@PetroBooks

Subject

Date. Month. Year.

بنام خدای مهربانی ها

"نکات مهم و خلاصه"

Naturally Fractured Reservoirs

(NFR)

میلاد مقصودی البرزی

کارشناسی ارشد مخازن هیدروکربوری

ترم (۲) بهار ۹۳

تدریس خصوصی دروس ارشد
ویژه دانشجویان علوم و تحقیقات
مهندس مقصودی
۰۹۱۸۸۴۸۷۱۱۲

OilmanGroup.ir

@PetroBooks

Subject 1

Date. Month. Year.

Naturally Fractured Reservoir

مقدمه:

مخازن شکافدار از مهمترین منابع نفت و گاز بشماری آیند. پیش بینی می شود بیش از نیمی از ذخایر قابل استحصال نفت جهان در مخازن شکافدار قرار داشته باشند. حدود ۹۰٪ از مخازن ایران از نوع شکافدار می باشند. سازند آسماری (که حدود ۸۳٪ آن از نوع آهک دولومیت است) از مهمترین مخازن شکافدار دنیا به شمار می رود.

هرگونه ناپیوستگی در ساختمان سنگ که در نتیجه‌ی تنش به وجود آمده باشد یک شکاف نامیده می شود و سنگ هایی با خاصیت شکنندگی بیشتر در معرض ایجاد شکاف قرار دارند. سنگ های آهکی، دولومیتی، چرت و سنگ های آذرین برخی از شیل ها دارای خاصیت شکنندگی اند.

تمامی سنگ های موجود در پوسته‌ی زمین تا حدی شکافدار هستند که البته شدت و گستردگی آن بسیار متفاوت است. در این میان استثناهایی هم وجود دارد که از جمله آن می توان به سنگ هایی

SANA

@PetroBooks

Subject 2

Date. Month. Year.

با خاصیت چگش خوری بالا همانند سنگ های نمکی و برخی از شیل ها اثر و نمود

منتاستاتیک ها می توانند ناشی از ۲ مورد زیر باشد:

۱- ناشی از وزن بوسیدگی زمین باشد ← لیتوستاتیک

۲- ناشی از اثراتی مثل حضور سیالات پرفشار، نیروهای تکتونیکی و Thermal loading باشد

مخازن شکافدار طبیعی: (NFR)

به مخازنی گفته می شود که تراوایی شکاف قابلیت تولید مخزن را به میزان قابل توجهی افزایش داده است.

مخازن شکافدار مصنوعی یا هیدرولیکی:

در برخی از چاه ها برای افزایش بهره دهی با تزریق سیالات پرفشار شکاف هایی را به طور مصنوعی در اطراف چاه به وجود می آورند که باعث افزایش تراوایی ناحیه اطراف چاه می شود. این چنین مخازنی مخازن

@PetroBooks

Subject 3

Date. Month. Year.

شکاف دار طبیعی قلمداد نمی شوند

چاه دارای شکاف هیدرولیکی (مصنوعی)

مخزن شکاف دار مصنوعی

مخزن شکاف دار طبیعی

اصلی ترین عامل محدود کننده شکاف انیزوتروپی محسوب می شود و سپس

دیگری همچون کلسیت و پیریت نیز در آن نقش دارند

تقسیم بندی مخازن شکاف دار:

۱- بعضی مخازن شکاف دار را بر مبنای نسبت تراوایی شکاف به ماتریکس دکنند

$\left(\frac{KF}{Km}\right)$ به سه دسته تقسیم نمود:

$\frac{KF}{Km} > 10^7$ well Fractured ①

$10^4 < \frac{KF}{Km} < 10^7$ intermediate Fractured ②

$\frac{KF}{Km} < 10^4$ Low Fractured ③

SANA

@PetroBooks

Subject 4

Date. Month. Year.

۲ـ نلسون در سال ۱۹۸۵ تقسیم بندی دیگری بر مبنای میزان تأثیر شکاف بر تولید ارائه کرد.

مهم

رفتار مخازن شکاف دار با مخازن متعارف متفاوت بوده و دارای تفاوت های بسیاری می باشد که از جمله این تفاوت ها می توان به:

۱ـ یکنواخت بودن سطح تماس آب، نفت و گاز در تمام طول مخزن

۲ـ کوچک بودن گرادیان فشار افتی

۳ـ B.T سریع تر سیالات تزریقی

۴ـ در تولیدی چاه های حفره باز بسیار بیشتر از چاه های حفره بسته است.

۵ـ مشاهده هرز روی غیر منتظره کل حین عملیات حفاری و تعمیرات در سرعت حفاری

۶ـ افت فشار سریع مخزن در تخلیه شکاف ها

SANA

@PetroBooks

Subject 5

Date. Month. Year.

ویژگی های شکاف و سیستم شکاف :

۱- بازشدگی شکاف (Aperture_with_opening) d

۲- سایز شکاف (size)

۳- جهت گیری شکاف ها (side)

۴- Fracture spacing

۵- دانسیته ی شکاف
- دانسیته ی خطی (۱ بعدی) LFD
- دانسیته ی جهتی VFD
- دانسیته ی سطحی AFD

بازشدگی شکاف (Aperture_with_opening) d ← در ترادایی شکاف نقش مهمی دارد. KF

فاصله ی عمود بین دو دیواره ی مقابل یک شکاف را گویند. (در ترادایی شکاف نقش مهمی دارد) و مقادیر معمول آن در محدوده ی ۱۰ تا ۲۰۰ میکرون است.

سایز شکاف : با توجه به طول شکاف و ضخامت لایه ارزیابی

@PetroBooks

می شود. براین اساس شکاف های بزرگی که در طول چند لایه پیشروی کرده اند را شکاف های مرتبه‌ی اول (اصلی) و شکاف های کوچکی که بصورت شاخه‌های فرعی از شکاف های اصلی منشعب شده اند را شکاف های مرتبه دوم (خفیف) می نامند.

۳ - جهت گیری شکاف ← (Orientation)

۴ - Fracture Spacing :

فاصله‌ی عمودی بین دو شکاف مجاور در یک دست شکاف را گویند.

۵ - دانسیته‌ی شکاف : (این ویژگی درجه‌ی شکاف دار شدن سنگ را نشان می دهد) سه نوع داریم :

۱ - دانسیته‌ی خطی شکاف (۱ بعدی)

برابر است با تعداد شکاف هایی که خط راست عمود بر جهت جریان را قطع می کند

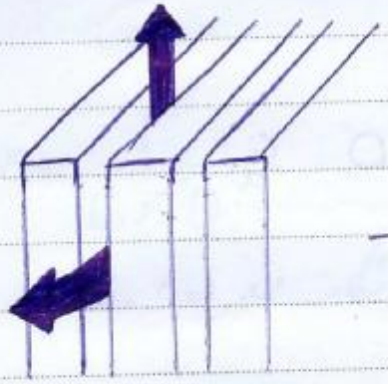
$$L.F.D = \frac{n}{L}$$

@PetroBooks

Subject 7

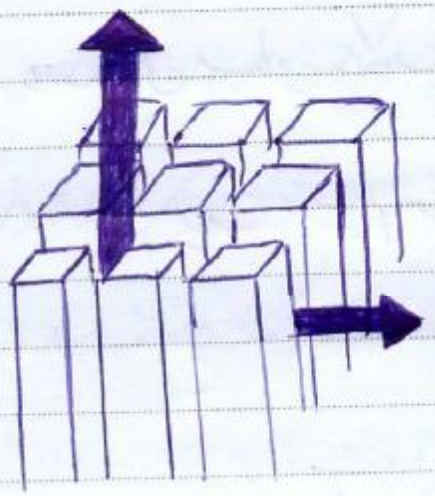
Date. Month. Year.

✓ بلوک های ماتریس طول a



$\rightarrow L.F.D = \frac{n}{L} = \frac{1}{a}$

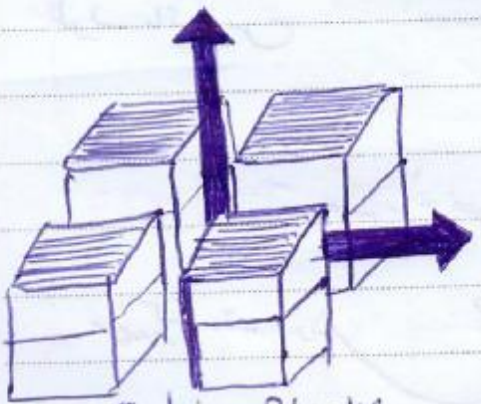
Slab Block



$\uparrow \rightarrow L.F.D = \frac{2}{a}$

$\rightarrow L.F.D = \frac{1}{a}$

Matches Blocks



$\rightarrow L.F.D = \frac{2}{a}$

$\uparrow \rightarrow L.F.D = \frac{1}{a}$

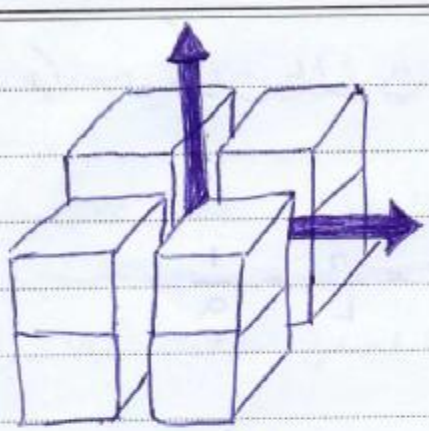
Cubic Blocks

مهندسی نفت
www.PeteDep.com

SANA

@PetroBooks

Subject 8
Date. Month. Year.



LFD = ۲/a

cubic blocks

۲- دانسیته‌ی سطحی شکاف: برابر است با مجموع طول های شکاف های در جهت جریان تقسیم بر سطح مقطع جریان

$$A.F.D = \frac{\sum L_i}{S}$$

۳- دانسیته‌ی حجمی شکاف: میانگین سطح شکاف تقسیم بر حجم بلوک ماتریکس

$$V.F.D = \frac{S}{V}$$

تدریس خصوصی دروس ارشد
ویژه دانشجویان علوم و تحقیقات
مهندس مقصودی
۰۹۱۸۸۴۸۷۱۱۲

SANA

OilmanGroup.ir

@PetroBooks

Subject 9
Date. Month. Year.

