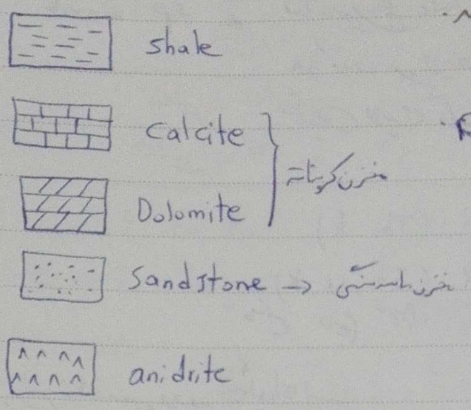
اسعدیان ← 817

Subject: TA: Well Log

Date

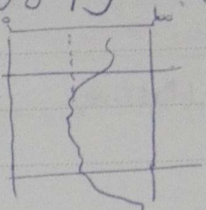
{ Passive : خودزا منفعلا سیستم دارند
{ active : فرستنده گیرنده داریم

نمادها ⇓



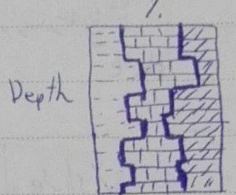
نمودارهای مقاومت معمولاً در scale لگاریتمی نشان می‌دهند.

اولین کار zone بندی است یعنی بخش‌های هم شکل را جدا کنیم.



معمولاً نزدیکی لاگ گیری سعی از رسیدن به cap rock اجتناب می‌شود

lithology, Saturation & Porosity V.S Depth ⇐ هدف



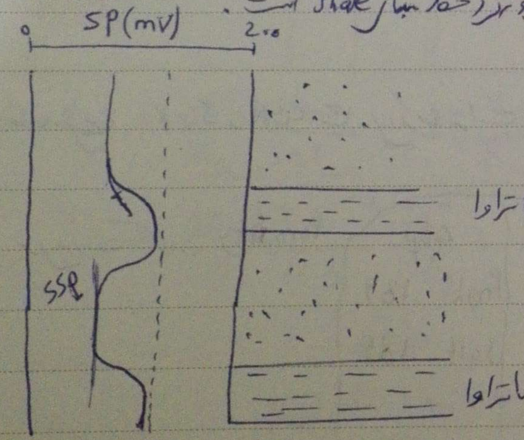
⇐ lithology

در اینجا هدف‌ها کشیدن lithology ها است

SP Log: (Passive)

لاگ Passive است یعنی نیازی به فرستنده ندارد فقط گیرنده است.

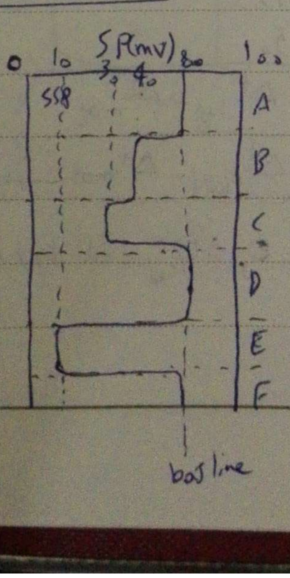
مبنای اولیه آن shale است. هر بار از سری داده‌های سو بکرد خط مبنای shale است.



گل معمولاً از سازند شوری کمتری دارد و در نتیجه از خط مبنای shale (سازند غیر تراوا) به سمت چپ منحرف می‌شوند.

sp نوعی پتانسیل است.

هر چه به SSP نزدیکتر باشد نشان بهتری برای Perforate کردن است.



$$\% \text{shale} = \frac{\text{انحراف از SSP}}{SSP - \text{Shale Base line}}$$

	A	B	C	D	E	F
%Shale	100	$\frac{3}{7}\times100$	$\frac{2}{7}\times100$	100	0	100

$$V_{shale} = \frac{SSP - \text{مقدار خوانده شده از SP}}{SSP - \text{مقدار خط مبنای شیل}}$$

همان بالایی است!

Subject: TA: Well Log
Date

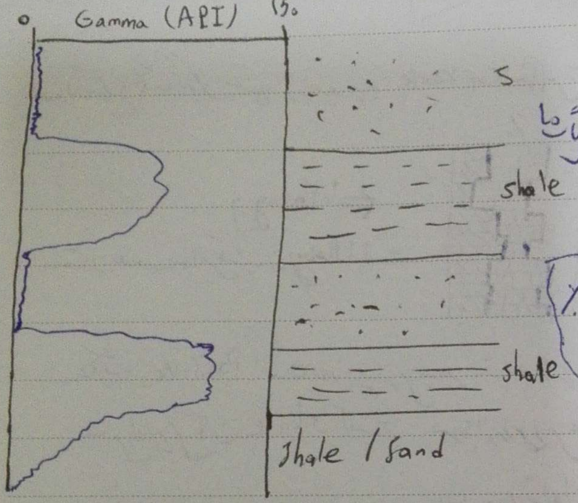
Ali Kerim(i) — علی کریمی — Eng. D.Y. — علی قلاوند

