

الزکات العلم نشره



Sharif University of Technology
SPE Student Chapter

مخازن کربناته

نام استاد: دکتر مجتبی قادی

نام دانشگاه: دانشگاه شیراز

گردآورنده: زهرا قادری (Zahraa.ghaderi@gmail.com)

Website: www.SharifSPE.ir Telegram: t.me/SharifSPE

این جزوه در شاخه دانشجویی انجمن بین المللی مهندسان نفت دانشگاه صنعتی شریف به صورت رایگان منتشر شده و هرگونه کپی برداری بدون ذکر منبع (سایت و کانال انجمن) پیگرد قانونی دارد!

5

فیزیک

10

لباسات

1/2

15

20

25

تفاوت منابع وجود دارد

Sandstone

conventional Res

7.40 oil

in world's

7.40 gas

Carbonates or fractured

مخازن

7.70 oil

In middle east

7.90 gas

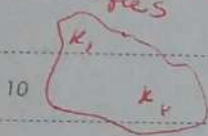
به دلیل گاز رس جنوبی است به این قدر 7.90 گاز رس است

Homogeneous vs Hetrogeneous

Homogeneous Res

property در تمام

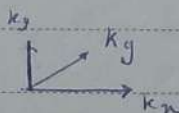
نواحی یکسان است



$$k_1 = k_2$$

تغییر نیست به تمام جاها

Isotropic

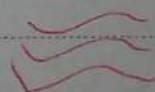


(property در جهت مختلف برابر است) $k_x = k_y = k_z$

15

در واقعیت هیچ مخزن نیست که بتوان بگوید به تمام جهت در سطح آن خصوصیات یکسان است معمولاً ناهمگن اند

عموماً لایه های زیرین به تنهایی در سونده تخت نیروی زیر زمین تراکم کننده



Tectonic stress

20

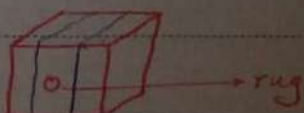
standstone Res

تغییرات در مخازن که نسبت به رس است به آن نوع مخازن تحت تأثیر تنش تراکم کننده هستند

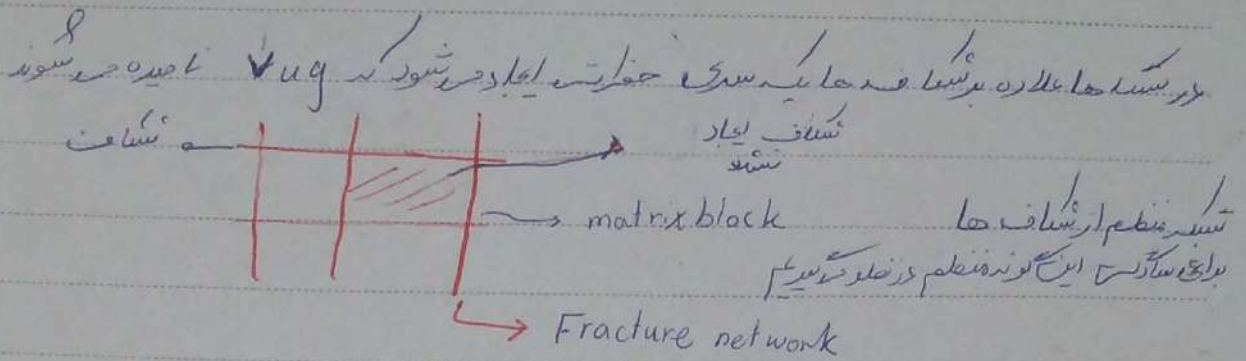
نیایان مخازن که نسبت به صورت مخازن استاندارد در دنیا

فرض کنیم سنگ رس در حالت متعادلت باشد دارد چون فشاری این چنین مخازن است

معمولاً شکاف ها را منظم در سطح قرار می دهد



در مخازن غیر متجانس، جریانهای داینامیکی زیاد اتفاق می افتد

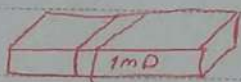


- Matrix domain
- Fracture domain

ایجاد شبکه باعث می شود ϕ و q در حین جریان تغییر می شود

باعث می شود ماهیت مخازن خیلی متفاوت شود

Matrix block: به هر ماتریکس که توسط یک شبکه منظم ایجاد شده است گفته می شود



$w = 0.0001 \text{ in}$ $k_p = ?$

تفاوت خصوصیات matrix ، fracture تفاوت است که در صورت ایجاد می شود

$$\begin{cases} k_p & k_m \\ \phi_f & \phi_m \end{cases}$$

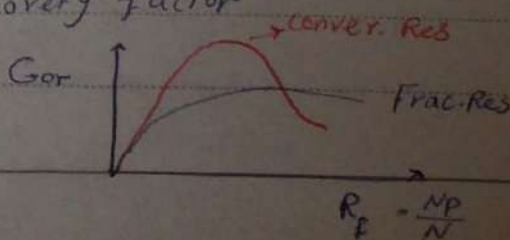
Differences in production behaviors of frac Res & conv Res

GOR vs Recovery factor

Gas oil Ratio $\rightarrow R_p = \frac{\text{میان است تولید شده (NP)}}{\text{میان است درجا (N)}}$

dynamic Recovery factor

ultimate Recovery factor



در ابتدا صرف و کم می رسد و بیشتر

max میزان تولید

وقتی که تولید از میزان توسعه بیشتر شود، فشار مخزن توسعه بیشتر می شود. به دلیل رابطه معکوس

کمتر فشار مخزن بر میزان توسعه دارد و باعث کاهش تولید می شود و در نتیجه دلیل

GOR شروع زیاد شدن گرانده و به تبع آن افت تولید می شود. $P_i < P_b$ و GOR

5

کمتر می شود

در مخازن سنگین Mex، GOR کمی دارد زیرا گاز به دلیل سنگین بودن به سختی بالا می رود و باعث

10

تخلیه گاز می شود و به سختی بالا می رود

به دلیل نیروهای برابری بیشتر به سختی بالا می رود و به سختی بالا می رود

1/2

در مخازن سنگین تخلیه گاز می شود تا نوبت به سختی افتاد و در نتیجه

15

$P_i < P_b$

در مخازن سنگین به سختی بالا می رود و به سختی بالا می رود

Gas cap ← primary Gas cap

secondary Gas cap، به تولید از میزان توسعه بیشتر می شود به عنوان مثال مخزن نفتی می شود

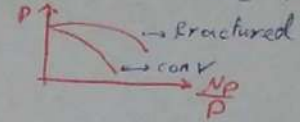
20

secondary Gas cap → under saturated
primary Gas cap → saturated

$P_i > P_b$ ← under saturated P_3

25

توضیح ۱: دلیل اینکه کارکتی که در این محارن تولید می شود زیاد است کمکتی از این محارن تولید می شود به تغییر هم بستگی دارد.



Page ()

Subject

Year Month Date ()

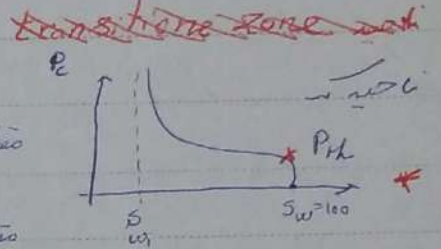
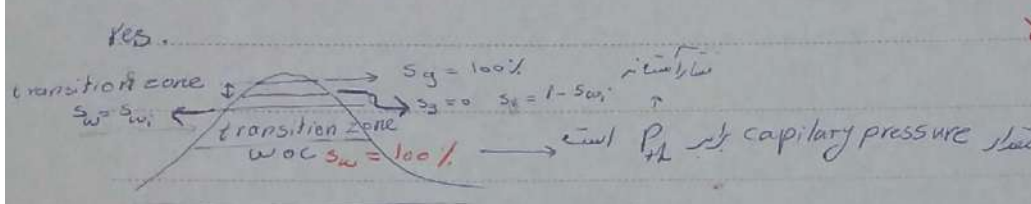
تفاوت مخازن شکاف دار و مخازن بدون شکاف

این کار به وسیله بالانس و تغییر در ...
شکل شکاف تولید می شود

۱. Recovery factor (تجدید عامل) (GOR) کمتر در مخازن شکاف دار است.

۲. افت فشار در این نوع مخازن کمتر است (در سطح مخزن) چون k در مخزن شکاف دار بزرگتر است و دارند.

۳. مخازن شکاف دار transition zone ندارند. The absence of transition zone in fractured.



مقدار capillary pressure صاف است $S_w = 100\%$ F.W.L.

P_{th} : سیستم آب در دست راست با شیب درست به عنوان (non w.) خواهد بود و خط راست خواهد بود. این فشار را از جدولی که می شود تا بتواند جایگزین شود به این فشار P_{th} که می تواند جزو این است. نت حفرات را تشکیل می کند.

transition zone: ناحیه ای که اشباع آب از ۱۰۰٪ به S_{wi} می رسد.

در ناحیه فشار در ناحیه کاری داریم

حال $T.Z$ در ناحیه کاری بزرگتر است یا در ناحیه نفتی S_g

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} = \rho \Delta \rho g h$$

$$h_{transition\ zone} = \frac{\Delta P_c}{\rho \Delta \rho g}$$

در مخزن آب - نفت کوچکتر h بزرگتر

در مخزن گاز - آب بزرگتر h کوچکتر

در شکل P_c و S_w در قسمت P_{th} قسمت S_w را به دست آوریم و به تغییرات سیستم اختلاف

این کار به وسیله $h_{transition\ zone}$

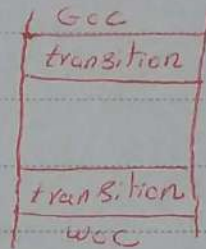
رایج ترین فرم در مخازن شکسته در

Fracture network برابر صورت دریم و خطی است بین شکاف ها

Transition zone نامیده می شود $P_c = 0.9$

مخازن شکاف دار

قندین عادی



5
10

وجود دارد اما چیدمانی که ما می بینیم (Zoning) برای P_c استاندارد $1/2$

ΔP around a producing well is very low
افت فشار در اطراف چاه تولیدی در مخازن شکاف دار است

فرمول در مخازن شکاف دار $q = \frac{kA}{\mu} \frac{\Delta P}{L}$ ، k بیشتر است بنابراین

افت فشار کمتر خواهد بود

water cut is a function of flow rate

دقت کنید $\frac{q_w}{q_w + q_o}$: water cut

water cut تأثیر زیادی روی rate تولید می دارد

ARMAN اگر نرخ تولید از نرخ مجاز بیشتر شود در این مخازن تولیدی باید

constant pvt properties with depth

تغییر خصوصیات pvt با عمق ثابت است

در تمام عمادی و وقت به جهت بیشتر بودن نفت شیل داریم در واقع B_o , API, R_{sl} با افزایش عمق

5

در تغییرات با عمق بسیار زیاد باشد باید از عمادی API tracking استفاده کنیم

در عمادی که شیل ندارد به دلیل وجود شیمی شفاف با عمق بالا به علت ایجاد پیوند شیمیایی در عمق شیل ندارد این پیوند شیمیایی در عمق طبیعی داریم مثل یک شیل که مثلاً باعث فرسودگی نفت خود به خود از بالا سمت پایین و در عمق تغییرات pvt کم است

10

limestone به آن جایگزین از طبیعت شیل بدون

1/2

Dolo stone به آن جایگزین از دو طبیعت شیل بدون

15

که سنگ ها $CaCO_3$ ترکیب شود. و غیر سنگ بر پایه شیل در عمق

باید تریون سنگ ها بر پایه

Brittle: limestone, Dolomite, cherts
Ductile: sandstone, shales, cemented siliceous rock, igneous rock, metamorphic
نفت شده به تغییرندی سنگ ها

25

cherts: حاوی SiO_2 هستند سنگ های لایه لایه هستند

shales: راحت در قشر در سوراخ و سوراخ اند به جهت تغییر تنش بر اثر حرکت سنگ

igneous rock: سنگ آتشفشانی
metamorphic rock: این ها از تغییر سنگ های دیگر بوجود می آیند
marble: مثل

Fractured Res around the world

چیزهای شکسته در سراسر جهان

* Oligocene - Miocene : Asmari limestone in Iran & Iraq

* Amarillo in Texas

5

* Mara-la-paz in Venezuela

* Santa Maria in California

Fracture (شکاف)