1. Fracture Interval

$e = \frac{1}{L.F.D}$ ← متغیر دانسیتی خطی شکاف

نشان دهنده‌ی طول ماتریکس بین دو شکاف مجاور است.

↓

Fracture interval

نکته‌ی مهم:

در محاسبه‌ی دانسیتی خطی وسطی شکاف این است که نیمی از هر شکاف مشترک بین دو بلوک به هرکدام از بلوک ها تعلق می گیرد. به عنوان مثال اگر یک بلوک ماتریکس در جهتی ۴ شکاف مشترک داشته باشد بایستی ½ شکاف را برای آن بلوک در نظر گرفت.

$e = \frac{1}{L\,FD}$ ⇒ Fracture interval

فرمولات مهم:

$L.F.D = \frac{n}{L}$ ← تعداد شکاف هایی که خط رابط عمود بر جهت جریان را قطع می کنند

$A.F.D = \frac{\Sigma L_i}{S}$ = مجموع طول های شکاف در جهت جریان / سطح مقطع جریان

$V.F.D = \frac{S}{V}$ ← میانگین سطح شکاف / حجم بلوک ماتریکس

SANA

@PetroBooks

Subject 10
Date. Month. Year.

: (FINT) Fracture Intensity

(این مفهوم ارتباط بین شدت شکاف‌دار شدن سنگ و پالیتولوژی و ضخامت لایه) مشخص می‌کند.

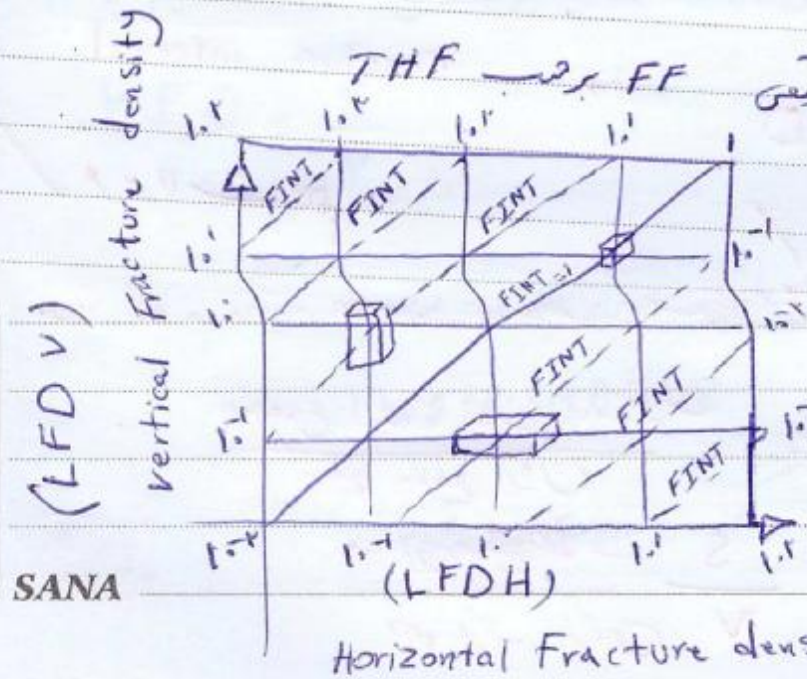
$$FINT = \frac{\text{دانسیتی عمودی شکاف}}{\text{دانسیتی افقی شکاف}} = \frac{FF}{THF}$$

$$FINT = \frac{\text{Fracture Frequency}}{\text{Thickness Frequency}}$$

FF: تقاطع یک صفحه افقی با شکاف‌های قائم

THF: تقاطع یک صفحه قائم با شکاف‌های افقی

با رسم نمودار لگاریتمی FF برحسب THF



SANA

@PetroBooks

Subject 11

Date. Month. Year.

نکات تعدادی:

- بلوک هایی که در جهت قائم کشیده شده اند — FINT > 1
- بلوک هایی که در جهت افقی کشیده شده اند — FINT < 1
- بلوک های مکعبی — FINT = 1

تدریس خصوصی دروس ارشد
ویژه دانشجویان علوم و تحقیقات
مهندس مقصودی
۰۹۱۸۸۴۸۷۱۱۲

OilmanGroup.ir

مهندسی نفت
www.PeteDep.com

SANA

@PetroBooks

Subject 12

Date. Month. Year.

خواص سنگ های شکافدار :

۱ـ تخلخل : تخلخل کل (Φ_t) سنگ های شکافدار برابر با مجموع تخلخل اولیه (Φ_1) و تخلخل ثانویه (Φ_2) می باشد.

$$\Phi_t = \Phi_1 + \Phi_2$$

تخلخل ثانویه غالباً در سنگ های شکننده brittle و فشرده با تخلخل اولیه نسبتاً کم از قبیل سنگ آهک، شیل و شیست رخ می دهد.

$$\Phi_1 = \frac{\text{حجم فضای خالی ماتریکس}}{\text{حجم کل}} = \frac{\text{matrix void volume}}{\text{total bulk volume}}$$

ماتریکس + شکاف

$$\Phi_2 = \frac{\text{حجم فضای خالی شکاف}}{\text{حجم کل}} = \frac{\text{Fracture void volume}}{\text{total bulk volume}}$$

تعریف دیگری نیز وجود دارد :

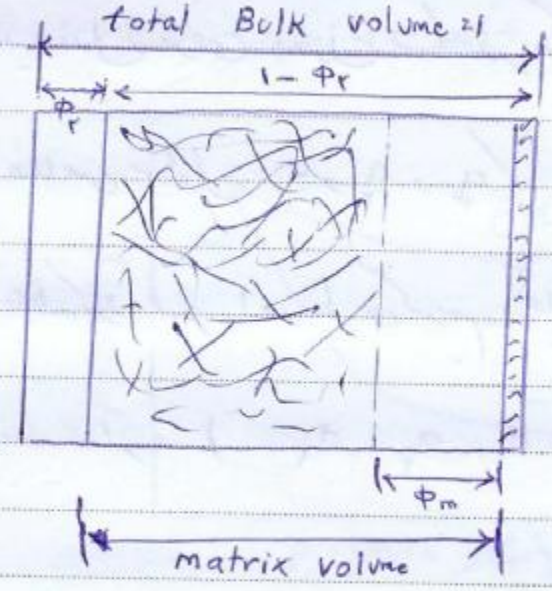
$$\Phi_m = \frac{\text{حجم فضای خالی ماتریکس}}{\text{حجم کل ماتریکس}} = \frac{\text{Volume voids of the matrix}}{\text{matrix bulk volume}}$$

$$\Phi_f = \frac{\text{حجم فضای خالی شکاف}}{\text{حجم کل شکاف و ماتریکس}} = \checkmark \frac{\text{Fracture void volume}}{\text{total bulk volume}}$$

SANA

@PetroBooks

Subject 13
Date. Month. Year.



مهم

$\phi_2 \simeq \phi_f$

مهندسی نفت
www.PeteDep.com

$\phi_1 = (1-\phi_2)\,\phi_m$

$\phi_{1,eff} = \underbrace{(1-\phi_2)\,\phi_m}_{\phi_1}\,(1-S_{wi})$ ← موثر

مهم

Fracture Spacing (مقادیر تخلخل شکاف که تابعی از بازشدگی و است غالباً بسیار کوچکتر از مقادیر تخلخل ماتریکس است)

$$\phi_f < \phi_m$$

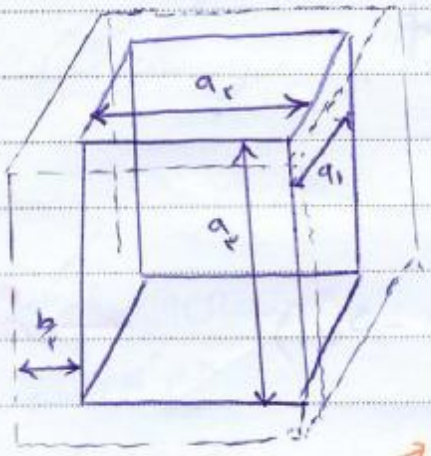
↓

همواره

@PetroBooks

Subject 14
Date. Month. Year.

در یک مدل فرضی مخزن شکافدار بلوک ماتریکس به شکل متوازی مستطیل با اضلاعی به طول a_1، a_2 و a_3 که شکاف هایی با بازشدگی b آن را احاطه کرده اند را در نظر می گیریم. تخلخل شکاف در این سیستم ϕ_f عبارتست از: ($b \ll a_1, a_2, a_3$)



بازشدگی b

Fracture void volume

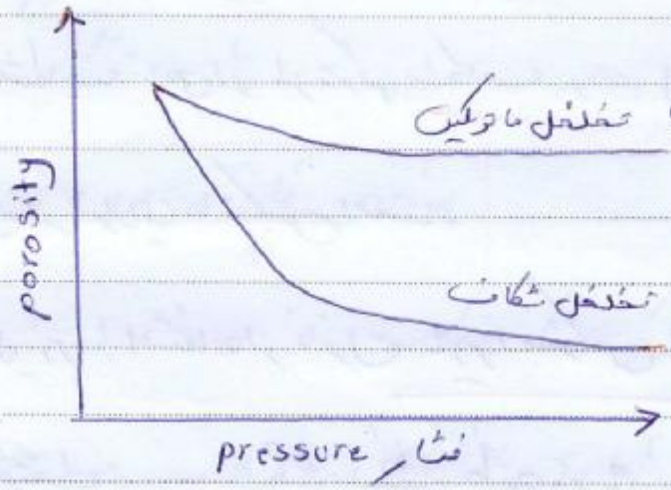
$$\phi_f = \frac{\text{حجم فضای خالی شکاف}}{\text{حجم کل}} = \frac{(a_1+b)(a_2+b)(a_3+b) - a_1 a_2 a_3}{(a_1+b)(a_2+b)(a_3+b)}$$

حجم ماتریکس + حجم شکاف

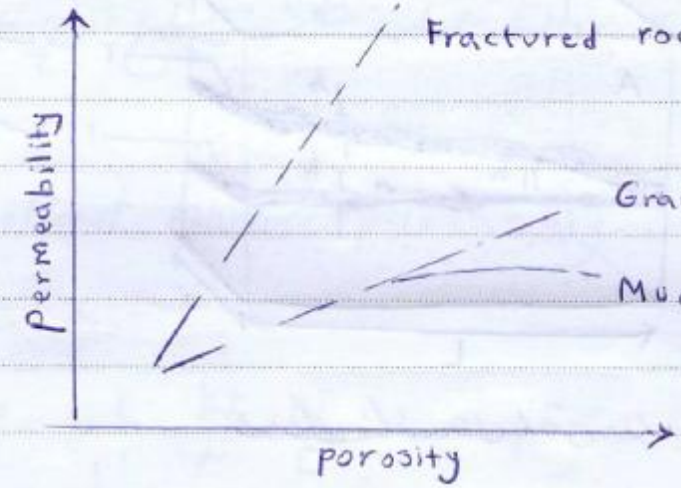
$$\cong b\left(\frac{1}{a_1} + \frac{1}{a_2} + \frac{1}{a_3}\right)$$

@PetroBooks

نحوه تغییرات تخلخل ماتریکس و شکاف در نمودار زیر نشان داده شده است.