کاربردها SP ← اندازه‌گیری حجم shale
جدا کردن مرز لایه‌ها
تشخیص لایه‌ی تراوا و ناتراوا

Gamma Ray Log: (Passive)

$$\begin{cases} CGR\ (Th,\ k) \\ SGR\ (Th,\ U,\ k) \end{cases}$$

پتاسیم اورانیوم توریوم



بیشتر برای تشخیص وجود shale است.
اول باید مرزها را شناسایی کنیم که برای آن بهتر است از بقیه‌ی نمودارها استفاده کنیم.

$$\%shale = \left| \frac{\gamma_{min} - \gamma_{log}}{\gamma_{min} - \gamma_{max}} \right|$$

فاصله‌ی بین CGR ، SGR نشان‌گر کربنات است و اگر روی هم بیفتند نشان‌گر Sand است.

Sonic Log: (Active)

برای به دست آوردن Porosity

Δt_{mat}		Δt_f	
S.S	55.5	Fresh	189
Lms	47.6	Salt	185
Dol	43.5		
Anhy	50		

حفظ کنید ↙

Δt (μs/ft)	
200	water (0k ppm) آب خالص
✓ 189	water (100 kppm)
232	oil
919	Gas (air)
600	Gas (HC)
✓ 55.5	Sand
✓ 43.5	dolomite
✓ 47.5	limestone (Calcite)
54	Casing

~~52.6~~ ~~43.5~~ ~~47.6~~

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_{fluid} - \Delta t_{mat}}$$

→ matrix

$$\Delta t_{log} = \phi_s \Delta t_{fluid} + (1 - \phi_s) \Delta t_{mat}$$

Subject:
Date

if $\Delta t > 100$ $\xrightarrow{\text{تصحیح می‌خواهد}}$ $C_p = \frac{\Delta t_{sh} \, C}{100}$ $0.8 < C < 1.2$

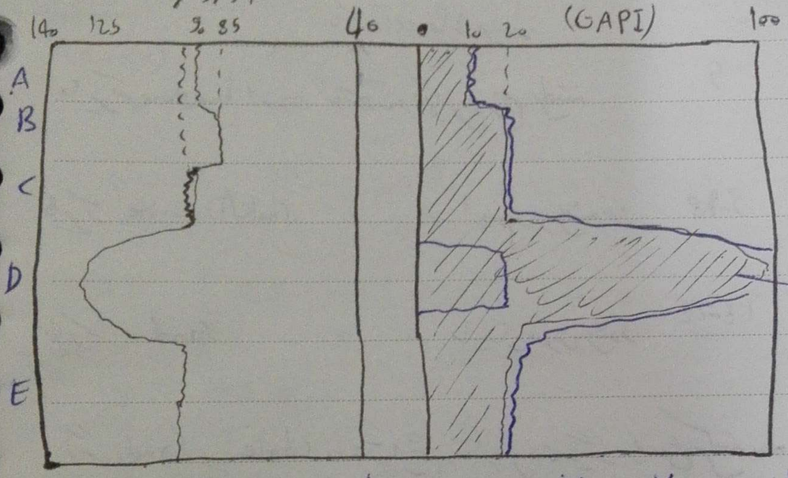
از رسم

$$\Rightarrow \boxed{\Phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_{fluid} - \Delta t_{max}} \times \frac{1}{C_p} - V_{sh} \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_{fluid} - \Delta t_{mat}}}$$

fluid را همیشه آب در نظر می‌گیریم ولی اگر نفت یا گاز بود از تصحیح ها برو استفاده می‌کنیم

$\Phi = \Phi_s \times 0.9$ for oil

$\Phi = \Phi_s \times 0.7$ for gas



اگر sand باشد CGR و SGR نزدیک هم می‌افتند و اگر کربناته باشد از هم فاصله دارند.

در کل وا هرجا Δt بیشتر از ۱۰۰ باشد C_p نیاز است.
در کل

Zone B: $\Phi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_{fluid} - \Delta t_{mat}} \frac{1}{C_p} - \left(\frac{\gamma_{log} - \gamma_{min}}{\gamma_{max} - \gamma_{min}}\right) \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_{fluid} - \Delta t_{max}}$

$\Phi = \frac{85 - 55.5}{189 - 55.5} \frac{100}{125} - \frac{20 - 10}{100 - 10} \frac{125 - 55.5}{189 - 55.5} = 0.18 - 0.6 = 0.12$

sand

$C = 1$ فرض می‌کنیم

from CGR

معتقد CGR را برای محاسبات استفاده می‌کنیم

از این رابطه برای Zone D نمی‌توان استفاده کرد چون دارای shale زیادی است و تخلخل اهمیت زیادی ندارد.