Geo-mechanical

A fracture is a the surface in which a loss of cohesion has taken place

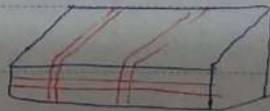


Fault → a fracture which with relative displacement

Joint → a fracture with no noticeable displacement



Fault



Joint

General

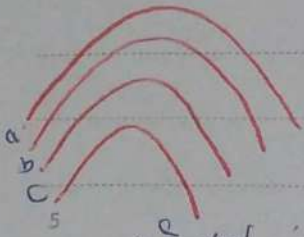
Fracture is the discontinuity which breaks the rock beds into blocks

شکاف شکستگی است که سنگ را به بلوکها تقسیم میکند (شکاف شکستگی در سنگ)

Fissure or joint

شکافهای شکستگی که بدون جابجایی رخ می دهد (شکافهای شکستگی)

این لایه چین خوردگی در بخش درشت لایه (Folding) دلیل وجود آن: سوانده تنوع لایه ها زمین و همچنین وجود سازندهای دیگر



عواملی که در سنگ باید باشد تا سنگ تحت تاثیر تنش در آن شکافت ایجاد شود

1) **Brittle**

2) **Low porosity** - کربان در مقابل درشت جلی سرنده کاملاً رایج است

لایه های a, b, c هر سه تحت تاثیر تنش قرار گرفته اند اما لایه b فقط در آن شکافت رخ می دهد به خاطر اینکه دو ویژگی را دارد

Sources of stress:

دلیل بر این باعث ایجاد تنش در سنگ می شود ۴ منشأ است

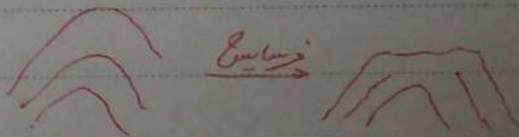
a) **Diastrophism in the case of folding or faulting**

تغییر شکل لایه ها به خاطر همان است چین خوردگی که باعث ایجاد تنش می شود (در واقع همان ولت های تکونیک)

b) **Deep erosion of overburden**

خرسایش لایه های بالایی باعث ایجاد تنش در چین خوردگی می شود

در حالت طبیعی لایه ها در حالت تعادل می بود پس رسیدن به وقت لایه های بالایی خرسایش می تواند دیگر نیروهای زمین لرزه و باعث خرد شدن لایه های پایین از تعادل خارج شود و به بالا آید چین خوردگی روی آن ظاهر می شود



c) **Rock volume shrinkage Due to loss of water for shale**

با کاهش حجم سنگ و قشر سنگ خود را از دست می دهد در نتیجه در دل وجود shale این اتفاق رخ می دهد

shale - تخلل قابل توجه دارند و در فوق العاده کم دارند و وقت در مسیر سیال قرار میگیرند همچون رسوب و متراکم میگردند

الف - انرژی بسیار کوچک حفرهها **اهمتر** به دلیل ساختار خاص باگرفتن آب متورم میگردند (Swelling) با متورم شدن نیروی به سنگهای اطراف وارد میکنند که این خود باعث تنش در سازه است. اگر آب از دست دهد از اطراف به آن یک نیروی وارد می شود که این نیز باعث تنش می شود

d) *in the case of temperature variation:* بیشتر در سنگهای آتشفشانیه این حالت داریم

تغییرات دما در خود جنین سرد باعث ایجاد تنش می شود
 دما \uparrow - \uparrow حجم سنگ \uparrow - باعث ایجاد تنش می شود
 یا سرد شدن رخ دهد

تنش که از سیال ولایه های بالایی ایجاد می شود

مگر در عمق لایه ها

همیشه Fracture عمود بر جهت کمترین تنش تشکیل می شود
 جهت تشکیل شکاف

lowest σ \rightarrow شکاف

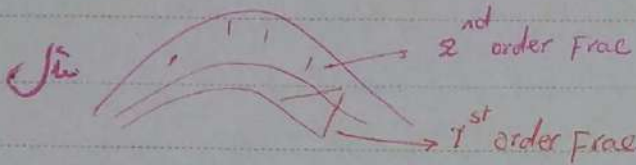
در مخازن کم عمق که یکی Shallow Res یکی عمیق ترین تنش موجود به استه
 بنابراین تا Fracture عمود صورت horizontal هستند

در مخازن عمیق که یکی deep Res عمیق ترین تنش موجود به استه
 عمود صورت vertical

یک لایه پخت ریزه 1st order Fracture, 2nd order Fracture

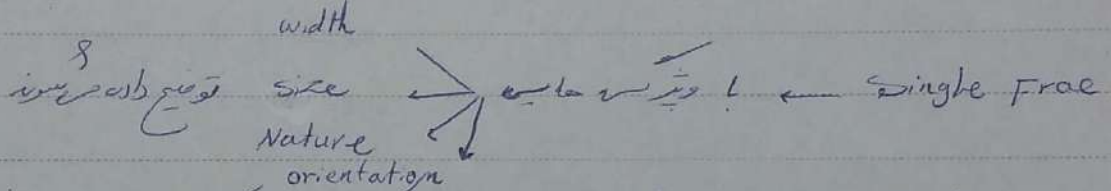
1st order Frac. 3 - نسبت حایبه به حایبه طولانی‌تر و همین جهتین لایه ارتفاع کم‌تر است

2nd order Frac. 8 - طول محدودی دارند و ریزه لایه خلاصه‌تر است



چکیده ریزه

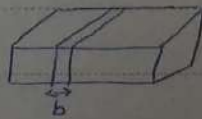
Network of frac, Single Frac



Network of Frac ← میزان در مورد توزیع شگاف جهت نسبی حال چگون بتوانیم بصورت

Fract density استفاده کنیم

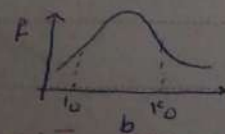
Fract opening or Fract width or Fract aperture



اگر در شگاف یک شگاف ایجاد شود

که معمولاً b اندازه‌های بین 10-100 microns دارد و 10-20 توزیع معاری آن است

توزیع معاری 10-20



Fract width توزیع log و

اگر به جهت نسبی نسبی به جهت نسبی شگاف دارد حال ما نسبت یک خصوصیات در خصوص

انتقال ط این خصوصیت در جهت شگاف توزیع در جهت شگاف

ARMAN
[این توزیع من طول تغییر با داشتن property دیگر سری نقاط همون خصوصیت را در سایر نقاط همون
قسم درست دارد (تعریف من آمد)]

باتولید از فیلن ، \downarrow Frac width ، \downarrow pore pressure دریاها

expand به کار می رود و باعث کاهش می شود $b \rightarrow t$

این از روش های جدید برداشت است.

Hydraulic fracture

این نوع سیال باعث بسیار بالا بردن فشار در فیلن از فشار شکست می شود و سیال را در فیلن حبس می کند (سیال تراشیده) (موتور می کشیم) شکاف سیال می شود در نتیجه از یک وسیله می شود برای از گشایش فراس Propanol استفاده می شود که دلیل سیال شدن شکافند فیلن را از برای بالا بردن

Frac size

Size را می توان به دو دسته (الف) minor (میان) Average Major (ب) تقسیم کرد
 1st order Frac (میان) 2nd order Frac (میان)

Nature: ماهیت شکاف شکل عمق شکاف Fi ssure joint پرتو کشی و غیره

orientation: جهت شکاف به چه صورت است جهت خواهیم برای توضیح دهیم
 1st order Frac (میان) 2nd order Frac (میان)

Dip ⁵ شیب
 Azimuth ⁸⁰ زاویه

وقتی خواهیم فصل بیت یک Network of frac منح دهیم هم این ماهیت
 Frac distribution است
 برای توضیح شکاف از Frac Degree استفاده می کنیم

strong
Average → اگر درجه شفاف را داشتیم با شیم این درجه را می توانیم به حالت راستی بسازیم
weak

strong ← شبکه ای از شفاف های کاملاً بهم مرتبط ایجاد می شود

5 Average ← یکنه شفاف ها بعضی بهم ارتباط دارند و بعضی هم ندارند

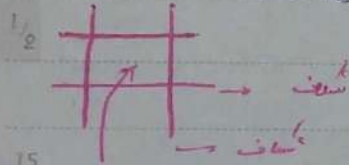
weak ← شبکه شفاف هم صورت بهم پیوسته نیستند و شفاف خود را در شبکه

کم آبی مخزن شبیه سازی کنیم به صورت مخزن شفاف کار باید از در حالت اول باشد
به صورت weak اصلاح می شود هم پس مخزن شفاف در حتما باید شبکه شفاف پیوسته باشد

10 مخزن مخزن، مخزن را شفاف دارد و در صورتی که فراموش باشد و در تولید با شکر کار باشد

* Matrix block or single matrix block

فصلنامه از شبکه در مخزن شفاف که توسط شفاف ها محصور شده است



15 اگر شدت شفاف خیلی زیاد باشد Matrix block در چتری شکل می شود

آبالی ردی Matrix block : بهترین راه بررسی ما شیم تولیدی مخزن است

20 معیار مثال : در خواص میسیم تریون آب غنیو در مخزن بدانیه کار می توان گفت

ردی Matrix block افزایش ایجاد کرد

Amott test : مؤثر برای اشباع کردن است و در اصل محیط تراکم مییم شدت

25 این مدلین بر اساس اندازه ذرات آب در مخزن نفوذ می کند

در حقیقت موکوم هر چه در حجم در خواص اندک آن را میسم مثلا آب، surfactant

matrix block Frac network

بلوک شبکه

فلت شبکه

فلت شبکه

Fracture network

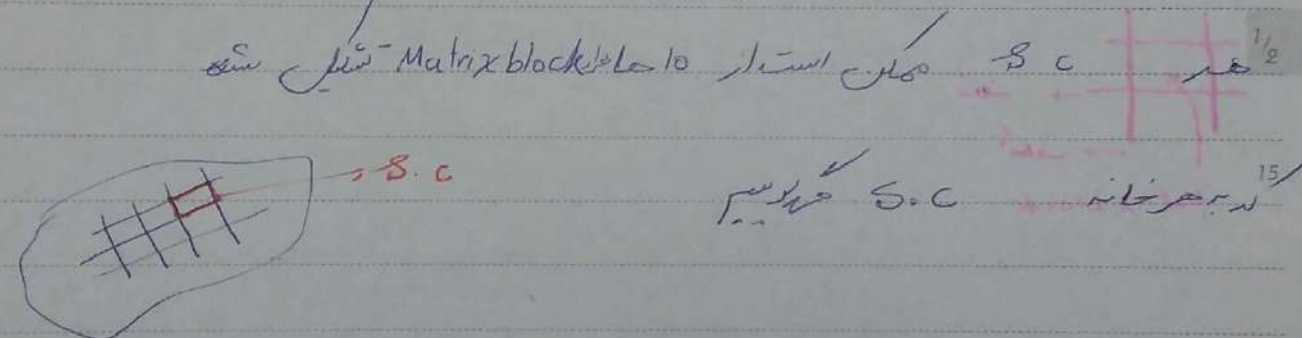
به صورت شبکه با سِل (cell) Matrix block صورت میده است

به صورت شبکه با سِل (cell) Matrix block صورت میده است

فریت (flat) به صورت شبکه با سِل (cell) Matrix block صورت میده است

Simulation cell (سل شبیه سازی)

در حالت عددی عملیات خازنهای کوچک تبدیل میشه به یک سیل (cell) Grid



اینکه بلوک نسبت به شکاف خوردگی بیشتر شده است یا، خوب نیست برای بیان این بصورت

که Fracture density استفاده کنیم

Expressed the degree of rock fracturing through various relative ratios
 شدت شکاف را از طریق نسبت های مختلف بیان می کنند

* volumetric fracture density (V_{FD})

The ratio between fracture bulk surface S and matrix bulk volume

$$V_{FD} = \frac{S}{V_p}$$

S ← surface area of fracture
 V_p ← matrix block volume

ARMAN → static property → هیچ کاری در این باره

* Areal fracture density (A_{FD})

The ratio between the cumulative length of fracture (L_f) and the matrix bulk area (S_B) in a cross flow section

$$A_{FD} = \frac{L_f}{S_B}$$

مساحت مقطع عمود بر جریان (S_B)

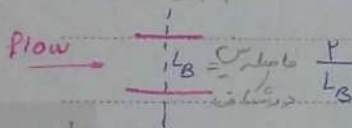
↳ dynamic fracture

این جریان افقی است. شکاف های افقی را در نظر می گیریم و اگر جریان عمودی بود شکاف عمودی بود. این در نظر می آید برای بیان A_{FD} .