نتیجه: تغییرات تخلخل شکاف با فشار بسیار شدیدتر از تغییرات تخلخل ماتریکس است.



نتیجه: نسبت تراوایی به تخلخل در سنگ های شکافدار نسبت به سازندهای معمولی بالاتر است.

@PetroBooks

Subject 16

Date. Month. Year.

width

Opening

Aperture

۴- تراوایی :

Fracture Spacing و شکاف تابعی از باز شدگی شکاف

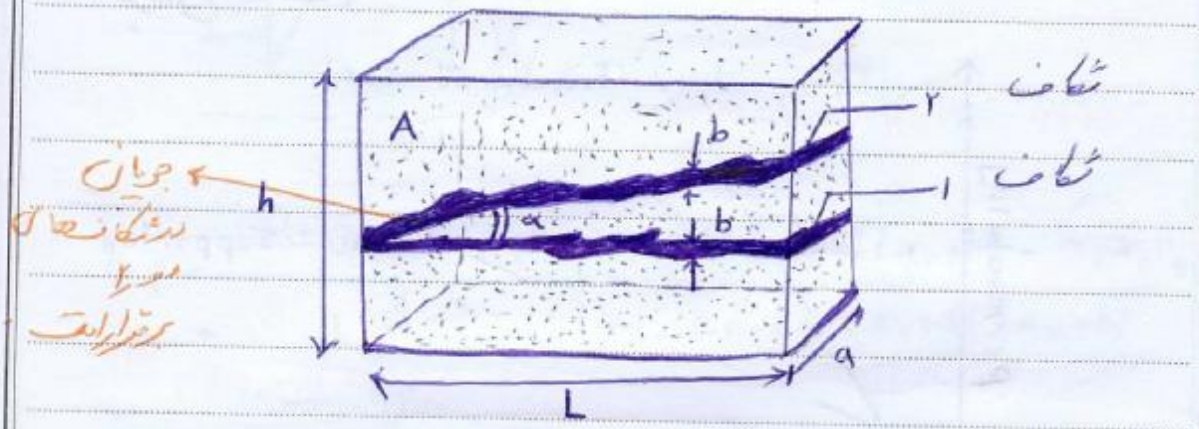
و مستقل از تراوایی ماتریکس است.

در شکل زیر با استفاده از قانون ناویر استوکس جریان در شکاف های ۱ و ۲

برابر است با :

شکاف ۱ $q = ab \frac{b^2}{12} \frac{\Delta P}{L}$

شکاف ۲ $q = ab \frac{(b\cos\alpha)^2}{12} \frac{\Delta P}{L}$



شماتیک شکاف های افقی و زاویه دار

با مقایسه روابط بالا با رابطه ی دارسی تراوایی ذاتی شکاف

به صورت (Intrinsic Fracture permeability , Kff)

تراوایی ذاتی شکاف

@PetroBooks

Subject 17
Date. Month. Year.

دبی رو تعریف می‌شود:

$$q = A \frac{K_{ff}}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \qquad A = ab$$

تراوایی ذاتی شکاف

$$\rightarrow \boxed{K_{ff} = \frac{b^2}{12} \cos^2\alpha}$$

سیستم شکاف و یک شبکه شکاف: تعمیم

سیستم شکاف $\rightarrow K_{ff} = \frac{\cos^2\alpha}{12} \Sigma_i b_i^2$

شبکه شکاف $\rightarrow \frac{1}{12}\left[\cos^2\alpha \Sigma b_{\alpha i}^2 + \cos^2\beta \Sigma_i b_{\beta i}^2 + \dots\right]$

برای به دست آوردن تراوایی معمولی شکاف، سطح مقطع کل سیستم ماتریکس - شکاف لحاظ شده

↓

conventional Fracture permeability

تراوایی معمولی

بنابراین داریم:

$$q = \frac{ab}{(2)} \frac{K_{ff}}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \qquad q = \frac{ah}{(1)} \frac{K_f}{\mu} \frac{\Delta P}{L}$$

A

$$\rightarrow K_f = K_{ff} \frac{ab}{ah} = K_{ff} \frac{b}{h}$$

از این به بعد تراوایی معمولی شکاف را به اختصار تراوایی شکاف می‌SANA

@PetroBooks

برای شکاف شماره ۱ تراوایی شکاف $\frac{b^3}{12}$ می باشد که نشان می دهد بازشدگی شکاف بیشترین تاثیر را روی تراوایی شکاف دارد.

تراوایی کل کیک سنگ شکاف دار:

$K_t = K_f + K_m$

K_m تراوایی ماتریکس

K_f " شکاف

در صورتی که یک شبکه شکاف در سنگ موجود باشد:

$$K = K_m + \frac{1}{12}\left[\frac{b_1^2}{D_1}\cos^2\alpha + \frac{b_2^2}{D_2}\cos^2\beta + \dots\right]$$

رابطه بین تراوایی و تخلخل شکاف:

برای یک سیستم مکعب مستطیل که بازشدگی شکاف در تمام جهات اطراف برابر b است:

$\phi_f = \frac{a \times b}{a \times h} = \frac{b}{h}$

$K_f = \frac{b^3}{12h}$

$\rightarrow K_f = \underbrace{\frac{b^2}{12}}_{K_{ff}} \phi_f$

$K_f = K_{ff} \cdot \phi_f$ ←

$K_f = K_{ff}\frac{b}{h}$

$K_{ff} = \frac{b^2}{12}\cos^2\alpha \rightarrow$ اگر $\cos\alpha = 1$

$\phi_f = \frac{b}{h}$

SANA

@PetroBooks

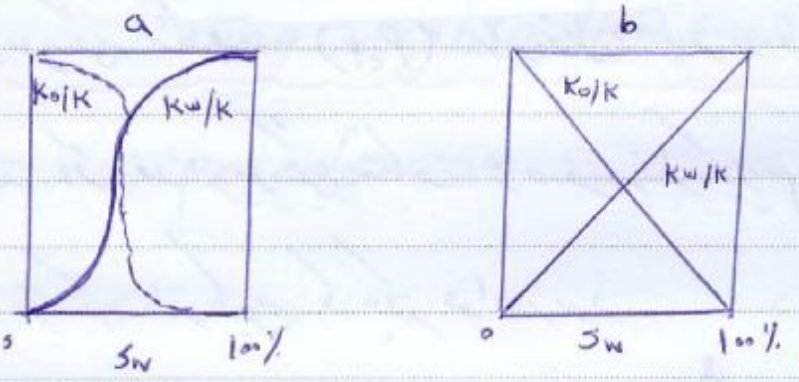
Subject 19 ← اگر دیواره شکاف بزرگ داشته باشد $b \neq cte$ ← نامنظم
Date. Month. Year.
بازبودگی شکاف

۳ـ تراوایی نسبی:

ارزیابی نمودارهای تراوایی نسبی در مخازن شکاف‌دار به علت خاصیت دو گانه سیستم پیچیده است

نمودارهای تراوایی نسبی مربوط به ماتریکس را می‌توان همانند نمودارهای تراوایی نسبی مخازن متخلخل بدست آورد.

نمودار تراوایی نسبی شکاف به علت تراوایی بسیار زیاد شکاف‌ها متفاوت خواهد بود.



شکاف‌ها در راستای محور تنش

شکاف‌ها در راستای محور تنش نیستند

منحنی تراوایی نسبی درون شکاف

SANA

@PetroBooks

Subject 20

Date. Month. Year.

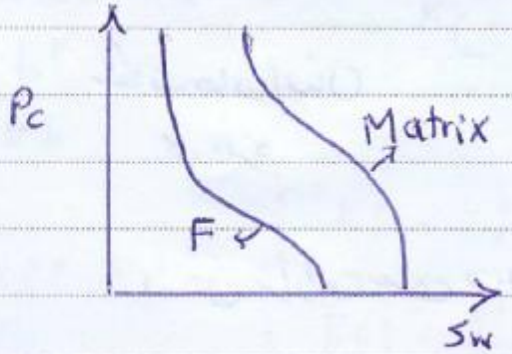
۶- فشار مویینگی و اشباع سیالات :

معمولاً می توان با چنین فرض کردن نیروهای مویینگی در مقایسه با نیروهای گرانشی، اشباع سیالات در شکاف را ۱۰۰٪ در نظر گرفت.

نمودار فشار مویینگی در تولید از مخازن شکافدار نقش مهمتری نسبت به مخازن معمولی دارد.

(درصورتی که بازشدگی شکاف از یک مقدار بحرانی بیشتر شود، فشار مویینگی شکاف (P_{cf}) را می توان صفر در نظر گرفت.)

البته اگر فشار مویینگی شکاف را صفر در نظر نگیریم مقدار آن از فشار مویینگی ماتریکس کوچکتر خواهد بود.



