حساب می‌کنیم اگر منفی یا صفر شود لوله تحت compression است یا اصلا نقطه Neutral است و نیازی به تصحیح نداریم.

Dog-leg severity (لنگ دست): $\frac{10^\circ}{100'}$ ← تغییر درجه در واحد ft ← هرچه بیشتر باشد، نیروی خمشی وارد بر لوله بیشتر است.

Plug Bumping: برای اطمینان از پایان سیمان کاری، باید فشار را بر روی top plug افزایش می دهیم، افزایش فشار در سطح نشان دهنده رسیدن top plug به Btm plug است.



101

Casing design considerations

1) Collapse Loading scenario (always worst cases): the casing is fully evacuated due to lost circulation, the pore pressure is acting on the outside

- Maximum collapse load occurs at the bottom of the string

Collapse load: $P_c = P_e - P_i$

2) Burst Loading scenario: the maximum burst load is experienced if the well is closed in after a gas kick has been experienced. The pressure inside casing is due to formation pore pressure at the bottom of the well and a column of gas which extends from the bottom of the well to surface.

Burst load: $P_b = P_i - P_e$

External loads:

1) The pore pressure
2) Maximum Mw
3) The pressure due to column of cement slurry

Internal loads:

1) Pressure due to influx
2) Full evacuation
3) Production tubing leak
4) Fracture pressure of open formations

3) Axial Loading: Dry Weight of casing, Buoyed weight, DLS, Plug Bumping, Temperature changes, Overpull etc.

4) Compression: this type of loading could occur when an inner string transfers its weight to an outer string in which it is landed off or cemented

© A Hashemi 2008

Sources of data for casing design

Data	Source
1. Formation pressure, psi	Offset wells well logs, log analyst
2. Casing setting depths, ft	Offset wells, kick tolerance calculations
3. Fracture gradient (psi/ft) or fracture pressure (ppg or psi) at casing seat	Offset wells, well logs, calculation of fracture gradient
4. Mud density, ppg	As above
5. Mean sea water level, ft	
6. Available casing grades and weights	Stock status report
7. Strength properties (burst, collapse, yield)	API or manufacturer's catalogues
8. Geothermal temperatures	Offset wells

توسط زمین شناس مشخص می شود.

Collapse design

- Maximum collapse load occurs at the bottom of the string.

-This dictate that casing is designed from the bottom to the top.

-Collapse loads are applied to the casing string from the drilling fluid or formation fluid on the outside of the casing

- The collapse design factor is the ratio of the rated collapse pressure divided by the external hydrostatic pressure at the setting depth.

Min cd =1

collapse surface factor = $CSF = \frac{CR}{CL}$

47

P_i درسطح = wellhead فشار = فشار درته چاه - hydrostatic head که جریان پیدا کرده است.

Burst design

- بدترین شرایط هنگامی است که لوله خالی باشد و گاز خود را به سطح برساند.

- بدترین شرایط در سطح (چون P_e درسطح صفر است.) است.

- Burst load in casing desin result from the internal presure encountered.

- The most sever condition in burst occurs during a blowout when the casing string is completely empty and the well is closed in with only dry gas in the hole. تغییر حجم‌ها کمی نسبت به سیال

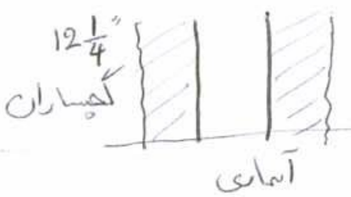
گاز . . . دارد وقتی که به سطح می‌رسد ← فشار آن تغییر محسوسی نمی‌کند (در هنگام Kick)

- The maximum burst design load at the top of the string is determined by the pressure at setting depth less the pressure of a column of gas to the surface.

min Burst safty factor = $1.125 = \frac{BR}{BL}$

- در ته چاه معمولاً منفی است. چون معمولاً پشت لوله ته چاه یا سیمان شده است یا به اندازه‌ی وزن گل پشت آن برابر فشار

48



MW = 120 pcf

فشار داخل لوله کمتر از فشار بیرون لوله است.

چون فشار آسماری کمتر از فشار گچساران است.

- بدترین شرایط مربوط به سرچاه است، چون لوله بالایی تحت وزن لوله های پایینی قرار بگیرند

Tension design

- Tension design is based on the load imposed from the weight of pipe hanging from below with each section of the string having to support the entire weight of the casing below.
- Tension loads are maximum at the surface and zero at bottom.

$$\text{Tension surface factor} = TSF = \frac{TR}{TL}$$

$$\text{Min } TSF \geq 1.8$$

Special casing designs

- Hydrogen sulfide
- Earth tectonics
- Massive salt sections
- Abnormal pressures
- Lost circulation
- corrosion

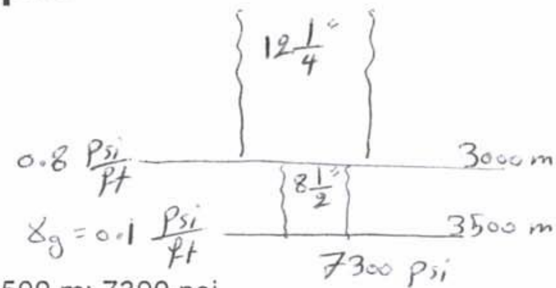
PETROMAN

- مشکل این طراحی این است که ۶ نوع مختلف لوله را بکار بردیم. در واقع نباید لوله های کمتر از ۳۰۰m را سرچاه بفرستیم.