* Linear fracture density (L_{FD})

The ratio between the number (n) of fractures intersecting a straight line (normal to flow direction) and the length of the straight line

خط عمود بر جهت جریان کهسیم این خط را با تعداد شکاف قطع کرده (n) تقسیم طول آن خط



$$L_{FD} = \frac{n}{L_B}$$

↳ dynamic fracture

واحد هر سی $\frac{1}{m}$ است. در این مسئله نسبت تراکم شکاف ها در نشان همراهِ

8. dynamic fracture ← وابسته به جهت جریان یعنی بعضی سون جهت جریان متوازن نیز می شود

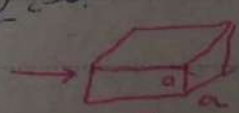
static ← نیست و متوازن در هر شکاف ثابت است

fracture interval:

$$e = \frac{1}{L_{FD}}$$

فاصله بین دو شکاف را می بینیم با e نشان می دهیم (معمولاً a)

Example?

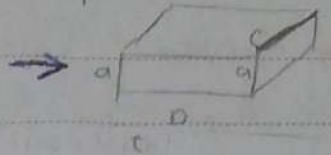


$$V_{FD} = \frac{4 \times a^3}{a^2} \quad A_{FD} = \frac{4a}{a^2} = \frac{4}{a} \quad L_{FD} = \frac{4}{a}$$

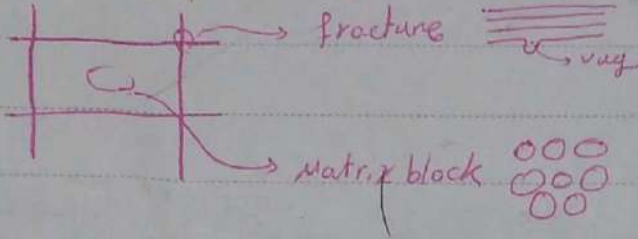
$$V_D = \frac{V_{ab} + V_{ac} + V_{bc}}{abc}$$

$$\frac{A}{D} = \frac{V_c}{a \cdot c}$$

$$\frac{L}{D} = \frac{V}{a}$$



physical properties of rocks



پستی در مورد porosity حرف در این زمینه است بیشتر قابلیت ذخیره سیال است

$$\phi = \frac{V_p}{V_b}$$

Secondary → primary porosity تقسیم در پیوند

تخلخل ثانویه
تخلخل در شکاف

تخلخل اولیه
تخلخل در حفره

fracture و vug حفره در secondary porosity

$$\phi_c = \phi_i + \phi_r$$

$$D_m = V_{om}$$

$$\phi_i = \frac{V_{pm}}{V_{bc}}$$

حفره در بلوک matrix block

$$\phi_r = \frac{V_{pr}}{V_{bc}}$$

حفره در fracture

این فرمولها درست است $\phi_i \gg \phi_r$

$$\phi_m = \frac{V_{pm}}{V_{bm}}$$

$$\phi_i = (1 - \phi_r) \phi_m$$

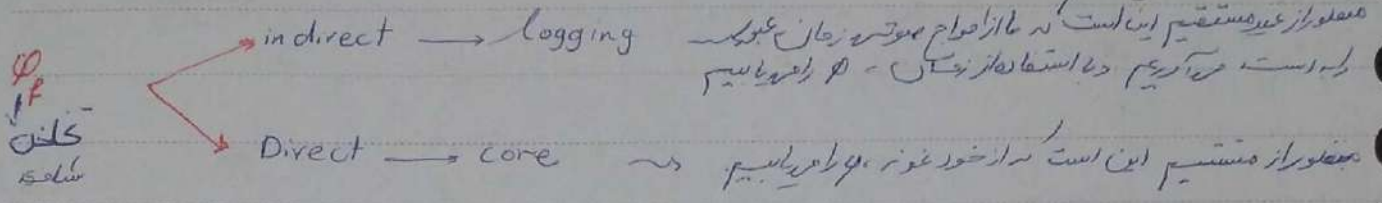
$$\phi_i = \frac{V_{pm}}{V_b} = \frac{\phi_m \cdot V_{bm}}{V_b} = \phi_m \cdot \frac{V_{bm}}{V_b} = \phi_i \cdot V_b \Rightarrow \phi_i = \phi_m \left(\frac{V_{om}}{V_b} \right) = \phi_m \left(\frac{V_b - V_{of}}{V_b} \right) = \phi_m (1 - S_w)$$

effective porosity

$$\phi_{i,eff} = (1 - \phi_r) \phi_m (1 - S_w)$$

vuggy, vuggy, party filled, vuggy filled

Non-vuggy, vuggy, no filling, vuggy, party filled, vuggy filled



$$\phi_c < 10\% \Rightarrow \phi_{fmax} < \phi_c$$

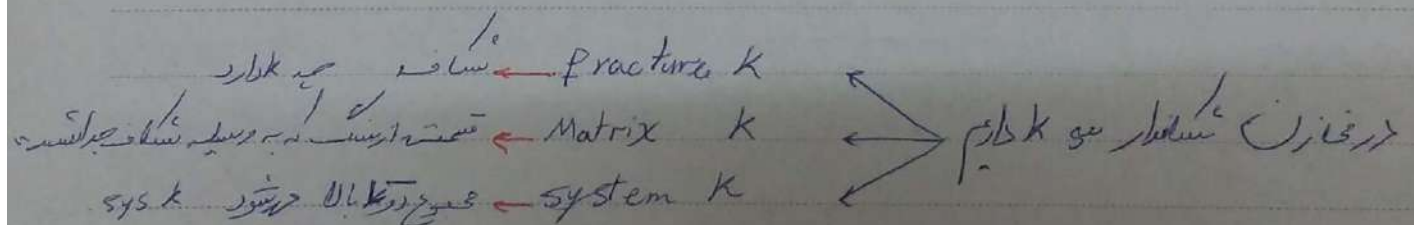
$$\phi_c > 10\% \Rightarrow \phi_{fmax} < \phi_c$$

ϕ_f مقدار بسیار کوچکی است و Range آن بین ۳٪ - ۰,۰۰۰۱٪

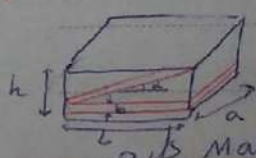
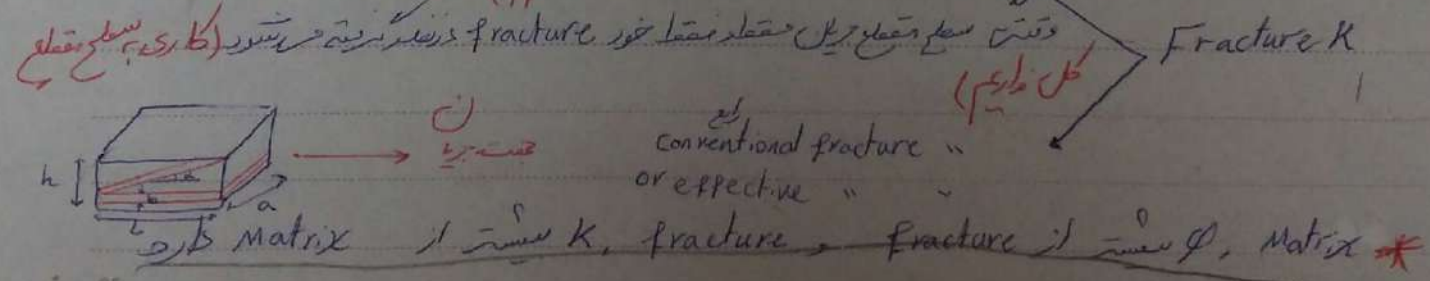
permeability

توانید سنگ برای عبور دادن سیال از خودتان کنید

عدد SI m^2 و در واحد field mD, D است



Intrinsic fracture permeability $(\frac{k}{\mu})$ تراکم ذاتی منافذ



25

معادله جهت سیال برای

$$q = A_f \times \frac{b}{12\mu} \times \frac{\Delta p}{L} = ab \times \frac{b}{12\mu} \times \frac{\Delta p}{L}$$

در صورتی که b و a ثابت باشند

ARMAN

حقیقتاً با b و a

$$q = A_f \times \frac{k_{ff}}{\mu} \times \frac{\Delta p}{L}$$

این رابطه برای تمام سیستم‌هاست

$$K_{ff} = \frac{b}{12}$$

حال زمانه در مساله به جهت جریان زاویه α در مساله

$$q = a \cdot b \cdot \frac{b' \cos^2 \alpha}{12 \mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} \rightarrow k_{FF} = \frac{b' \cos^2 \alpha}{12}$$

$$q = A_{FF} \cdot \frac{k_{FF}}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}$$

Fracture system:

تجمع مساله ها به یک هم سوئی است

$$k_{FF} = \frac{\cos^2 \alpha}{12} \sum_{i=1}^n b_i'$$

Fracture network:

$$k_{FF} = \frac{1}{12} \left[\cos^2 \alpha \sum_{i=1}^{n_A} b_{A_i}' + \cos^2 \beta \sum_{i=1}^{n_B} b_{B_i}' + \dots \right]$$

10

شعوری دریا چینه / Fra sys / در حرکت / از / Fra sys / که زاویه به جهت جریان (کار) متنا

ادرس زاویه α در مساله

conventional fracture permeability (k_f) (معمولاً به جای یا نوشته نشد)

وقت سطح مقطع جریان / شعوری / Fra sys / Matrix / هم در نظر بگیریم

$$q = A \cdot \frac{k_f}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} = a \cdot b \cdot \frac{k_f}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}$$

$$q = a \cdot b \cdot \frac{k_{FF}}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}$$

$$\xrightarrow{q} k_f = k_{FF} \cdot \frac{a \cdot b}{a \cdot h}$$

$$k_f = k_{FF} \cdot \frac{b}{h} = \frac{b'}{12h} \rightarrow \text{این رابطه فقط در این سیستم است}$$

20

system permeability

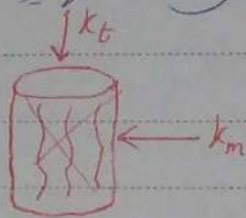
معمولاً در این matrix fracture sys است

$$k_e = k_m + k_f$$

25

مقدار هلیکس در لوله زمین گرفته می شود و این مقادیر بسیار متفاوت و در زمین لایه

در سگ شایف فضا بیشتر در جهت افقی است و در جهت عمودی کمتر است



k در جهت عمودی است

در سگ شایف فضا بیشتر در جهت افقی است و در جهت عمودی کمتر است

5

* از well test در جهت افقی k را یافت

$$k = \frac{\phi \mu [\ln \frac{r_e}{r_w} + s]}{2 \pi h a p}$$

s/s k از رابطه فرمول بالا است

اینجا k در جهت افقی است و در جهت عمودی کمتر است

1/2

اینجا k در جهت افقی است

Matrix block در جهت عمودی کمتر است

Kazemi

warren - root



در سگ شایف فضا بیشتر در جهت افقی است و در جهت عمودی کمتر است

20

Matrix block در جهت عمودی کمتر است

در این مدل هم شکله frac هم Matrix در جهت افقی است

25

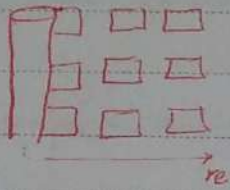
$$k_e = k_m + k_f$$

$$k_e = k_f$$

در جهت عمودی هم در جهت افقی

Warren - Root modals

سیستمی با فرکانس بالا را می توان به عنوان یک سیستم با فرکانس پایین در نظر گرفت. Matrix



$$k_e = k_f$$

✓

5

از well test می توانیم k_f را بدست آوریم. با استفاده از این پارامتر می توانیم k_e را بدست آوریم. در صورتی که $k_e = k_f$ باشد.