@PetroBooks

Subject 21
Date. Month. Year.

۵ - تراکم پذیری مخازن شکاف‌دار :

$$C_r = C_m + C_f \phi_f$$

در محاسبه‌ی تراکم پذیری مخازن شکاف‌دار، علاوه بر تحلیل اولیه ماتریکس

تحلیل ثانویه مربوط به شکاف نیز باید کنترل شود.

www.Petedep.com

@PetroBooks

Subject 22
Date. Month. Year.

مدلسازی جریان در مخازن شکافدار:

برای مدل کردن جریان در مخازن شکافدار دو روش کلی DFN و Continuum وجود دارد:

۱- روش DFN: با بیشتر تک تک شکاف ها را در مخزن وارد کنیم که بدیهی است کاربرد این روش در مقیاس میدان تقریباً غیرممکن است.

۲- روش Continuum: در این روش از معادله جریان برای ماتریکس و شکاف در نظر گرفته می شود.

این روش خود به سه دسته تقسیم می شود:

۱- مدل تخلخل یگانه (single porosity)

۲- مدل تخلخل دوگانه (Dual porosity)

۳- مدل تراوایی دوگانه (Dual permeability)

@PetroBooks

Subject 23
Date. Month. Year.

۱- مدل تخلخل یگانه (single porosity): در این مدل ϕ و K ماتریکس صخره در نظر گرفته می‌شود و تولید تنها از سیال موجود در شکاف‌ها خواهد بود. جریان هم صرفاً از طریق شکاف‌ها خواهد بود.

معادلات مربوط به یک مخزن معمولی برای این مدل قابل استفاده است اگر شبکه شکاف‌ها را معادل شبکه خلل و فرج در یک مخزن معمولی در نظر بگیریم.

این مدل در حالتی کاربرد دارد که عامل قابلیت ذخیره سازی سنگ ناشی از شبکه شکاف است.

۲- مدل تخلخل دوگانه (Dual porosity)

SANA

@PetroBooks

Subject 23
Date. Month. Year.

۱- مدل تخلخل یگانه (single porosity): در این مدل ϕ و K ماتریکس صفر در نظر گرفته می‌شود و تولید تنها از سیال موجود در شکاف‌ها و جریان هم صرفاً از طریق شکاف‌ها خواهد بود.

معادلات مربوط به یک مخزن متعارفی برای این مدل قابل استفاده است اگر شبکه شکاف‌ها را معادل شبکه خلل و فرج در یک مخزن متعارفی در نظر بگیریم.

این مدل در حالتی کاربرد دارد که تمامی قابلیت ذخیره سازی سنگ ناشی از شبکه شکاف است.

۲- مدل تخلخل دوگانه (Dual porosity)

@PetroBooks

Subject
Date. Month. Year. 26

۳- مدل تراوایی دوگانه: (Dual permeability)

در این مدل ماتریکس و شکاف هردو در جریان تقش دارند و حل معادلات ماتریکس و شکاف با استفاده از روش های عددی امکان پذیر است.

تذکر ← انتخاب هریک از مدل ها بستگی به نوع فرآیند جریان دارد.

به عنوان نمونه در فرآیند برزش ثقلی گاز-نفت با نرخ برزش عمودی نفت در ماتریکس عامل مؤثر در تولید نفت بوده و در این حالت مدل تراوایی دوگانه مدل مناسبی خواهد بود.

OilmanGroup.ir
مرکز دانلود رایگان جزوات مهندسی نفت

SANA

@PetroBooks

Subject 27
Date. Month. Year.

water conning

فرآیند مخروطی شدن در مخازن شکاف‌دار:

نیروهای مؤثر در این فرآیند، نیروهای گرانشی و ویسکوز هستند.

و یکی از پارامترهای مؤثر در این فرآیند ← $\frac{K_V}{K_H}$ تراوایی قائم / تراوایی افقی

در مخازن شکاف‌دار (به علت وجود شبکه شکاف) $\frac{K_V}{K_H} \simeq 1$

$\uparrow \frac{K_V}{K_H}$ → پدیده‌ی مخروطی شدن سریع‌تر می‌شود.

در مخازن شکاف‌دار $\frac{1}{2}$ مخروط شدگی رخ می‌دهد

۱) یکی در شبکه شکاف
۲) دیگری در ماتریکس

دو پارامتر h و ω بردی بحرانی و زمان رخداد این پدیده تأثیرگذارند

↓ نسبت قابلیت ذخیره‌سازی
↓ ضریب جریان بین تخلخلی

SANA

@PetroBooks

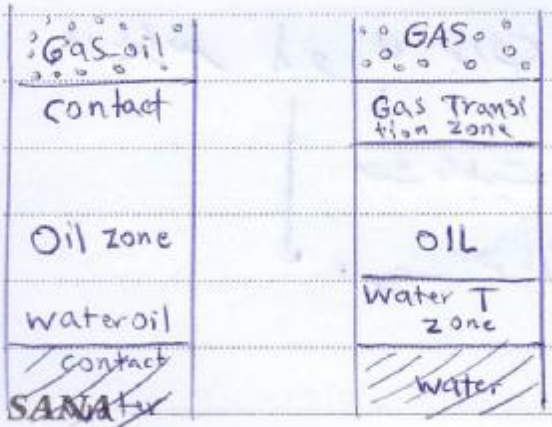
Subject 28
Date. Month. Year.

چندین نمونه از تفاوت های تولیدی مخازن شکافدار با مخازن معمولی:

۱ـ گاز آزاد شده از نفت (به جای تولید همراه نفت) از طریق شبکه شکاف حین تولید به سمت بالا حرکت کرده و لذا نسبت گاز به نفت (GOR) تولیدی مخازن شکافدار نسبت به مخازن معمولی کمتر است.

۲ـ میزان افت فشار به ازای تولید معین در مخازن شکافدار نسبت به مخازن معمولی کمتر است که دلیل آن وجود مکانیزم های تولیدی جبرانی در مخازن شکافدار است.

۳ـ به علت تراوایی بالای شکاف و به تعادل رسیدن سریع سیالات ناحیه گذار (Transition) سطح بین سیالات، در مخازن شکافدار دیده نمی شود.

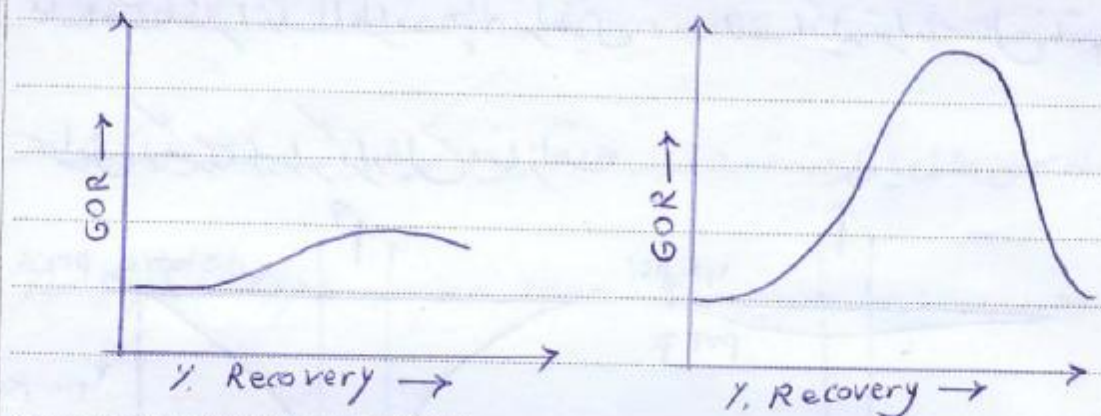


شکافدار — مخزن معمولی

ناحیه بندی سیالات مخزن براساس عمق

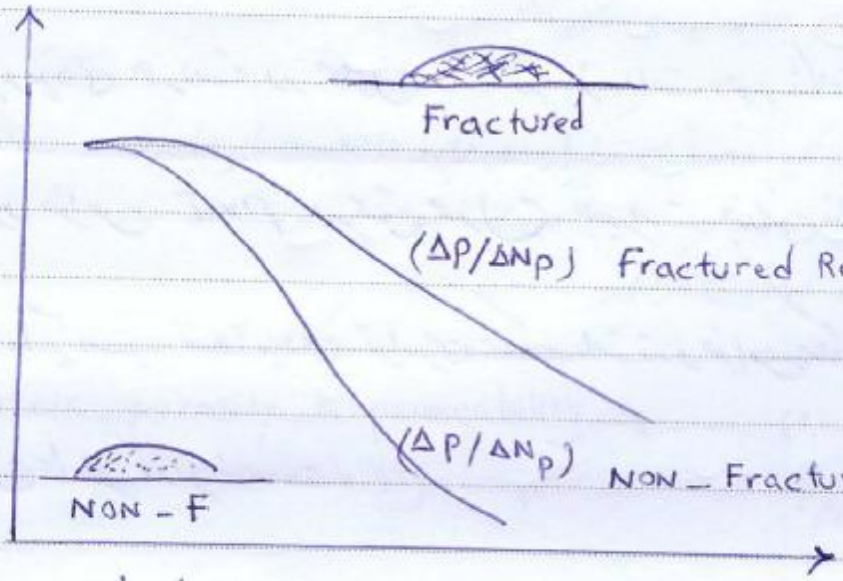
@PetroBooks

Subject 29
Date. Month. Year.