۱۰۴

© A Hashemi, 2008

Casing design example



- 12 ¼" Hole
- MW=135 pcf
- 9 5/8" @3000 m
- Next Section 3000-3500 mdd ← حفره بعدی
- 8 ½" Hole
- Maximum bottom hole pressure @ 3500 m: 7300 psi
- Formation fracture gradient= 0.8 psi/ft
- Gas gradient: 0.1 psi/ft
- Design factor
  - Collapse: 1 → CL = CR
  - Burst: 1.1
  - Tension 1.8

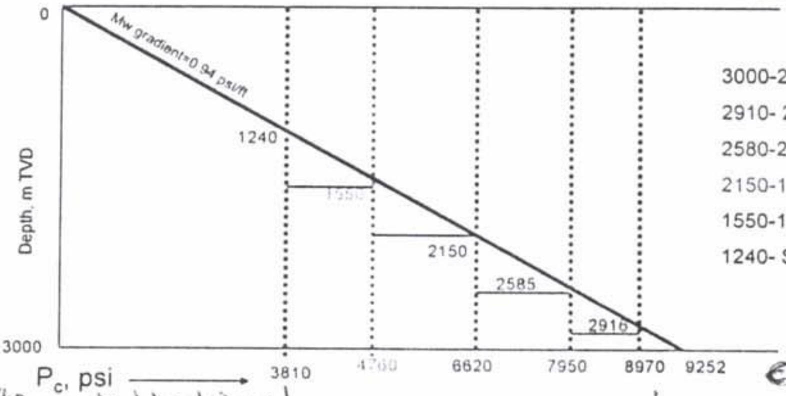
- اگر گفته باشیم SCR=2 یا مقاومت لوله ها را نصف میکنیم یا شیب خط را عوض می کنیم (وزن گل را دو برابر کنیم).
مثلاً اگر عمق 1240 برای casing اول بدست آمده برای این حالت آن را نصف می کنیم یعنی 620.
- در عمق 1240 بر آخرین نوع casing CL=CR.

51

© A Hashemi, 2008

Collapse design

In Stock Csg	Collapse (psi)	Burst (psi)	Tension (1000lb)
9 5/8", V150, 58.4#/ft, BTS (id= ?	11570	16230	2532
9 5/8", V150, 53.5#/ft, BTS (id=8.536 in)	8970	14860	2323
9 5/8", P110, 53.5#/ft, BTS (id=8.536 in)	7950	10900	1710
9 5/8", N80, 53.5#/ft, BTS (id=8.536 in)	6620	7930	1244
9 5/8", N80, 47#/ft, BTS (id=8.681 in)	4760	6870	1086
9 5/8", N80, 43.5#/ft, BTS (id=8.755 in)	3810	6240	1005



3000-2910: V150, 58.4 #/ft
2910- 2580: V150, 53.5 #/ft
2580-2150: P110, 53.5 #/ft
2150-1550: N80, 53.5 #/ft
1550-1240: N80, 47 #/ft
1240- Sur: N80, 43.5 #/ft