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

10

$$k_f = \frac{b^3}{12h} = \frac{b^2}{12} \times \frac{b}{h} = \frac{b^2}{12} \times \phi_f = k_{ff} \times \phi_f$$

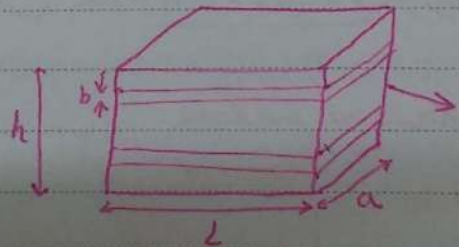
$$\phi_f = \frac{b}{h} = \frac{12 k_f}{b^2} \implies b = \sqrt{12 \cdot h \cdot k_f} = \sqrt{12 k_f / \phi_f}$$

1/2

15

Example:

multi fracture system



فرمانت $q_f = n \cdot A_f \cdot v$

فرمانت $q_f = n \times a \times b \times \frac{k_{ff}}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}$

فرمانت $q_f = a \times h \times \frac{k_f}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}$ $\frac{q_f = q_f}{\frac{k_{ff}}{\mu} = \frac{b^2}{12}} \implies k_f = \frac{n \cdot a \times b^2}{12 \times a \times h} = A_{FD} \times \frac{b^2}{12} = \phi_f \times \frac{b^2}{12}$

$= \frac{1}{12} \times \frac{b^2}{h} = A_{FD} \times b \times k_{ff}$

$\phi_f = \frac{12 k_f}{b^2} \implies b = \sqrt{\frac{12 k_f}{\phi_f}} = \sqrt{\frac{12 k_f}{A_{FD}}} = \sqrt{\frac{12 k_f}{L_{FD}}}$

25

$A_{FD} = \frac{n a}{a h} = \frac{n}{h}$

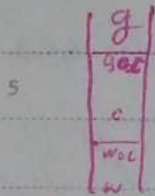
$L_{FD} = \frac{n}{h}$

$\phi_f = \frac{v_{eff}}{v_b} = \frac{a \cdot b \cdot b \cdot n}{a \cdot h \cdot L} = n \cdot \frac{b}{h} = A_{FD} \cdot b$

Transition zones are absent in a fractured Res

چون $P_c = 0$ ، دلیل اینکه نیروی gravity بسیار بزرگی capillary ندارد

و این باعث می شود انواع تعادلی را در چرخش رسم کنیم - شکل زیر در دسترس



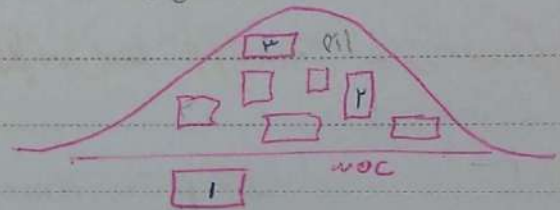
High water saturation zones can be unrelated to woc

داخل مخزن شناختار ، جاهایی وجود دارد که اشباع آب بالا دارد ولی در بین معنایست

نیروی woc است ، بلکه دلیل دیگری دارد

شکل ۲۳ است

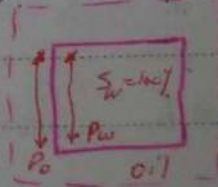
دست انداز می شود $\Delta p_{gh} < P_c$



- ۱ ← انتقال در تمام جاها از آب اشباع باشد $w_w = 100\%$ در واقعیت هم همینطور است
- ۲ ← شمولیت سوم است اما شمولیت در ابعاد مختلف
- ۳ ← حلقه دقت ها جای اینک برزفت باشد
- ۳،۲ ← اشباع آب w_w ، S_w ، S_o
- ۱۰۰٪ اشباع است

در این سیستم نفت در سنگ رسوبی رسیده و با جاذبه اولی (برای تمام زیاد موافقت می کند و در سنگ خالص رادیو) موافقت می کند بنابر این سنگ قادر خواهد بود که در حلقه دقت ها قرار بگیرد

عوقله ارتفاع زیاد می شود $\Delta p = \rho g h$ پس نیروی gravity P_c $\Delta p < P_c$



برای اینکه نفت وارد M.B شود (در بند وجود دارد) در صورتی که حالتی که گفته شد ۱۰ سانتی

P_c Gravity است P_c بر روی سطح

در هنگام اول تمام سنگها در دست انداز → بکار از آب در دست است در نتیجه P_c برای دور رفت

تخلیه حرکت است پس علاقه نفت باید نیروی زیادی وارد کند (سنگ آب دوست پس برای تخلیه نفت P_c نیروی مخالف حرکت است) $Gravity F$: نیروی مخالف حرکت نفت رسمه بکار است

اگر در دست $x \times$ فشار بالا می شود و قوت با این می آید به خاطر اینکه بول نفت

$P_w > P_c$ است پس آب بیرون می آید (در واقع بدل ها $Gravity F$ مخالف حرکت می کشد)

$$P_w = 0.991 \frac{g}{cm^3}$$

تازمانه آب از M_b تخلیه می شود که $Gravity F = P_c$ شد 15 میزان تخلیه بیشتر از ۲

$$Gravity\ force = \Delta \rho \times g \times h_{matrix}$$

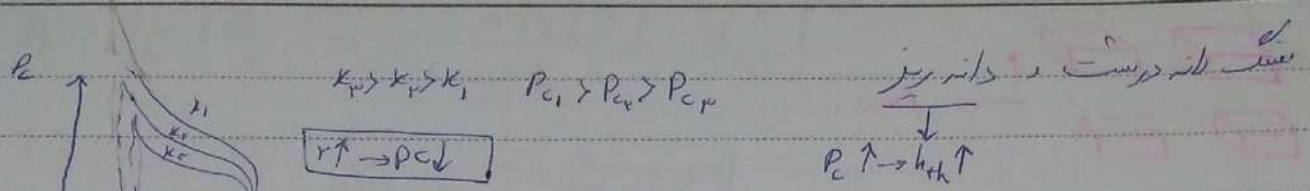
برای هر M_b یک h وجود دارد که آن $h_{threshold}$ است

اگر ارتفاع M_b برابر با $h_{threshold}$ است در آن قطعا $P_c = gravity F$ برابر است 20

اگر $h_{th} < h_{block}$ ← نیروی gravity از نیروی capillary بیشتر است

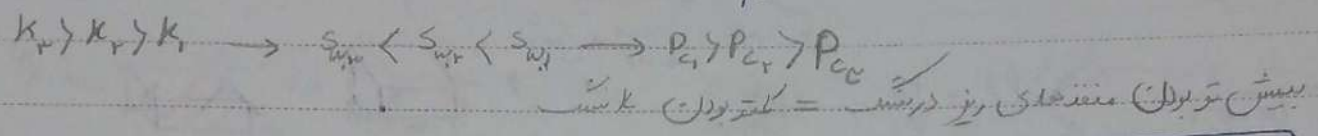
اگر $h_{th} = h_{block}$ شروع به تخلیه شدن کرده تا جایی که M_b شروع می شود 20

اگر $h_{th} > h_{block}$ → از آنجا که خارج می شود و نفت تخلیه می کند



مستقیم h_{th} به عمق زیادتری نسبت دارد. اندازه دانه ها نسبت به خروجی کوچکتر است. h_{th} بیشتر است

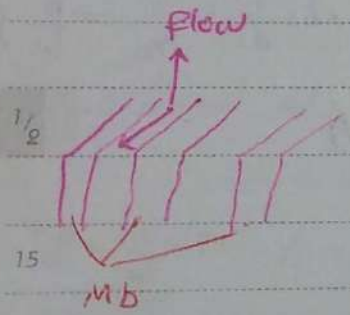
ک. با اندازهی حفرات رابطه مستقیم دارد



ک. با اندازه حفرات رابطه مستقیم

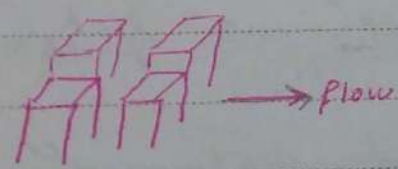
Reiss

آبای Reiss البته مخازن شایع با بزرگتره



۱. خطی، سلسله های داخل مخزن انواع M. b وجود دارد

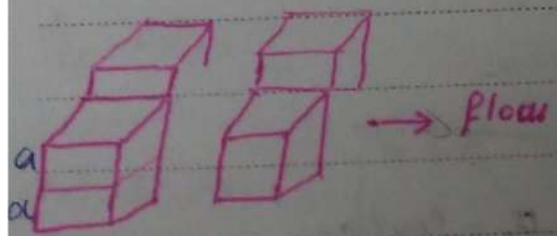
slides



۲. Matches طول بسیار نزدیک

۳. مربعی بلک با نقاط جهت جریان عمود

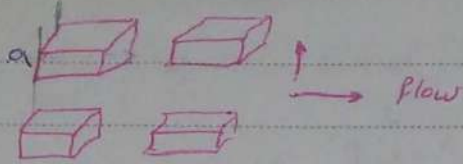
↑ flow



cubes

۴. مربعی بلک تپل نقاط جهت جریان عمود

↑



برای محاسبه ضرایب انتقال A_{FD} , K_{FF} , K_F , ϕ_F نیاز برای مدل 9 حساب می‌کنیم

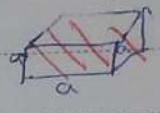
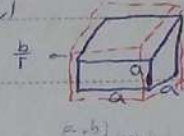
5

$$A_{FD} = \frac{\gamma a}{a^2} = \frac{\gamma}{a}$$

یعنی همان شکل فقط با اندازه $\frac{b}{\gamma}$ بالاتر

\Rightarrow ارتفاع \times مساحت = حجم

$$\phi_F = \frac{\gamma(a+b)\tau}{(a+b)\tau} = \frac{\gamma(a + \frac{b}{\gamma})}{a^2} = \frac{\gamma b}{a^2}$$



$$K_{FF} = \frac{b^2}{12}$$

\rightarrow این درجه‌بندی است

10

$$K_F = K_{FF} \cdot b \cdot A_{FD}$$

\rightarrow این درجه‌بندی است

$$K_F = \frac{b^2}{12} \times b \times \frac{\gamma}{a} = \frac{b^3}{12a} = \frac{b^2}{12} \phi_F$$

1/2

$$\Rightarrow b = \frac{a \phi_F}{\gamma}$$

$$\Rightarrow K_F = \frac{\phi_F}{12} \times \left(\frac{a^2 \phi_F^2}{12\gamma} \right) = \frac{a^2 \phi_F^3}{144\gamma} \rightarrow \phi_F = 0.4$$

15

و این مساحت را می‌توانیم بر اساس D بشود $\frac{K_F}{\phi_F} = K_{FF}$

$$ID = 9,149 \times 10^{-12} m^2$$

$$K_F = 0,41 a^2 \phi_F^3$$

D cm \rightarrow percent $\rightarrow \phi_F = 0.4$

10

$$K_F = 2,022 \times 10^{-12} b^2 \phi_F^3$$

D μm \rightarrow percent

correlation for k_f under s/s conditions

$$K_F = PI \frac{B \mu \log \frac{h}{h_0}}{\gamma \pi h}$$

$\phi_F =$ fraction

$$PI = \frac{m^2}{day atm}$$

25

$$\mu = cP$$

$$k = m$$

$$r_{FD} = \frac{L}{cm}$$

$$B = \frac{pbt}{STR} \quad L \frac{cm^2}{STCm^2}$$

$$\phi_F = \frac{1}{ARMAN} \left[PI \frac{B \mu \log \frac{h}{h_0}}{h} A_{FD} \right]^{\frac{1}{3}}$$

\uparrow

این درجه‌بندی است

$$p_p = \frac{1}{k_{DA}} \left[\frac{D}{G} \frac{(2\gamma r + T) Z A \log \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{(\gamma r + T_0) h} A_{FD}^r \right]^{\frac{1}{c}}$$

$$T^{\circ} \quad D_G = \frac{q}{\Delta p^r} \quad \left(\frac{m^r}{day \cdot atm^r} \right)$$

اندر زمین متناهی در راستای x و y جهت ϕ متساوی است و در جهت z متناهی است
 anisotropic.

$$\phi_{p,anis} = \phi_p \cdot J_A \quad \text{شماره } J_A$$

$$J_A = \left[\left(\frac{k_{xx}}{k_{yy}} \right)^r + \left(\frac{k_{yy}}{k_{xx}} \right)^r \right]^{\frac{1}{2}} \quad k_{xx} = k_x \quad k_{yy} = k_y$$