مخزن شکافدار مخزن معمولی

(بررسی تغییرات GOR برایان بازیافت از مخازن)



منحنی تغییرات فشار براثر تولید از مخازن هیدروکربوری

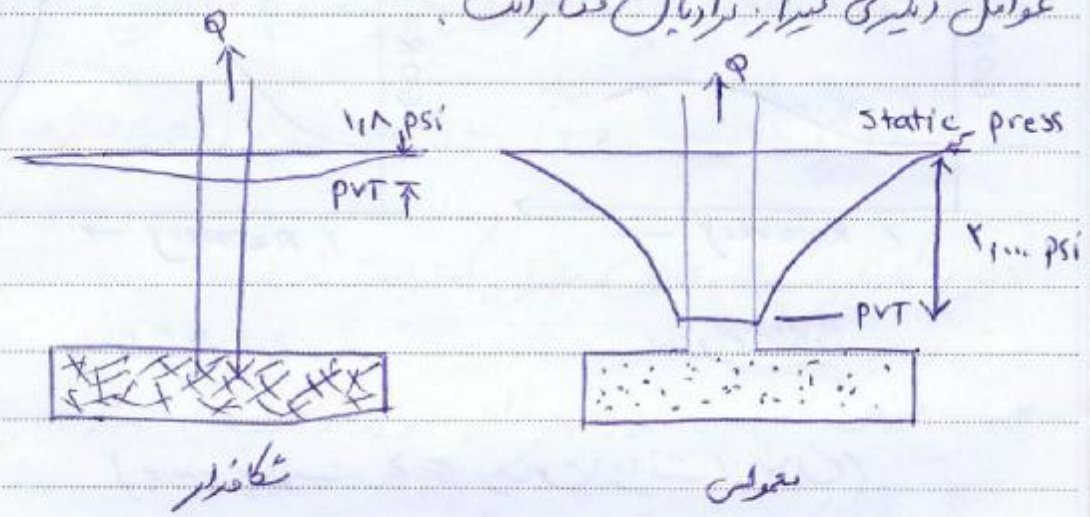
@PetroBooks

Subject 30

Date. Month. Y

OilmanGroup.ir

۴ـ افت فشار اندک اطراف چاه تولیدی، به علت اینکه تولید سیال از این عوامل دیگری غیر از گرادیان فشار است.



۵ـ پدیده‌ی همرفت در مخازن شکافدار (به علت وجود شکاف) باعث می‌شود خواص PVT در عمق مخزن تغییرات چندانی نداشته باشند.

۶ـ تولید آب تنها به دبی تولیدی بستگی داشته و خواص سنگ و سیال بر آن تاثیر گذار نیست.

۷ـ در مخازن شکافدار سیالات تزریقی تمایل دارند از طریق شکاف‌ها (که تراوایی بسیار بیشتری از ماتریکس دارند) حرکت کرده که در نتیجه سیالات تزریقی با سرعت به چاه تولیدی رسیده و ضریب بازیافت نفت کاهش می‌یابد.

SANA

@PetroBooks

Subject 31
Date. Month. Year.

Lessons Learned From 100 Fracture

درس های یاد گرفته شده از ۱۰۰ مخزن ترکدار ← بررسی آماری است

تحلیلی نیست. ← ۴ Type داریم، Type های ۱، ۲ و ۳ برای

رفتار متمایز از مخازن

هستند

با هم هستند.

در اینجا جایی مثال از مدیریت صحیح مخزن و جایی مثال از مدیریت

غلط مخزن عرض زده می شود.

اشتباه در یک مخزن ترکدار می تواند فاجعه به بار بیاورد.

۴ تیپ مخزن ترکدار:

- تیپ (۱) ← Type (I) ← Matrix porosity & permeability کم است
  Fracture permeability کم
- تیپ (۲) ← Type (II) ← Matrix porosity & permeability کم LOW
  - ← رفتار متمایز از مخازن دارند.
  - ← سنگ شکننده است ← brittle مثل آذرین SANA

@PetroBooks

Subject

Date. Month. Year.

تیپ (۳) ← High Matrix porosity
Low Matrix permeability
Type (III)

↓ زمخار متخلخل دارد

سنگ نرم است چگالی خوار ← قابل انعطاف است.

تیپ (۴) ← مانند تیپ (۱) زمخار متخلخل بسیار به conventional ندارد.
Type (IV)

Matrix porosity & permeability بالاست

نکته مهم

Matrix porosity Type (3) > Matrix porosity Type (2)

بین عوامل زیر عواملی هستند که بیشترین عدم قطعیت را دارند

RF → Recovery Factor ، و بیشترین تأثیر را روی

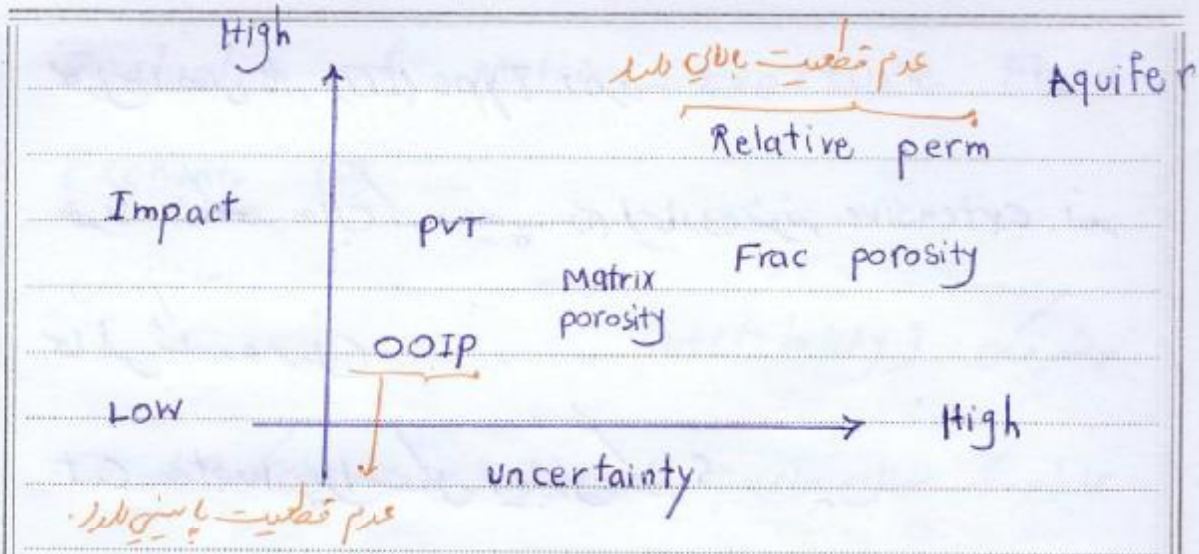
دارند ← تمرکز ما روی این عوامل است.

عدم قطعیت در Aquifer خیلی بالاست.

@PetroBooks

Subject 33

Date. Month. Year.



مورد 5

(پارامترهایی که تاثیر قابل توجهی روی رفتار مخزن دارند:

depositional facies

rock properties خصوصیات سنگ

Fluid Types نوع سیال

Eor techniques تکنیک های Eor

(Fracture Network شبکه شکاف

دراین بررسی آماری مخازنی که RF = 20-30 % است عمدتاً مخازنی

نفتی اند. 2/3 مخازن ترکدار دراین بررسی RF ⟩ 60 % دارند

@PetroBooks

مخازن اصلی ما Type (III) دند:

معمولاً شکاف هایی که در تیپ (۲) ایجاد می شوند extensive اند

مخالط شکسته بودن.

water cut چرا شکل ایجاد می کند؟

چون ستون چاه طوری طراحی شده که نفت وارد شود.

اگر آب وارد شود دیگر نفت تولید نمی شود.

عوامل تأثیر گذار در تولید نفت در تیپ (۲):

Flow rate آب / مدیریت تولید آب

در مخازن ترکدار نسخه ی هر مخزن جداست یعنی در همه ی

مخازن نمی شود گفت تزریق گاز مناسب است.

@PetroBooks

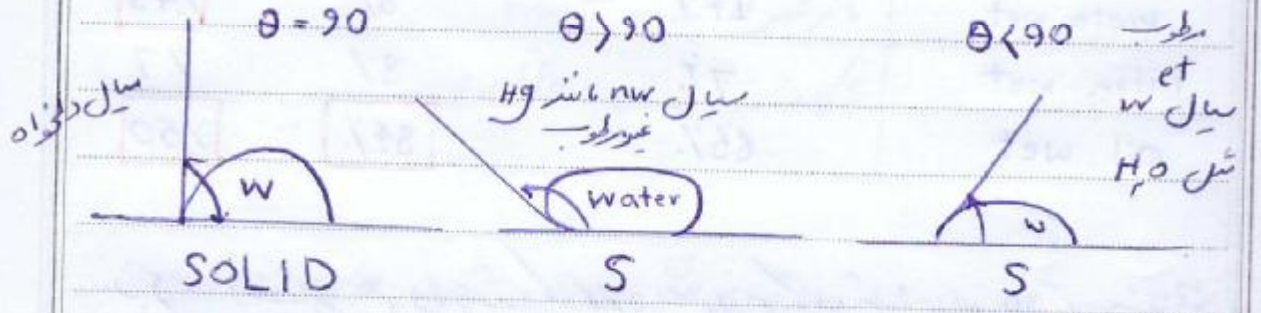
Evaluation of Matrix – Fracture Fluid Exchange (a)

معادله سیال

W ← (wettability) ترشوندگی

تمایل یک سیال برای جسبیدن یا پخش شدن روی یک سطح جامد (سنگ) در حضور یک سیال غیرقابل امتزاج دیگر را گویند.

θ = contact Angle زاویه برخورد یا تماس



θ > 90 ← سیال oil wet (نفت دوست) است.

θ = 90 ← سیال خنثی است Natural Fluid

θ < 90 ← سیال water wet (آب دوست) است.

θ = 180 ← تقریباً نفت دوست.

θ = 0 ← تقریباً آب دوست.

حالات مختلف θ

@PetroBooks

Subject 76

Date. Month. Year.

مطالعات Treiber برای تر شوندگی :

روی 55 مخزن نفتی

$0^\circ < \theta < 75^\circ$ ⟶ water wet

$75^\circ < \theta < 105^\circ$ ⟶ intermediate wet

$105^\circ < \theta < 180^\circ$ ⟶ oil wet

دو مخزن نفتی ما ⟵ 28 ماسه سنگی مابقی کربناته بودن

55

Reservoirs	total Reservoirs	carbonate	Silicc
water wet	27 %.	8%	%43
Inter. wet	7%.	8%	%7
oil wet	66%.	84%.	%50

نتیجه : انتظار هم می رفت که عمده مخازن کربناته ما نفت دوست باشند

اما انتظار ما در مورد ماسه سنگ ها آب دوست بودن است لذا ناهنجاری

می شود که تنها 43٪ آب دوست هستند و 50٪ نفت دوست

اند لذا ماسه سنگ ها با قطعیت نمی توان گفت آب دوست اند.