لوله خالی

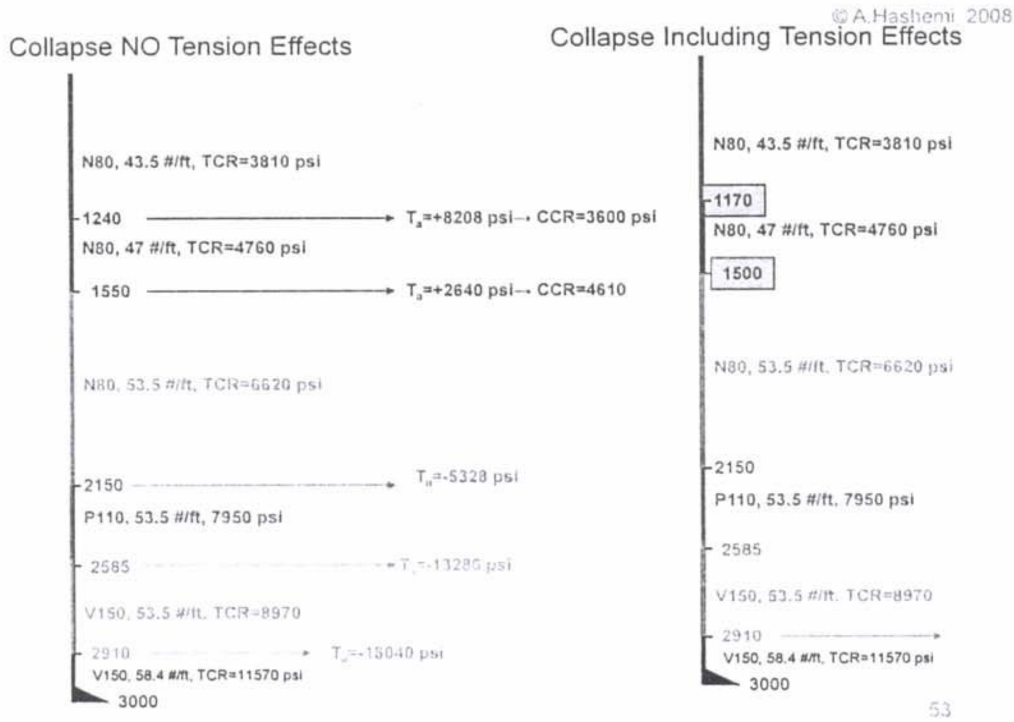
$C_L = P_e - P_i = P_e$ → وزن گل

← یعنی این لوله تا عمق 1240 جواب می دهد.

مقاومت لوله چون ثابت است به صورت یک خط راست در می آید.

52

- برای وارد کردن اثر tension بدترین حالت را در نقاط تعویض در نظر می گیریم.



BL: یعنی اگر چاه جریان پیدا کند و درچاه را ببندیم، اختلاف فشار Pe و Pi چه مقدار می شود.

Burst design

Burst load @ surface:

P_i= 7300-3500*3.281*.1= 6151 psi

Fracture formation pressure below 9 5/8" shoe: 3000*0.8=7874 psi

Bottomhole pressure in case of gas kick = 6151 + (3000*3.281*0.1)= 7135 psi< 7874

P_e @ 9 5/8" shoe= (135/144*3.281*3000)= 9228 psi

P_i @ 9 5/8" shoe= 7135 psi

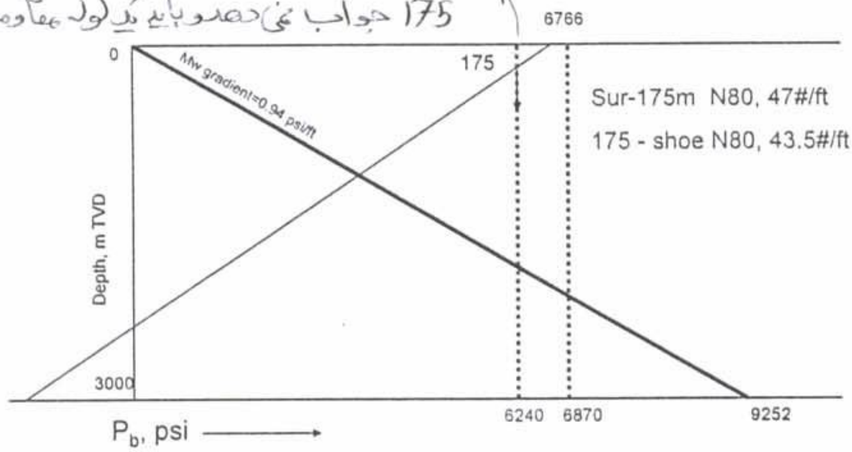
BL= 7135-9228=- 2100 psi

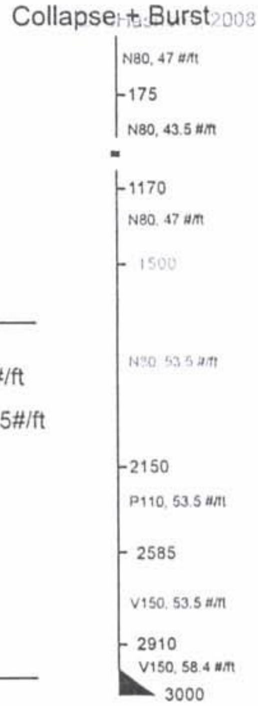
یعنی سازند نمی شکند و محاسبات را براساس 7135 psi انجام می دهیم ولی اگر سازند می شکست محاسبات را براساس Fracture gradient انجام می دهیم.

Burst design

Burst design: 6151*1.1=6766 psi

یعنی لوله با مقاومت Burst 6240 در اعماق بالای
175 جواب نمی‌دهد و باید یک لوله مقاومت‌تر انتخاب کنیم.





55

هرجا safty factor کمتر از مقدار مورد نیاز شد باید یک لوله قوی‌تر بگذاریم.

Tension design

شروع می‌کنیم.

56