Example: مدل ترازوی پیری در یک چاه عمیق 7 است

1/ Stabilized rate $q_p = 1110 \frac{cm^3}{day}$ $k_p, \phi_p ??$

15 $\Delta p = 1.4 \text{ atm}$ $p_o = 1.0 \text{ MPa}$ $B_o = 1.1$ $r_e = 100 \text{ cm}$ $r_w = 10 \text{ cm}$ $h = 100 \text{ m}$

$$k_p = PI \frac{B_o \mu_o \log \frac{r_e}{r_w}}{\gamma r h} = \frac{1110}{1.4} \cdot \frac{1.1 \times 10^6 \log \frac{100}{10}}{1.2 \times 10^8} = 0.01 \text{ Darcy}$$

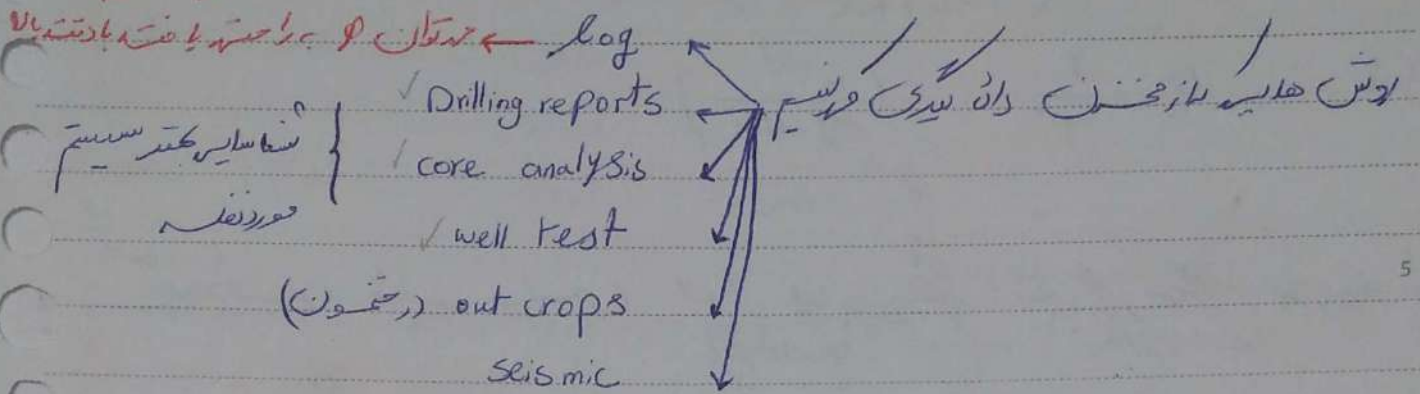
$$\phi_p = \frac{1}{\Delta p V A} \left[\frac{1110}{1.4} \cdot \frac{1.1 \times 10^6 \log \frac{100}{10}}{100} \times (0.01)^r \right]^{\frac{1}{c}} = 2.11 \times 10^{-2} = 0.0211$$

$$k_{FE} = \phi_p \cdot J_A$$

Maob > b1 Jp → $\begin{cases} a = ? \\ b = ? \end{cases}$ → $b = \sqrt{\frac{k_p}{\phi_p} \times \frac{10^2}{\Delta p \cdot \Delta p}} = \sqrt{\frac{0.01}{0.0211} \times \frac{10^2}{1.4 \times 1.4}} = 1.5 \text{ cm}$

$$a = \sqrt{\frac{k_p}{\phi_p} \times \frac{1}{\Delta p}} = 10.1 \text{ cm}$$

ϕ_m & k_m relationship



ک مغز از core analysis به دست می آید

تعداد داده های مختلف بسیار زیاد است ولی k بسیار محدود است به همین خاطر به دنبال

یافتن رابطه ای بین ϕ و k هستیم

رابطه ای بین ϕ و k معمولاً مستقیم است ولی همیشه مثال نقص آن

shale ها همیشه به ϕ بسیار بالایی دارند و k بسیار پایینی است و با caprock

$$k_m = e^{a\phi_m + b} \xrightarrow{\log} \log k_m = a\phi_m + b$$

حال اگر بخواهیم هیچ داده ای از رابطه ای که داریم از k استفاده کنیم از correlation استفاده می کنیم

Trebia →

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi_m < 12 \rightarrow k_m = 2 \exp^{-0.214 \phi_m} \\ \phi_m > 12 \rightarrow k_m = 4.94 \phi^2 - 7.93 \end{array} \right.$$

Iranian field data

	ϕ_m	k_m (mD)	S_{wi} (%)
Good	> 1	> 1	25
Poor	$0.5 - 1$	$0.1 - 1$	$25 - 50$
Dense	< 0.5	< 0.1	> 50

5

Procedure k

$k_{fi} = \left[\frac{\log p_e - 4.402}{\log p_{ei} - 4.402} \right]^4$

$p_e = \text{effective pressure} = \sigma - p$

(رابطه مستقیم وجود دارد) \rightarrow k تغییر می کند
 (دریافت مستقیم می شود) \rightarrow pore pressure
 psi واحد \rightarrow p

σ \rightarrow overburden p

10

فشار بالا رسانی، بالا بردن فشار، خوردگی است

با حصول بالا \rightarrow اثر فشار روی k بررسی می شود \rightarrow تغییر مستقیم \rightarrow pore pressure \rightarrow تغییر فشار \rightarrow تغییر k

1/2

$$\frac{k_p}{k_{sp_i}} = \left[\frac{\phi_p}{\phi_{sp_i}} \right]^4$$

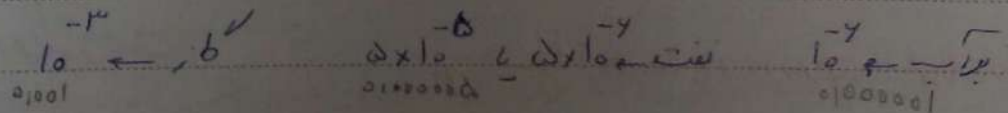
Rock compressibility in fractured rock

برای تغییر فشار در سیال \rightarrow تغییر حجم خواهیم دید

$$c = -\frac{1}{v} \frac{\Delta v}{\Delta p} \Big|_T \quad \text{واحد } ps^{-1}$$

20

صورتی که تمام پذیری هم داریم بر آن می بینیم چون در دما ثابت است \rightarrow تغییر



حجم کل سنگ V_B و حجم ذرات سنگ V_r خواهیم

25

$$V_B = V_r + V_p$$

$$V_p = V_B \times \phi$$

$$C_B = \frac{1}{V_B} \cdot \frac{dV_B \downarrow}{dP \downarrow} \rightarrow \text{pure pressure}$$

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \cdot \frac{dV_r \uparrow}{dP \downarrow}$$

$$C_p = \frac{1}{V_p} \cdot \frac{dV_p}{dP}$$

با افزایش فشار، حجم در شستند ← رابطه منفی در خواص

$$V_B = V_r + V_p \xrightarrow{\text{تفاضل}} dV_B = dV_r + dV_p = \phi V_p \rightarrow \frac{dV_B}{V_p} = \frac{dV_r}{V_p} + \frac{dV_p}{V_p} \quad V_p = \phi V_B$$

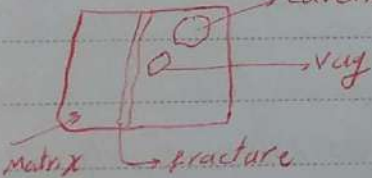
$$\frac{dV_p}{V_p} = \frac{1}{\phi} \frac{dV_B}{V_B} \rightarrow C_p = \frac{1}{\phi} C_B$$

$$V_B = V_p + V_r \rightarrow dV_B = dV_p + dV_r \rightarrow \frac{dV_B}{V_B} = \frac{dV_p}{V_p} + \frac{dV_r}{V_r} \rightarrow C_B = \frac{1}{1-\phi} C_r \rightarrow C_B = (1-\phi) C_r$$

$$\frac{dV_B}{V_r} = \frac{dV_r}{V_r}$$

$$\frac{dV_B}{V_B(1-\phi)} = \frac{dV_r}{V_r} \rightarrow C_r = \frac{1}{1-\phi} C_B \quad C_p = \frac{1-\phi}{\phi} C_r$$

مجموعه vug و حفره در سنگ



$$C_r = C_m + \phi_c C_c + \phi_v C_v + \phi_f C_f$$

* $C_v \leq C_m$

Fluid compressibility:

$$C_o = -\frac{1}{V_o} \frac{dV_o}{dP} \quad C_w = -\frac{1}{V_w} \frac{dV_w}{dP} \quad C_g = -\frac{1}{V_g} \frac{dV_g}{dP}$$

Total compressibility C_T

$$C_T = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g + C_p$$

Effective compressibility = C_e

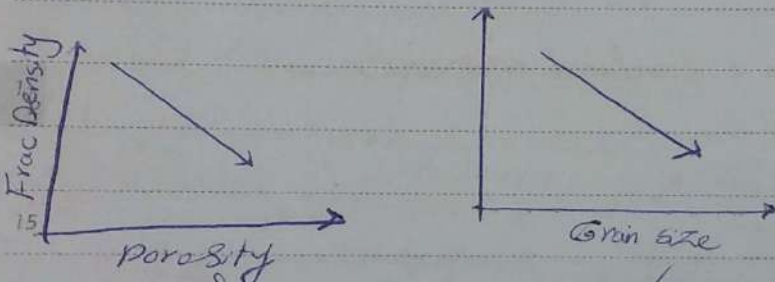
$$C_{e, \text{ of phase } a} = \frac{C_T}{S_a} \quad C_{e, \text{ o, i, o}} = \frac{C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_p}{S_o}$$

if $S_g = 0$
 $S_o = S_{oi} = 1 - S_{wi} \Rightarrow C_{g/o} = C_o + \frac{S_{wi} C_w + C_p}{1 - S_{wi}}$

in gas reservoir $\Rightarrow C_{eg} = C_y + \frac{S_w S_w + C_p}{1 - S_{wi}}$
 نفت و گاز در کنار هم
 $C_g \gg C_w, C_p \rightarrow C_{eg} = C_y$

Sources of fracture detections:

- Direct
 - * core \rightarrow نمونه ای از سنگ در حین حفر شدن
 - * logging \rightarrow frac log تصویری است که دقیق جای frac را نشان می دهد
 - * out crop (در حفاری)
- in-direct
 - * well test \rightarrow تست های زود ریز (پایه چاه) می توانند در حین تست به شکاف ها اشاره کنند
 - * Drilling \rightarrow زحمت های در حین حفاری (به شدت حرز زنی کل کار)



$\uparrow k \downarrow \phi$ \rightarrow امکان شکل frac کم می شود و کمتر هوا در شکاف ها جمع می شود
 در شکاف های بزرگ تر شکاف

انواع شکاف ها: fractured & (بیشتر بزرگ و گاه زین سناسی)

درستی بزرگی وجود دارد و احتمال بارستی بزرگی Nelson سرو پلازم

Nelson با این شکاف ها را چهار دسته طبقه بندی کرده است
 نوع اول: آن شکاف ها که هم در k مخزن با fracture مشخص می شود
 یعنی مجموعه ای از شکاف های بهم پیوسته و در طول درستی $k_{eff} \sim 0$ است

هم نوع جدیدی از شکاف ها در حفاری

نوع دوم: شکاف‌ها، شبکه‌های غشایی تشکیل می‌دهند و هر عددی نسبت در Matrix وجود دارد در این نوع مخزن k_m دارد و s_m بسیار خوب دارد (از ϕ قابل شل آتاپری، اینتیلر)

نوع سوم: شکاف‌ها، تعدادی مخزن زیاد می‌دهند و در عمل عدد Matrix هم K, ϕ قابل توجه دارد شبکه frac حجمی است (شکاف‌ها برای دوباره) شل آتاپری
 هم در مخزن هم از Matrix و هم از Fracture تولید می‌شود

نوع چهارم: شکاف تولید می‌شود و بسیار زیاد در مخزن می‌دهند در این حالت یک یا دو شکاف بسیار زیاد وجود دارد

Effective compressibility in a fractured reservoir:

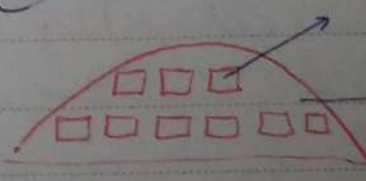
$$c_e = s_o c_o + s_w c_w + s_g c_g + c_p$$

$$c_e = s_o c_o + s_w c_w + s_g c_g + c_m \phi_m + c_{pp} \phi_f$$

if $s_g = 0$ در سیستم گازپوشش \rightarrow فقط آتاپری نسبت \rightarrow $s_o = s_{om} \phi_m + s_{op} \phi_f$
 $s_w = s_{wm} \phi_m + s_{wp} \phi_f$

در لحظه اول که هیچ تولیدی نکردیم $\left\{ \begin{array}{l} s_{o,p} = 1 \\ s_{w,p} = 0 \end{array} \right.$

در مورد M.D. وقت طوری شود که مخزن شود $s_{om} = 1 - s_{wm}$



انفست براند $P_c = 0$ \rightarrow مخزن منفست است \rightarrow $P_g \neq 0$ \rightarrow نیروی کشادینت باعث درشود \rightarrow گاز به بالا منت رفت وسط دراک \rightarrow اینجاست

در مخزن frac، نازک‌تر می‌شود هر که پایین می‌رود و در کمان اولیه $s_{o,p} = 1$ می‌شود

$v_{FD} = \frac{u \cdot b \cdot \text{frac}}{m \cdot b}$

$A_{FD} = \frac{P_{\text{frac}}}{P_{\text{matrix}}}$

$FD = \frac{v_{\text{frac}}}{v_b}$

$e = \frac{1}{L_{FD}}$

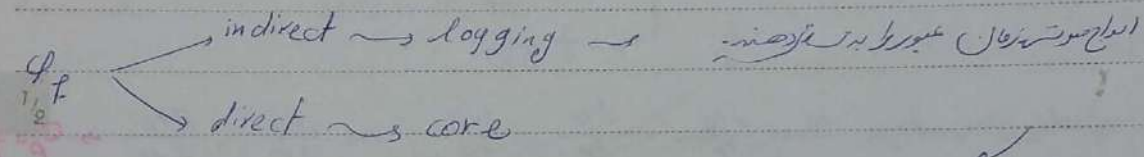
توضیحات
در مورد
فرمول

$\phi = \frac{V_p}{V_b}$ (circled)
 $\phi = \phi_i + \phi_r$
 $\phi_i = \text{Primary porosity} = \frac{V_{pm}}{V_b}$
 $\phi_r = \text{secondary porosity} = \frac{V_{pr}}{V_b}$

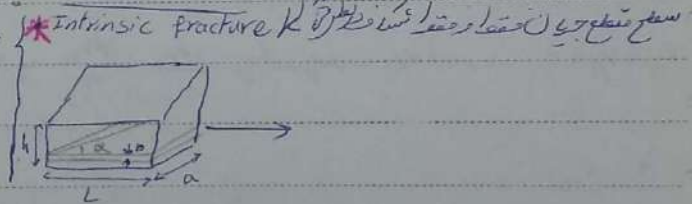
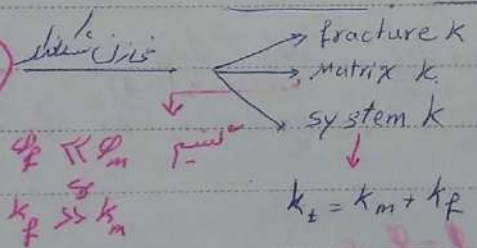
$\phi_m = \frac{V_{pm}}{V_{bm}}$

$\phi_i = (1 - \phi_r) \phi_m$
 $\frac{V_{pm}}{V_b} = \phi_m \frac{V_{bm}}{V_b} = \phi_m \left(\frac{V_b - V_{pr}}{V_b} \right) = \phi_m (1 - \phi_r)$

$\phi_{\text{eff}} = (1 - \phi_r) \phi_m (1 - S_{wi})$



توضیحات
در مورد
فرمول



$q = a \cdot b \cdot \frac{k_{ff}}{\mu} \frac{\Delta P}{L}$
 $q = a \cdot b \cdot \frac{b^3}{12\mu} \frac{\Delta P}{L} \rightarrow k_{ff} = \frac{b^3}{12} \cos^2 \alpha$

Fracture sys $\rightarrow k_{ff} = \frac{\cos^2 \alpha}{12} \sum_{i=1}^n b_i^3$

Fracture disk $\rightarrow k_{ff} = \frac{1}{12} \left[\cos^2 \alpha \sum_{i=1}^n b_{\alpha i}^3 + \cos^2 \beta \sum_{i=1}^n b_{\beta i}^3 \right]$

* effective or conventional fracture k

$q = a \cdot b \cdot \frac{k_{ff}}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \rightarrow k_f = \frac{b}{h} \times k_{ff} = \frac{b^2}{12h}$
 $q = a \cdot h \cdot \frac{k_f}{\mu} \frac{\Delta P}{L}$

$k_f = \frac{9\mu [L a \frac{b^2}{12} + S]}{2\pi h \Delta P}$

ARMAN

توضیحات در مورد فرمول
 warren root \rightarrow kozemi

Mob

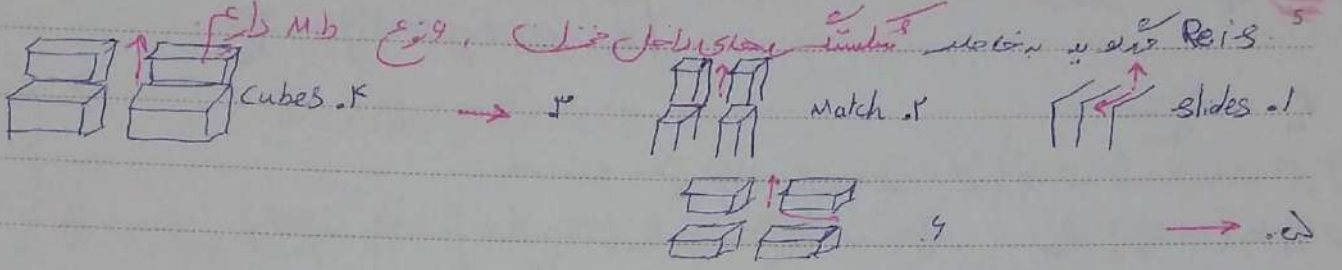
فصل از دست درختن ...

آیا این M.b. ...

Network frac ... M.b. ...

... M.b. ...

... M.b. ...



Compressibility

$$c = -\frac{1}{v} \frac{\partial v}{\partial p} \rightarrow \begin{cases} c_B = \frac{1}{v} \frac{\partial v}{\partial p} \\ c_p = \frac{1}{v} \frac{\partial v}{\partial p} \\ c_r = \frac{1}{r} \frac{\partial r}{\partial p} \end{cases}$$

10

$$v_B = v_p + v_r \rightarrow dv_B = dv_p + dv_r = v_p \frac{dv_p}{v_p} + v_r \frac{dv_r}{v_r} \rightarrow \frac{dv_B}{v_p} = \frac{dv_p}{v_p} + \frac{dv_r}{v_r} \rightarrow \frac{dv_p}{v_p} = \frac{dv_B}{\phi v_B} \rightarrow \frac{1}{\phi} = \frac{1}{\phi} c_B$$

$$v_B = v_p + v_r \rightarrow dv_B = dv_p + dv_r = v_r \frac{dv_r}{v_r} + v_p \frac{dv_p}{v_p} \rightarrow \frac{dv_B}{v_r} = \frac{dv_r}{v_r} + \frac{dv_p}{v_r} \rightarrow \frac{dv_r}{v_r} = \frac{dv_B}{v_B(1-\phi)}$$

$$v_r + v_p = v_B \rightarrow v_p = v_B - v_r \rightarrow \phi = \frac{v_p}{v_B} \rightarrow v_B - v_r = \phi v_B \rightarrow v_r = v_B(1-\phi)$$

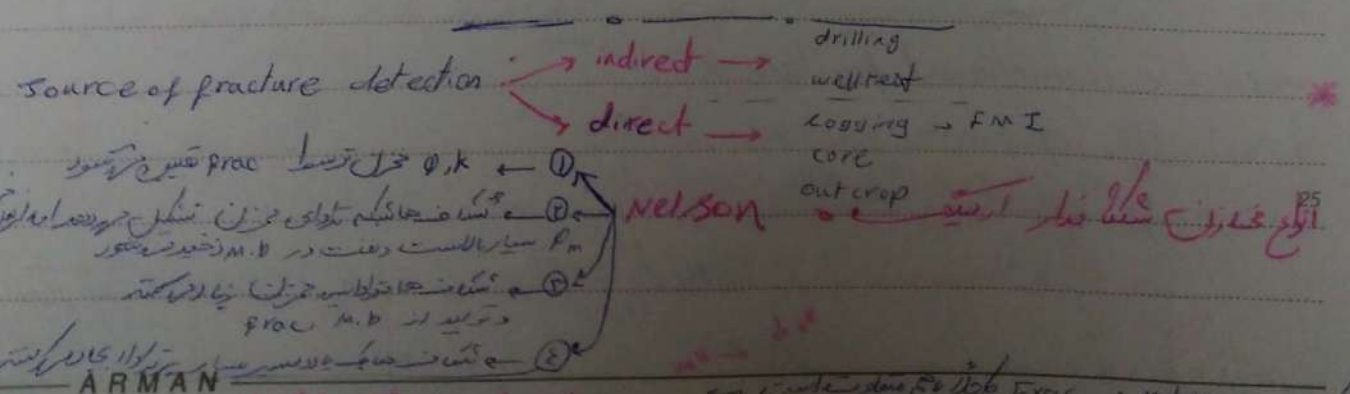
$$c_p = \frac{1}{\phi+1} c_B$$

$$\rightarrow c_p = \frac{1}{\phi} c_B, c_r = \frac{1}{1-\phi} c_B \rightarrow c_p = \frac{1-\phi}{\phi} c_r$$

Total compressibility $c_T = c_o s_o + c_w s_w + c_g s_g + c_f$

effective compressibility $c_{e,a} = \frac{c_T}{s_a}$

20



Relative permeability of fractured series

Matrix \rightarrow experiment \rightarrow correction \rightarrow matrix \rightarrow Frac

Matrix \rightarrow experiment \rightarrow correction \rightarrow matrix \rightarrow Frac

در ابتدا M.b برقرار است و اطلاعات آن را نسبتاً حاصل کرده است

کدام اول تولید P_c مخالف ورود نفت است چون M.b آن درست است و P_g

کلیتاً بر این انتقال حرکت تا زمانیکه M.b s_{wim} آن به خوبی خاص برسد

5

$$\left\{ \begin{aligned} S_o &= (1 - s_{wim}) \phi_m + \phi_p \\ S_w &= s_{wim} \cdot \phi_m \end{aligned} \right. \rightarrow C_t = \left[(1 - s_{wim}) \phi_m + \phi_p \right] C_o + (s_{wim} \phi_m) C_w + C_{pp} \phi_p + C_{pm} \phi_m$$

$$\frac{C_{e,o}}{C_o} = \frac{C_t}{S_o} = C_o + \frac{s_{wim} \phi_m}{(1 - s_{wim}) \phi_m + \phi_p} C_w + \frac{C_{pp} \phi_p}{(1 - s_{wim}) \phi_m + \phi_p} + \frac{C_{pm} \phi_m}{(1 - s_{wim}) \phi_m + \phi_p}$$

این رابطه بالا یک رابطه کلی است

نقصیم $\phi_m \gg \phi_p$ را حذف کرد پس بصورت ساده تر داریم

$$\frac{C_{e,o}}{C_o} = C_o + C_w \cdot \frac{s_{wim}}{(1 - s_{wim})} + \frac{C_{pp} \times \phi_p}{(1 - s_{wim}) \phi_m} + \frac{C_{pm}}{(1 - s_{wim})}$$

باز در اینجا $C_{pp} \cdot \phi_p$ در برابر $(1 - s_{wim})$ بسیار ناچیز است

$$\frac{C_{e,o}}{C_o} = C_o + C_w \cdot \frac{s_{wim}}{(1 - s_{wim})} + C_{pm} \cdot \frac{1}{(1 - s_{wim})}$$

اگر M.b ذاتاً آن بسیار به نزدیک باشد یعنی light light Dense For very tight M.b

بسیار فشرده \rightarrow secondary migration در M.b پراست و شیب حالزفت بیشتر است

25

چون M.b tight است P_c است \parallel P_c است \rightarrow نیروی گرانشی تولید کننده P_c