مخازن

SANA

@PetroBooks

Subject 37

Date. Month. Year.

تعاریف مهم و پر کاربردی :

در شکاف ها سطح تماس آب و نفت را water table level

و سطح تماس گاز و نفت را Gas table level می گویند.

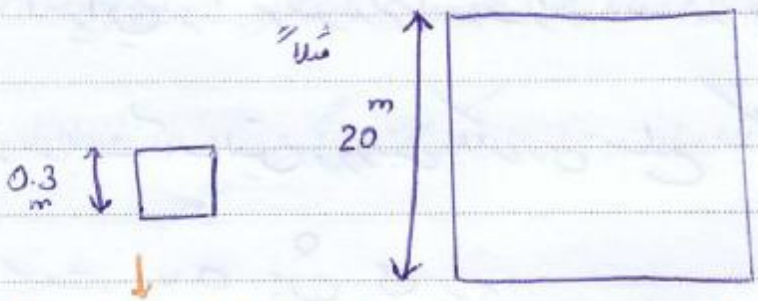
در ماترکس ها سطح تماس آب و نفت را water Front or

و سطح تماس گاز و نفت را WOC or Gas Front

GOC می نامند.

نتیجه مهم ←
- ماترکس ← Front
- شکاف ← table

سؤال : ۲ تا block با ارتفاع های 0.3^m و 20^m داریم. می خواهیم ببینیم در block کوچک و بزرگ چه نیروی حاکم است ؟



Capillary Force ← حاکم است.

Gravity Force ← حاکم است

SANA

@PetroBooks

Subject
Date. Month. Year.

$$P_c = h_c \Delta\gamma = h_c \rho g$$

$$h_c = \frac{P_c}{\Delta\gamma} = \frac{2\sigma\cos\theta}{r}\frac{1}{\Delta\gamma}$$

مثلاً $\rightarrow$ $h_c = 5.25\,m$

برای سنگی که ارتفاع آن $0.3\,m$ است نیروی capillary تا $5.25\,m$ آب را به سمت بالا می‌کشاند پس قطعاً نفت کاملاً جابجا می‌شود لذا برای block با ارتفاع H ، $0.3m$ نیروی capillary حاکم است اما برای block با ارتفاع 20^m نیروی P_c دیگر حاکم نیست و نیروی گرانیتی (Gravity) حاکم می‌باشد.

نکته‌ی مهمی که هست $\leftarrow$ P_c و G هردو توأم با هم کار می‌کنند.

۲ نکته‌ی مهم:

۱- ترشوندگی سنگ را به آب دوستی متمایل می‌کند

۲- سوبات آسفالتین و رزین اگر روی سطح سنگ بنشینند سنگ را به سمت 0.7 پیش می‌برند.

SANA

@PetroBooks

Capillary press :

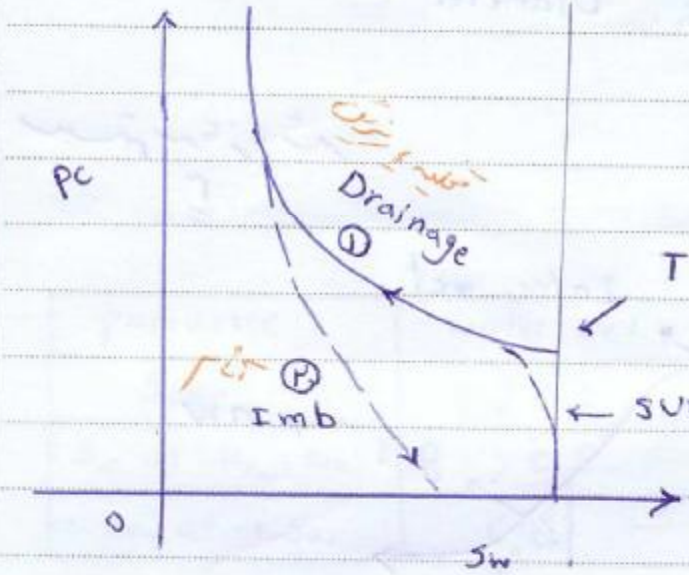
هرچه منفذ ↑ P_c ↓

$S_w = f(P_c)$

$$P_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{r}$$

- σ → Fluid property
- $\cos\theta$ → Rock-Fluid property (wettability)
- r → rock property (K & ϕ)

منحنی $P_c - S_w$:



Drainage : فاز nw فاز w را از سنگ خود جای آن را می‌گیرد (نفوذ بیشتر)

Imbibition : فاز w فاز nw را از سنگ خود جای آن را می‌گیرد

S_{wi} در pore های ریز بیشتر است.

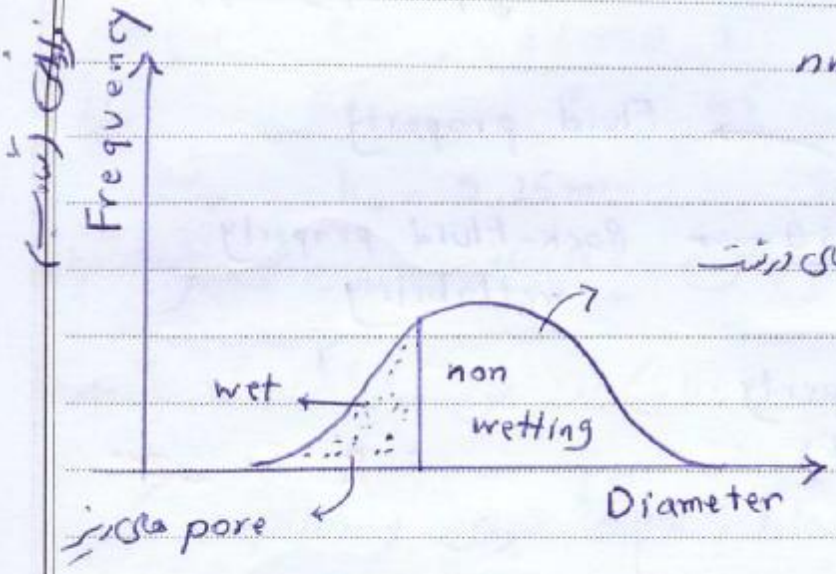
@PetroBooks

Subject 40

Date. Month. Year.

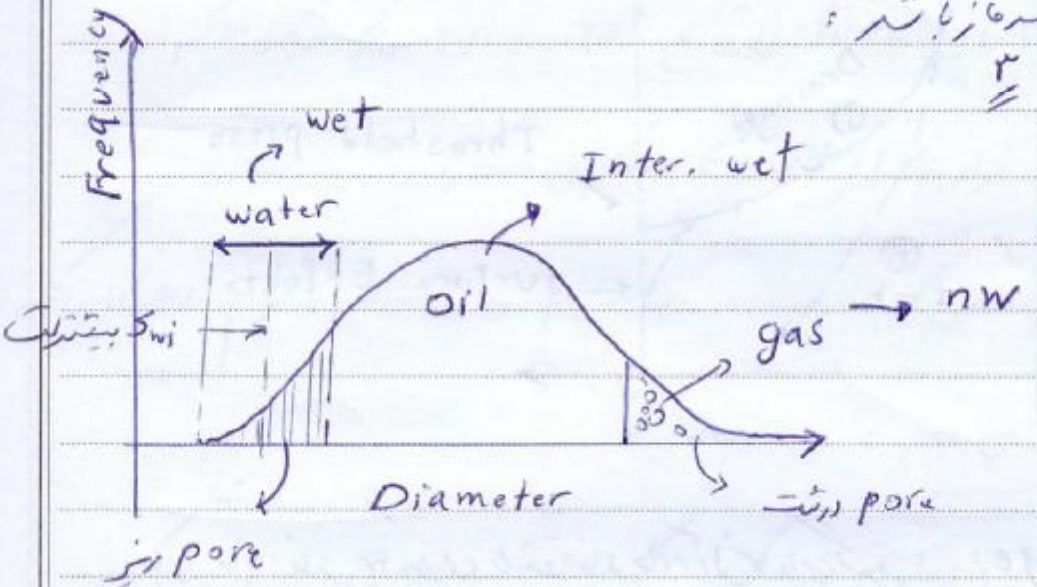
سیستم ۲ فازی باشد:

توزیع سیال w و nw



سیستم سه فازی باشد:

۳



S_{wi}: saturation in irreducible water

Gas همواره nw است.

@PetroBooks

Subject

Date. 41 Month. Year.

PHASE	
WeT	N. Wet
water	oil
water	Gas
oil	Gas

oil در مقابل گاز (Gas) ← wet است

Gas همواره nw است.