* از کجا بفهمیم منفذ fracture است؟ Notron log می‌گیریم و با این لاگ مقایسه می‌کنیم اگر Φ در حد 3 تا 4 درصد تفاوت داشت fracture داریم.

Subject:
Date

خودار چگالرات

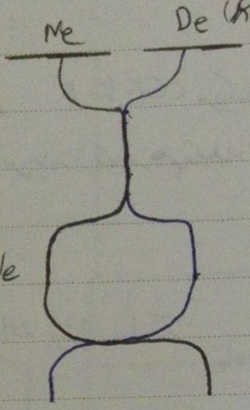
PEFZ log: (active)

RHO log: چگالی را نشان میدهد

TNPH log: نمودار نوترون است (0.45 – 0.15) volume/volume

برای اینکه دیواره چاه می ریزد از این لاگ برای تصحیح ... چندان اثر ندارد

HDRA log: (correction)



	PEF	
limstone	5	جایی که limestone است = نوترون و دنسیتی روی هم می افتند (با رنگ آبی نمایش میدهند)
Anhydrite /Dolomite /shale	3-4.8	جایی که shale/Dolomite ,, ,, از هم دور می شوند.
Sand	1.8-2.2	جایی که sand ,, ,, جایشان عوض می شود.

اگر sand و shale داشته باشیم رفتار مثل همدیگر را نشان می دهند و هر دو Ne و De خیلی نزدیک هم می شوند با limestone اشتباه نگیرید و برای تشخیص از نمودار PEF استفاده کنید.

نوترون هیدروژن را می یابند و هر جا که هیدروژن وجود داشته باشد (آب) آن را جذب می کند و پاسخ می دهد.

هر عددی از روی نوترون می خوانیم Porosity است.

$$\Phi = \frac{v}{V} \text{ (log)}$$

$$\Phi_N = \Phi_{lim}$$ → اگر لایه limestone باشد نوترون و تخلخل برابرند

$$0.06 + \Phi_N = \Phi_{sand}$$ اگر لایه sand باشد نوترون را با 0.06 جمع می کنیم تا تخلخل بدست آید

$$\Phi_N - 0.04 = \Phi_{Dol.}$$

P4PCO

Subject:
Year. Month. Date. ( )

$$\Phi = \frac{\rho_{matrix} - \rho_{log}}{\rho_{matrix} - \rho_f}$$

چگالی : (RHO) (1.95-2.95) g/cm^3

$\rho_f = 1.1$ g/cm^3

$\rho_{sand} = 2.65$

$\rho_{limestone} = 2.71$

$\rho_{dolomite} = 2.87$

$\rho_{anhyd} = 3$

PEF

(0-20)

$PEF_{sand} = 1.8 - 2.1$

$PEF_{dolomite} = 3.8$

$PEF_{li-stone} = 5$

$PEF_{Anhydrite} = 5$

shale مجموعه‌ای از کانی است و شناخت ویژگی‌های آن بسیار سخت است و غیرقابل پیش‌بینی است.

HDRA $(-0.1 - 0.9)$ g/cm^3

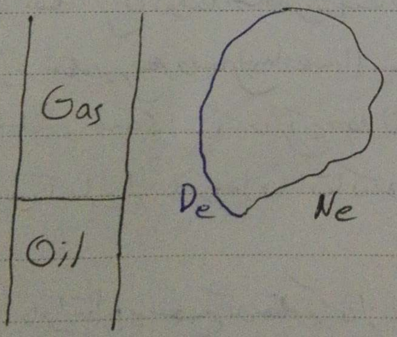
اگر از ۰.۰۵ بیشتر شد داده‌ها قابل اعتماد نیستند
اما اگر از ۰.۱ بیشتر شد کلا داده را ول کنید. } به دلیل washout

TNPH از روی لاگ نوترون — RHO از روی لاگ

if $\Phi_N > \Phi_D$ $\quad \Phi_t = \frac{\Phi_D + \Phi_N}{2}$

if $\Phi_N < \Phi_D$ $\quad \Phi_t = \sqrt{\frac{\Phi_D^2 + \Phi_N^2}{2}}$

→ دقیق‌ترین Φ است
ولی Sonic تحت تأثیر لوله افزایش می‌دهد.



هرجا تقاطع شود نشانه گاز است.

Φ_{sonic} همیشه کمتر از Φ_{Ne} و Φ_{De} است.