چون در ابتدا M.b چگال بود $s_w = 1$

ARMAN

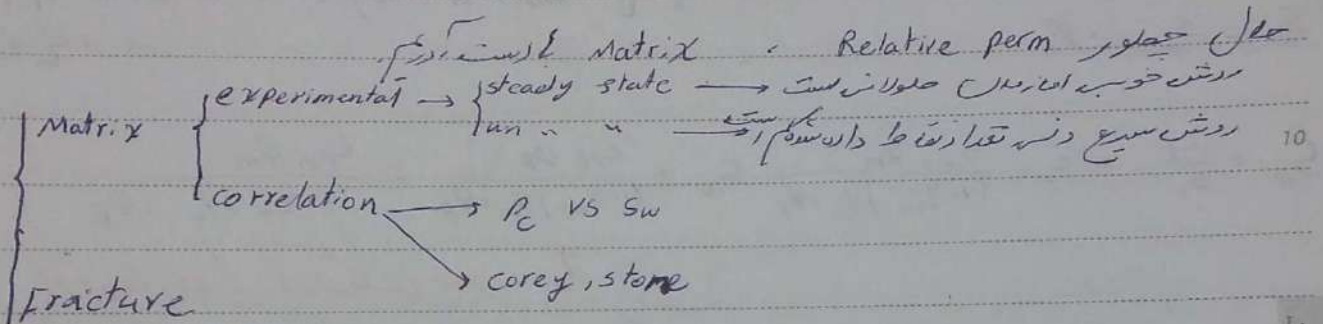
پس آن درست است پس درست وارد شود پس P_c نیروی گرانشی است

$$C_{e,0} = C_0 + C_w \frac{\phi_m}{\phi_f} + C_{pm} - \frac{\phi_m}{\phi_f} + C_{pf} \cdot \frac{1 - S_{w,im}}{S_{w,im}}$$

Relative permeability of fractured reservoir:

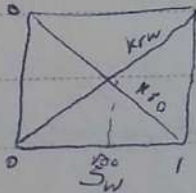
برای دلیل وجود خط Matrix ، Fracture چون با همیت آن ها فرق دارد باید در نمودار

جدای برای k_r رسم کرد



همچون روش هستی یافتند

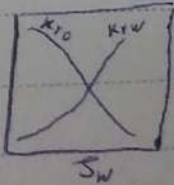
در مورد fracture حد از یابیده ای اگر خطه این است



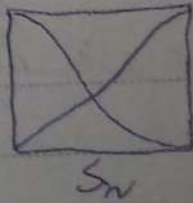
راستی مین

وقته prac ها در امتداد هم معنیه باشند

و برای Matrix



حقیقت این که داده شدن خطه مندرج این نیست



frac حد از امتداد هم معنیه باشند

capillary pressure:

تغییر کمتر میسیم در جلال تعادل باشد فشار فاز غیر میسینه \uparrow از فاز گاز میسینه است
 اختلاف فشار در سیال درین رژیم و این نیرو وجود دارد
 وقتی این نیرو در رژیم که
 در سیال اندر جسم تراشید با فازهای مختلف

	wet	None-wet
water-gas	water	gas
oil-gas	oil	gas
water-oil		

5
 حرکت پذیری در فرسیال تراشید با فازهای
 10
 هیچکدام از اینها در فرسیال تراشید با فازهای

15
 wet است
 17
 wet است
 18
 wet است

$$P_{c, gw} = P_g - P_w$$

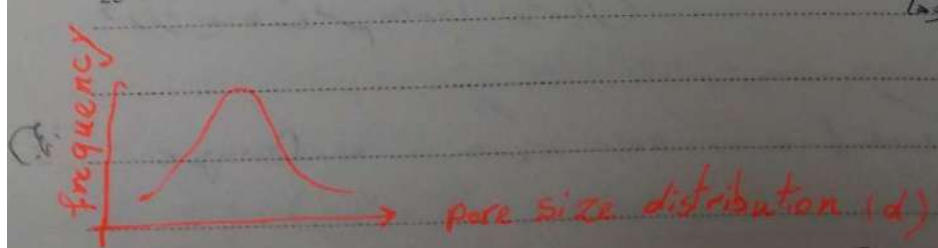
$$P_{c, go} = P_g - P_o$$

$$P_{c, wo} = P_o - P_w$$

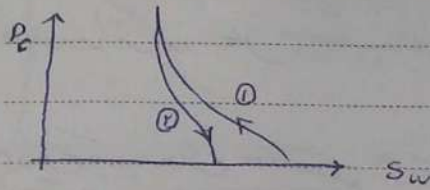
این صورت تقریبی است
 $L_{nw} \rightarrow w$

wetability

capillary pressure (توزیع فشار) و (توزیع فشار) و (توزیع فشار)



23
 فاز wet
 در این رژیم و حفرها نیز تراشید و نظر sw داخل حفرها در



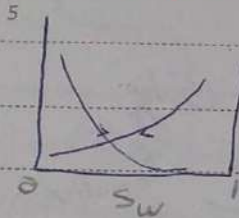
Drainage (1)

Imbibition (2)

hysteresis

در سیر صعودی P_c است

relative perm eability

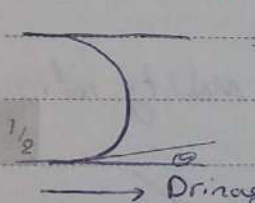


drainage → Relative perm

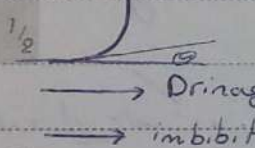
relative perm

Mysteresis effect رخ در هر دو به یک شکل است و در هر دو یکسان است

contact angle hysteresis

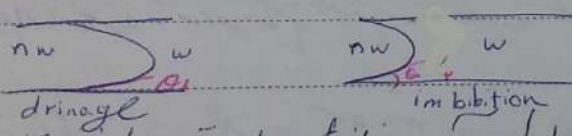


Drainage در حال رخ دادن است تماس بین دو فاز کشیده می شود



د باعث می شود θ داشته باشیم در وقت imbibition در حال رخ دادن

است باعث می شود زاویه تماس بیشتر داشته باشیم بنابراین غرور این دو فرآیند متفاوت است



$\theta_2 > \theta_1$

secondary migration چون در حین در حین $\theta_2 > \theta_1$ است در این حالت $\theta_2 > \theta_1$ است

حالت این در حین $\theta_2 > \theta_1$ است در حین $\theta_2 > \theta_1$ است

است برای فاز کوچکتر معمولاً نفت دوست هستند (در زمان حال) و یا خنثی هستند

چطور بر اثر گذر زمان شکست درست نیست درست تر بشود؟

بدلیل پدیده های سلفی یعنی جابجایی مواد قطعی و ناقص و جابجایی آن ها روی شکست

تشنه شدن شکست های خزن از آن دوسته است دوسته تبدیل می شود

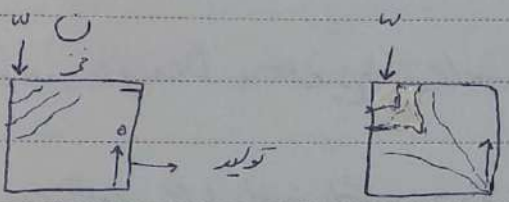
5

مقاومت زیاد است

P_c matrix هر دو شود حال P_c برای شکست های خزن وجود دارد [مانند شکست ها] عالی به دست می آید

P_c fracture جمع ایده ای وجود ندارد هنوز در نتیجه صفر می شود

-10



Mobility ratio

هدف این است که آب نسبت تولید شده را جابجایی کند به سمت چاه تولیدی در امتداد یک چینه

15

ایجاد می شود اگر آرام انجام شود یعنی کاملاً در حال جدا کردن نفت است به همین حالت حرکت

چون $piston$ like است اما آب به سرعت به سمت چاه تولیدی رود در این حالت $k_{channel}$ است

20

اگر $M = 1$ به خود است

$$M = \frac{\text{سیال پدیده کننده} \cdot k_{r \text{ چاه}}}{\text{سیال چاه} \cdot k_{r \text{ چاه}}}$$

$M > 1$ در درجه ایجاد کرده و آب بدون اینکه نفت را جابجایی کند باز آب تولید می شود و امکان است در خزن رسو کند

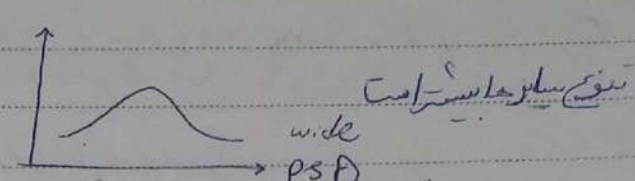
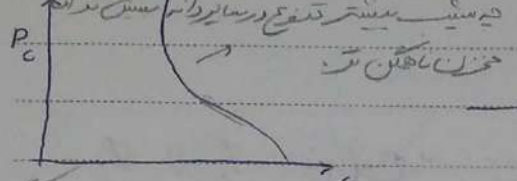
حرکت آب را تنظیم

وقتی که سازند آب دوست باشد که صورت M است پس M کوچک است

25

به نوعی آب دوست است پس تمام حرکت رو کند

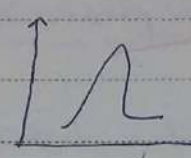
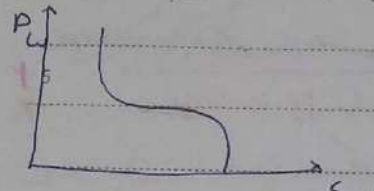
این نمودار هم این نوع فرآیند را نشان می‌دهد



نوع سازجاست

wide PSD

برعکس چون نمودار بالا چین است نشان می‌دهد که نوعی در سازجاست و در نتیجه چین خالی است



نوع سازجاست

نوع سازجاست

این نوع سازجاست

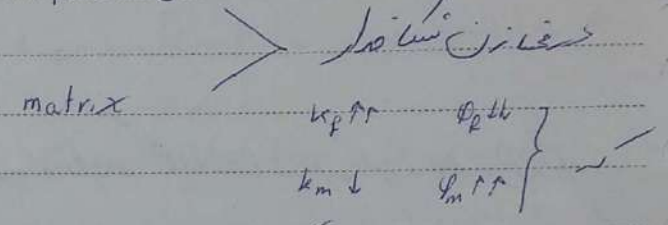
این نمودار سازجاست چون یکدست است و در نتیجه چین خالی است

uniform PSD

production mechanisms in NFRs

fracture

داریم که خصوصیات این سیستم با هم فرق دارند



frac matrix نوع سازجاست

15

حلال چه چیزی (مانند) که مریه که نت از Matrix حاوی fracture شود و از

fracture حاوی داشته باشیم چون $k \gg k_m$ است؟

20

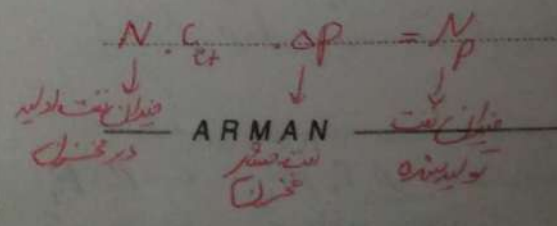
expansion

با شروع تولید فشار در Mat و fra خواهد بود این اختلاف باعث می‌شود

سازجاست از $f \ll M$ حالتی که خودمان اینها سازجاست

25

expansion Index: این تولید کننده چندان است از اینها است



$$C_{ct} = C_o + \frac{(C_w S_{wm} + C_m) \phi_m + C_{pp} \phi_p}{\phi_m (1 - S_{wm}) + \phi_p}$$

در حالت $\phi_m \gg \phi_p$ حلال $\phi_p = 0$ در دست تا به حد می شود

expansion در حالت جواب نهی شده single phase

Diffusion *

حرکت سیال می تواند باشد از bulk fluid

در یک سیال ماده ای A وجود دارد و قوت خود سیال حرکت می کند مقیاری ماده انتقال می دهد که در

انتقال از convection است

Diffusion* انتقال حرکت موکو لوس است بین مثلاً در Matrix بویکات جمله دارد و فقط این مواد