توزیع سه سیال اشباع:

parameter	water wet	oil wet
S_{wir}	> 0.2	< 0.15
S_w at $K_{rw} = K_{ro}$	> 0.5	< 0.5
K_{rw} at 1-Sor	< 0.3	> 0.5

$K_{rw} = K_{ro}$ $\xrightarrow{S_w}$ است cross point آن

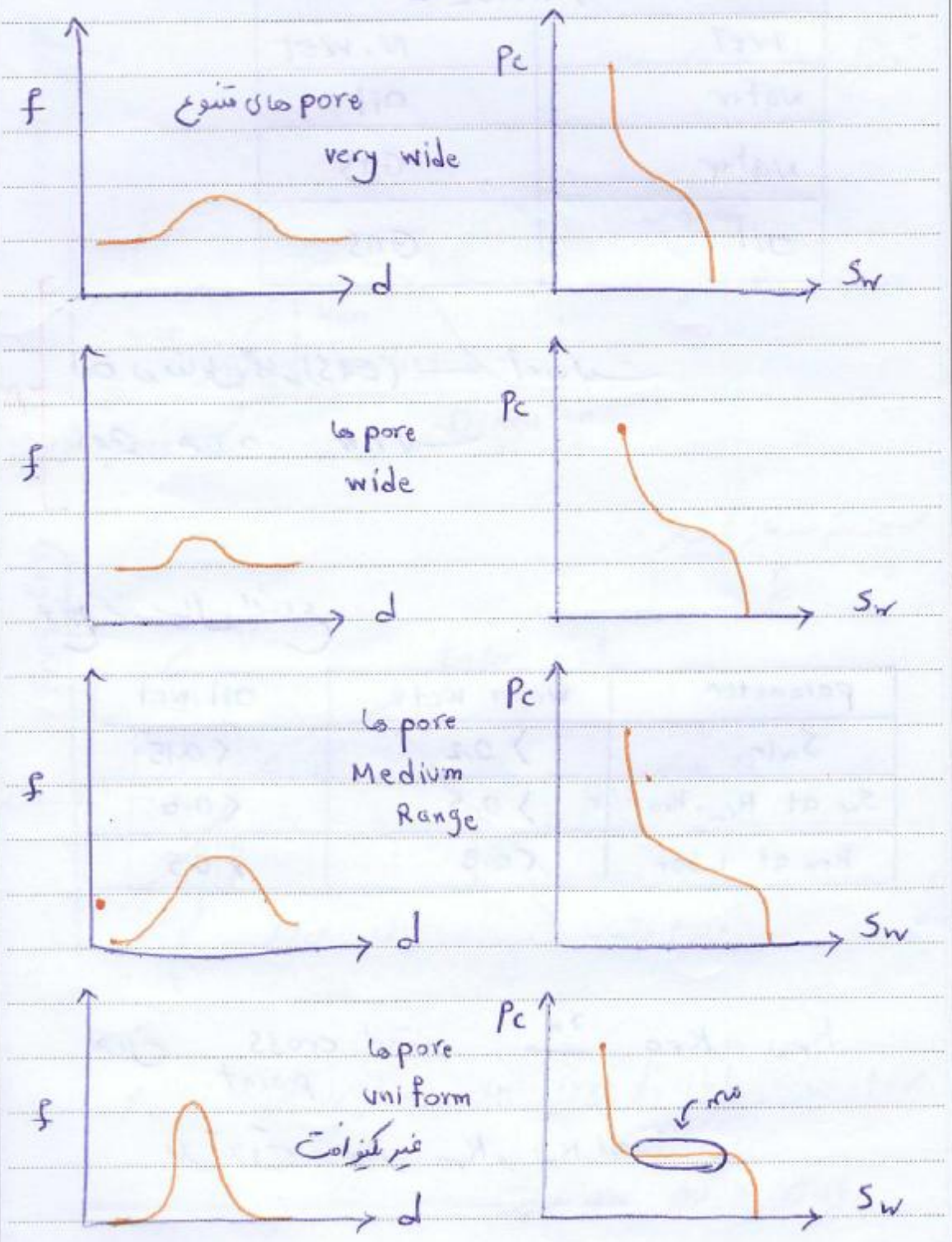
محل تلاقی دو نمودار K_{ro} و K_w است.

@PetroBooks

Subject 42

Date. Month. Year.

ارتباط بین pore size, capillary (Pc) :



SANA

@PetroBooks

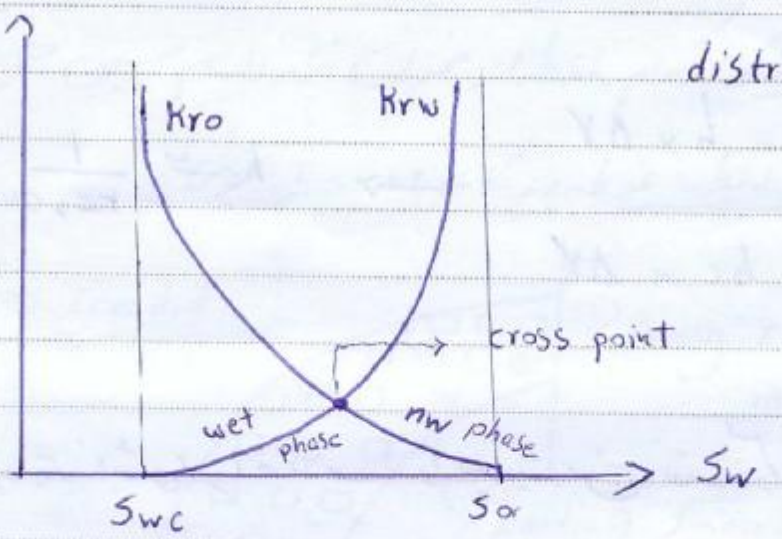
۴م : Relative permeabilitis فاکتورهای تاثیرگذار بر

Fluid Saturations اشباع سیالات

wettability ترشوندگی

Fluid Saturation History تاریخچه اشباع سیالات
(Drainage, Imb)

توزیع pore size ، فضای هندسی pore ها
distribution



در مخازن معمولی Pc داریم و خاطر Pc داریم Transition zone

در NFR در صورتی که بازشدگی شکاف بین از بین رفته

Pc صفر است ← T.Z نداریم

SANA

Gravity ↵

@PetroBooks

Subject
Date. Month. Year.

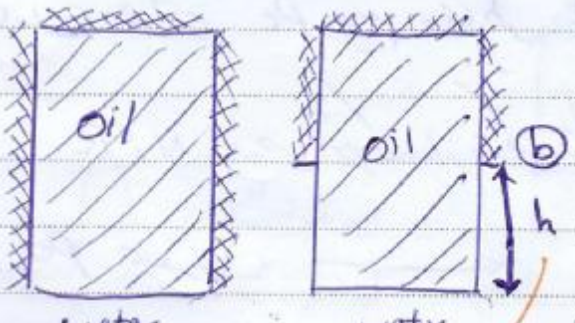
نیروی Capillary در pore های ریز وارد عمل می‌شود و نیروی Gravity در pore های درشت وارد عمل می‌شود.

البته توأم با هم کار می‌کنند.

هردو نیرو اشباع آب را زیاد می‌کنند یعنی نفت را از مانیزکس خارج می‌کنند. $P_G \simeq -P_c$ منفی قرارداری است.

$$\begin{cases} P_G = h \times \Delta\gamma \\ P_c = h_c \times \Delta\gamma \end{cases} \longrightarrow h_c \simeq \frac{1}{r_{c,ave}}$$

نیروی گرانشی ناشی از اختلاف دانسیته بین نفت و آب است و زمانی که مرتفع block زیاد باشد وارد عمل می‌شود.



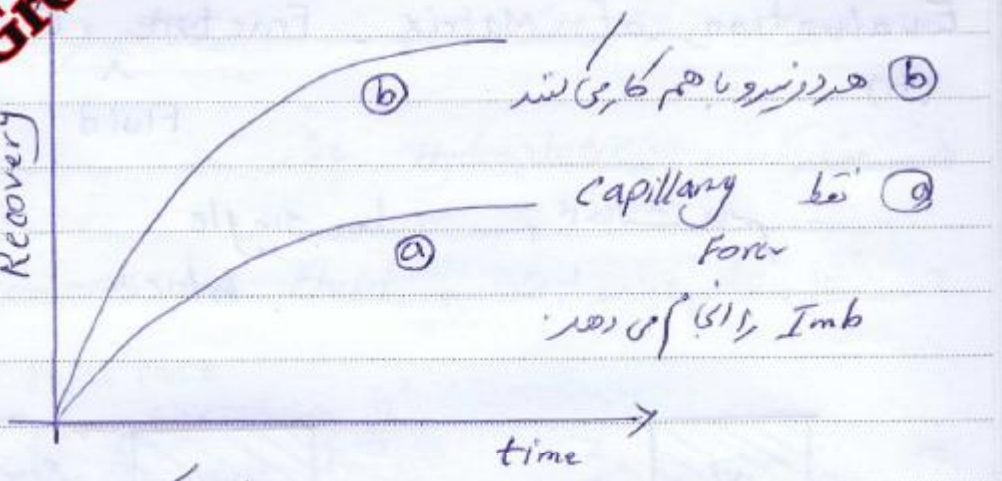
ⓐ فقط نیروی P_c آب را مانع از پایین رفتن نفت می‌دانند.

ⓑ هم نیروی P_c و هم نیروی آب را مانع از پایین رفتن نفت می‌دانند

نکته: $\checkmark G \leftarrow h$

@PetroBooks

OilmanGroup.ir



b هردو سیرو با هم کار می کنند

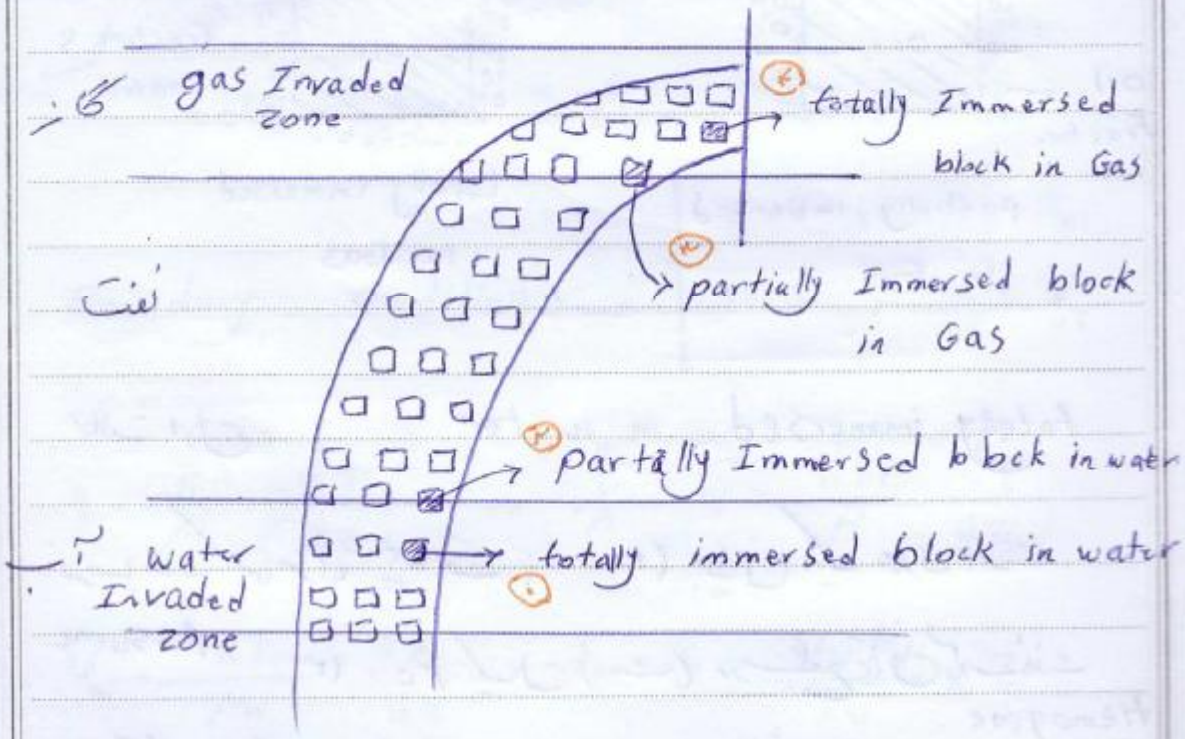
a نقط capillary Force

Imb را ایجاد می دهد.