روش امتحان دادن: 1- زون بندی 2- جدول 3- انجام محاسبات

output			Input					
lith.	V_{sh}	Φ	γ	N_e	ρ	Δt	depth	#
							3700-3705	1
								2
								3
								⋮

ابتدا تمام مقادیر را از روی لاگ‌ها بخوانید
(برای صرفه‌جویی در وقت)

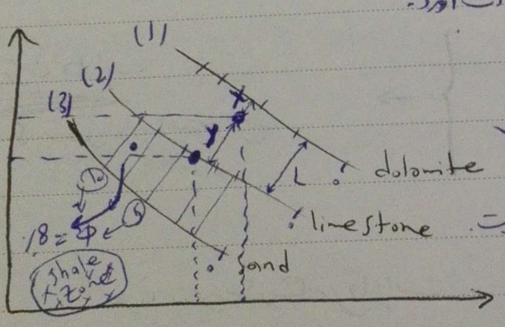
در این جدول مقادیر را برای یک zone بدست می‌آوریم
تا استاد ببیند که روش حل را بلدیم.

For Zone 1:
Calculations

با احتیاط برای sand یک زون، برای dolomite یک زون و برای limestone یک زون میگیریم.

Cross plot

روش دیگری برای محاسبه‌ی Φ و بدست آوردن lithology
به ازای هر zone یک نقطه روی این نمودار باید بدست آورد.



با استفاده از ρ و Ne یک نقطه بدست می‌آید، اگر این نقطه روی هر کدام از خطوط افتاد نشان‌دهنده‌ی pure آن نوع سنگ است و
اگر نقطه بین دو خط افتاد می‌توان گفت که ترکیبی از دو نوع سنگ است.
ولی اگر نقطه روی خط وسط (limestone) بیفتد شاید ترکیبی از
sand و dolomite باشد که روی آن خط افتاده است و برای
تشخیص آن باید از سایر log‌ها استفاده کرد.

$$V_{limestone} = \frac{X}{L}$$

$$V_{dolomite} = \frac{Y}{L}$$

⟹ در ابتدا باید بفهمیم آن نقطه ترکیبی از (1) و (2) است یا ترکیب (1) و (3) و سپس
درصد آن‌ها را بدست آوریم.

اگر نقطه‌ای روی limestone افتاد دو حالت وجود دارد: 1- limestone است 2- ترکیب dolomite, sand است
که برای تشخیص حالت آن از PEF استفاده می‌کنیم. حدود PEF = 5 — حدود PEF = 2.5

و از روی cross plot ← Φ_t را می‌توان بدست آورد که دقیق‌تر است.

Resistivity Log:

هرچی Salinity سیال بیشتر باشد مقاومت آن کمتر است.
در وجود هیدروکربن مقاومت افزایش می‌یابد.

High deep resis. : - Hydrocarbons
- Tight streaks (low porosity)

Low deep resis. : - shale
- wet sand

Seperation between resistivities means : - The formation fluid is different from the drilling fluid
- The formation is permeable to the drilling fluid

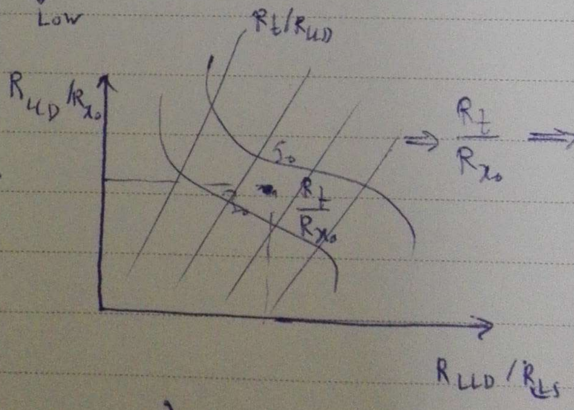
اگر مقاومت Low deep بیشتر از high deep باشد نشان دهنده آب است = aquifer

Tornado chart: R_{LLD} / R_{LS} V.S. R_{LLD} / R_{xo}
(R_{LLD} → deep, R_{LS} → Low)

if we don't have R_w
$R_w = 0.04$ for salt water (معمولا)

$$R_t = \frac{F R_w}{S_w^2} \rightarrow S_w \checkmark$$

~~هدف به دست آوردن S_w است.~~



$\Rightarrow \frac{R_t}{R_{xo}} \Rightarrow R_t \checkmark$

For carbonate : $F = \frac{1}{\phi^2}$

For consolidated sandstone : $F = \frac{0.8}{\phi^2}$

For unconsolidated sandstone : $F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$

اگر $S_w > 1$ شد آن را $S_w = 1$ در نظر بگیرید.