مطالعات single block را از دو حالت نگاه می کنیم:

اول اینکه در کدام نقطه از مخزن قرار داریم سپس حال آن block

در آن نقطه غوطه ور کامل است یا خیر.



SANA
Eng.maghsoudi@gmail.com

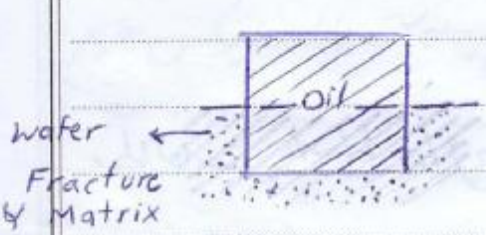
@PetroBooks

Evaluation of Matrix _ Fracture Exchange

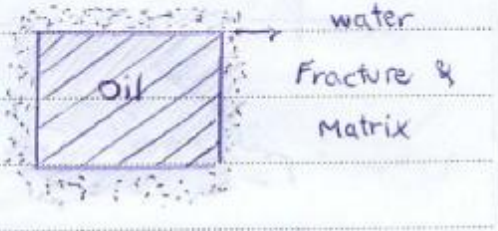
(b)

Fluid

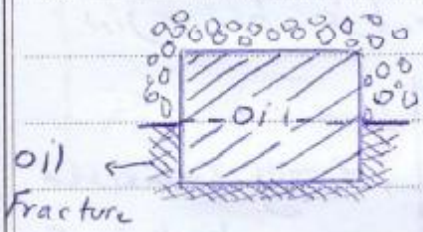
مطالعات single block ها ← ۴ حالت داریم:



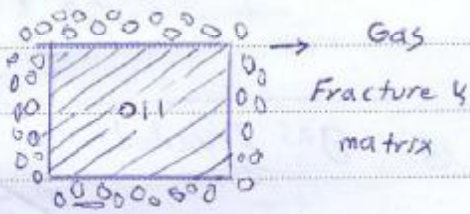
partially immersed in water



totally immersed in water



partially immersed in Gas



totally immersed in Gas

totally immersed in water حالت اول:

فرضیات کلی برای ۴ حالت: ۱) جریان یک بعدی است.

Assume ۲) P_c یکسان (ثابت) در سطح تماس آب و نفت

Hemogene ۳) S_{wi} و S_{or} ثابت ← K_r ثابت

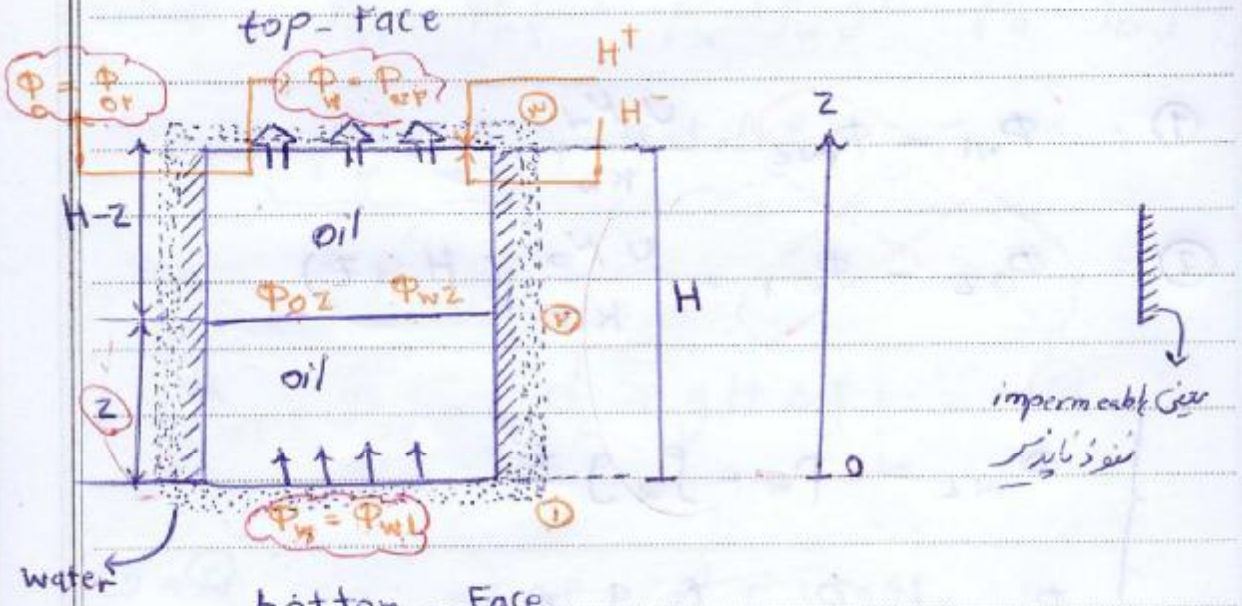
@PetroBooks

OilmanGroup.ir

۴- قانون دارسی برقرار باشد ← Darcy law

۵- فشار آب Hydrostatic باشد.

۶- سیال تراکم ناپذیر باشد ← incompressible Fluid



Boundary condition →
$z = 0 \;;\; \Phi_w = \Phi_{wi}$
$z = H \;;\; \Phi_o = \Phi_{or}$

$K_r = \frac{k_e}{k_g k}$

$q = \frac{KA}{\mu}\frac{d\Phi}{dz} \rightarrow \frac{q}{A} = v = \frac{K K_r}{\mu}\frac{d\Phi}{dz}$

$v_w = \frac{K K_{rw}}{\mu_w}\frac{d\Phi}{dz} \rightarrow \Phi = \frac{v_w \mu_w}{K_w} * z$

@PetroBooks

Subject 48
Date. Month. Year.

سیال تراکم ناپذیر است:

$$U_w = U_{nw} = U$$

به عبارتی $U_o = U_w = U$

$$\frac{dU_w}{dz} = 0 \quad \text{or} \quad \frac{\partial U_{nw}}{\partial z} = 0$$

① : $\Phi_{w1} - \Phi_{w2} = \frac{U \mu_w}{K_w} z$

② : $\Phi_{oz} - \Phi_{o1} = \frac{U \mu_o}{K_o} (H - z)$

$$\begin{cases} \Phi_{wz} = P_w + \rho_w g z \\ \Phi_{oz} = P_o + \rho_o g z \end{cases}$$

$$\rightarrow \boxed{\Phi_{oz} - \Phi_{wz}} = P_o + \rho_o g z - P_w - \rho_w g z$$

$$= \underbrace{P_o - P_w}_{P_c} - g z \Delta\rho = \boxed{P_c - \Delta\rho g z} \quad ③$$

$$\Delta\rho = \rho_w - \rho_o \qquad \Delta\rho$$

SANA

@PetroBooks

Subject

Date. Month Year.

§ Hydrostatic Equilibrium

$$\Phi_{w1} = \Phi_{w2} = P_w + \rho_w g H$$

$$\Phi_{o2} = P_o + \rho_o g H$$

$$\Phi_{w1} - \Phi_{o2} = P_w + \rho_w g H - P_o - \rho_o g H$$

$$P_w - P_o + g H \Delta\rho$$

$$-P_c'$$

$$\Phi_{w1} - \Phi_{o2} = -P_c' + g H \Delta\rho \quad (4)$$

(1) + (2) → (3), (4) بالتعويض

$$P_c - gz\Delta\rho - P_c' + \Delta\rho g H = \frac{u\mu_w}{k_w} z + \frac{u\mu_o}{k_o}(H - z)$$

$$u = \frac{P_c - P_c' + \Delta\rho g (H - z)}{\frac{\mu_w}{k_w}\left[z + M(H - z)\right]}, \quad M = \frac{\frac{\mu_o}{k_o}}{\frac{\mu_w}{k_w}}$$

بسط و مخرج على $\frac{\mu_w}{k_w}$

$$u = \frac{P_c + \Delta\rho g (H - z)}{\frac{\mu_w}{k_w}\left[MH + z(1 - M)\right]}$$

@PetroBooks

Subject 50

Date. Month. Year.

رابطه‌ی کلی زمانی که block کاملاً غوطه‌ور در آب باشد:

$$U = \frac{P_c + \Delta\rho g (H - Z)}{\frac{\mu_w}{K_w}\left[MH + (1-M)Z\right]}$$

(P_c: Pc, $\Delta\rho g(H-Z)$: Gravity)

حال به بررسی ۲ موضوع پرداخته می‌شود:

۱) اگر Gravity حاکم یا غالب باشد

if predominant Gravity

$$G = (H-Z)\Delta\rho g \gg P_c \rightarrow P_c = 0$$

$$U = \frac{\Delta\rho g (H-Z)}{\frac{\mu_w}{K_w}\left[MH + (1-M)Z\right]}$$

$$K_w \rightarrow K_{rw} = \frac{K_w}{K} \rightarrow K_w = K_{rw} K$$

OilmanGroup.ir

SANA

مرکز دانلود رایگان جزوات مهندسی نفت