بعضی از غفلت مواد در fracture باشد در نتیجه مواد از Mat به frac می رود

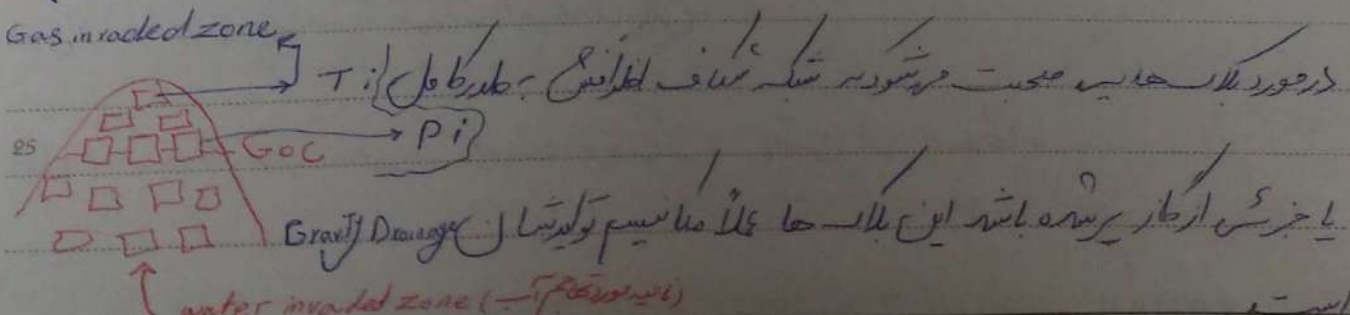
(خود سیال ثابت است و سیال دیگر در آن می تواند حرکت کند)

Diffusion در فرآیندهای مغزها نیز خودش خیلی فعال می رود و مثلاً در نفت است

خیلی خودش را انتقال می دهد

Gravty Drainage* اگر یک چین fracture داشته باشیم با شروع تولید گاز می شود

در این حالت برودت ممتد است تا به این حد که گاز در سنگ حبس می شود و در نهایت به فرسایش می رود و شروع به آزاد کردن گاز می کند و ایجاد کلاهک گازی می کند (در فرسایش)



یا فرسایش از گاز برسد این بلاک ها عملاً ما نمی توانیم تولیدشان
 $P_0 > P_g$ این اختلاف فشار باعث می شود که از Mat وارد Matrix شود

ARMAN
 P_0
 P_1

Matrix block در مورد $\rho_w > \rho_o$ } Totally immersed
 Partially immersed

بلوک در آب $\rho_w > \rho_o$ است. اگر $\rho_w < \rho_o$ باشد، بلوک در آب شناور است.

بلوک در آب شناور است. اگر $\rho_w < \rho_o$ باشد، بلوک در آب شناور است.

در نظر بگیرید: Partially immersed $\rho_w < \rho_o$ Totally immersed $\rho_w > \rho_o$

imbibition *

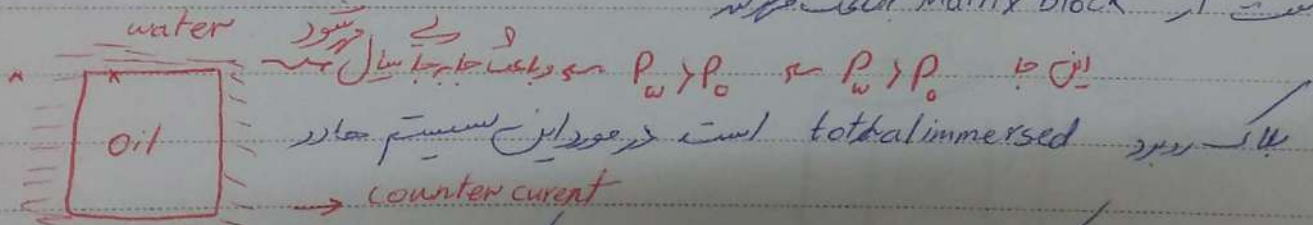
imbibition (water invaded zone) در مورد $\rho_w > \rho_o$ است.

بلوک در آب شناور است. Matrix block

1/2

Totally im. Partially im. water invaded zone

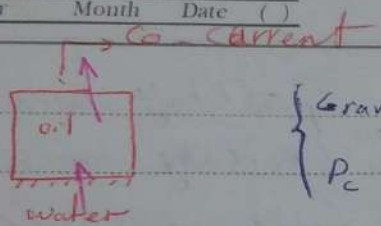
بلوک در آب شناور است. Matrix block



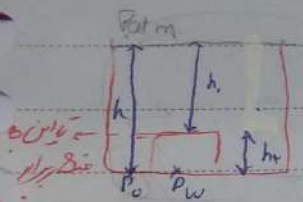
درع نبود وجود دارد یک capillary, gravity. چون فشار آب اختلاف است غلبه می کند.

capillary اگر بلوک water wet و غلبه می کند. oil wet

در این حالت اگر بلوک فشار غلبه می کند.



فرایند صعودی است و در frac صعودی می شود
 یعنی در فاز مایع می شود و در فاز گاز می شود
 Gravity \ominus است
 $P_c \ominus, \oplus$ است
 oil wet \ominus است
 water wet \oplus است



$$P_o = \rho_o g h + P_{atm}$$

$$P_w = P_{atm} + \rho_w g h_w$$

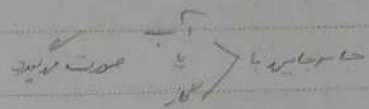
این جا به دو جهت می باشد تغییر در P تغییر در ρ و h می باشد
 باعث تولید استرس می شود

این در حالت رو به بالا است جهت افت دارد اگر در فرآیند آ - وقت هم جهت حرکت کنند

(در جهت مخالف) counter current و اگر مخالف هم حرکت کنند counter current

Simplified Dynamic Approach for Displacement is SMB

- displacement by water
- displacement by gas

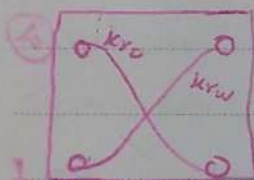


معادلات درست در مورد Simple modal معمولاً حل عددی دارند (حل تحلیلی ندارند)

Simple modal

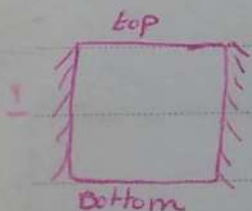
- flow is 1 dimensional ✓
- p_c is constant at the surface ✓
- relative end points are fixed ✓

اگر به هر دو لایه خصوصیات سنگ عوض شود احتمال دارد end point عوض شود



- SMB surrounding are impermeable

اطراف SMB تراوا است یعنی سیال از پایین وارد از بالا خارج می شود



در اطراف همیساکن

- Darcy's law can be applied for wetting and non-wetting phases

1 wet phase

2 قانون داریس برای فاز nw

تفصیل

$$u_w = - \frac{k \times k_{rw}}{\mu_w} \cdot \frac{\partial \Phi_w}{\partial z}$$

$$u_{nw} = - \frac{k \times k_{ro}}{\mu_o} \cdot \frac{\partial \Phi_{nw}}{\partial z}$$

$$\Phi = p + \rho g h$$

- fluids are incompressible → سرعت فاز wet = سرعت فاز non-wet

اگر سیال یکم دریا باشد در امتداد زیاد تغییر شرایط و تغییر فشار باعث تغییر حجم می شود و سرعت تغییر می کند

اما اگر سیال تکامل پذیر باشد در راستای x تغییر فشار اثری بر حجم ندارد

$$\begin{cases} \frac{\partial u_{nw}}{\partial x} = 0 \\ \frac{\partial u_w}{\partial x} = 0 \end{cases} \rightarrow u_{nw} = u_w$$

* خارج از بلاک سیال جریان ندارد

$$\alpha = \frac{q}{A} = \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x}$$

رابطه دارسی = رابطه دarcy
بین همواره یک سری فرض های ساده کننده هستند

فرضیات رابطه دارسی:

- (1) جریان افقی
- (2) laminar
- (3) homogen
- (4) steady state

هر یک از فرضیات نباشد رابطه دارسی خواهد بود

Single phase

در صورتی که سیستم افقی نباشد باید تصحیح کنیم

$$u = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \quad \Phi = p + \rho g h$$

1! در صورتی که جریان آشفته باشد (بیشتر برای گازها اتفاق می افتد) از روش MMP استفاده می کنیم

2! در صورتی که عمودین نمودار

3! اگر q و h نمودار EJ solution استفاده می کنیم

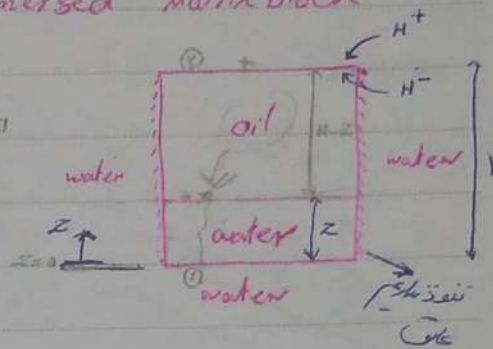
$$v_x = -\frac{k_x}{\mu_x} \frac{\partial p_x}{\partial x}$$

4! در صورتی که Single phase

Modeling water displacement in a totally immersed matrix block

$$\Phi_x = p + \rho_\alpha g h$$

تفاوت پتانسیل بین سیال و سنگ



$z=0 \rightarrow \Phi_w = \Phi_{wi}$

$z=H^- \rightarrow \Phi_o = \Phi_{or}$

$z=H^+ \rightarrow \Phi_w = \Phi_{wr}$

تفاوت پتانسیل در حالت تعادل

$$\Phi_{wi} - \Phi_{wz} = u \cdot \frac{\mu_w}{k_w} z \quad (1) \quad u_x = \frac{k_x}{\mu_x} \cdot \frac{\Delta \Phi_x}{L}$$

سیال incompressible است یعنی در خروج سیال برابر است $u_w = u_o = u$

$$\Phi_{oz} - \Phi_{or} = u \cdot \frac{\mu_o}{k_o} (H-z) \quad (2)$$

$$\begin{cases} \Phi_{oz} = p_o + \rho_o g z \\ \Phi_{wz} = p_w + \rho_w g z \end{cases} \xrightarrow{\text{تفاوت}} \Phi_{oz} - \Phi_{wz} = (p_o - p_w) - (\rho_w - \rho_o) g z = p_c - \Delta \rho g z \quad (3)$$

$(1) + (2) \text{ using } (3) \rightarrow \Phi_{wi} - \Phi_{or} + p_c - \Delta \rho g z = u \left[\frac{\mu_w}{k_w} z + \frac{\mu_o}{k_o} (H-z) \right]$

$$\begin{cases} \Phi_{wi} = p_w + \rho_w g h \\ \Phi_{or} = p_o + \rho_o g h \end{cases} \rightarrow \Phi_{or} - \Phi_{wi} = p_c' - \Delta \rho g h$$

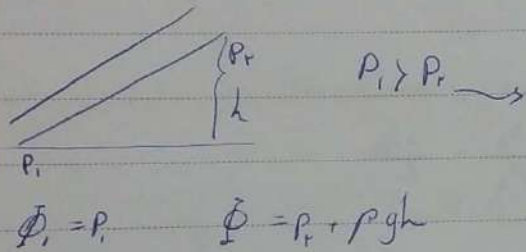
تفاوت پتانسیل بین سیال و سنگ در حالت تعادل $p_c \neq p_c'$
 $p_c \neq p_c'$
 اما در این حالت تفاوت پتانسیل بین سیال و سنگ $p_c = p_c'$ است

$q_w = -\frac{k_w A}{L} \Delta \phi_w$ M.b. یعنی در جریان ناپایم یعنی اختلاف از b. م.
 است از نظر هندسی و دیگر در حال تعادل است یعنی جریان ناپایم $\Delta \phi_w = 0$

flow $q_w = 0$ $\phi_{w1} = \phi_{w2}$ (4)

$$u = \frac{P_c - P'_c + g(H-z) \Delta \rho}{\frac{\rho_w}{k \cdot k_{rw}} z + \frac{\rho_o}{k \cdot k_{ro}} (H-z)}$$

$k_{ro} = \frac{k_u}{k}$ For fully immersed block
 چون پتانسیل در هر ازید بیشتر پس جریان از $P_1 > P_2$ است



این جانم توان گفت جریان از بدم رو است فقط باید پتانسیل در هر نقطه را هم با هم مقایسه کرد که هر کدام بیشتر باشد جریان از همان طرف است
 حال وقتی $q_w = 0$ جریان ناپایم یعنی پتانسیل ناپایم

P_c ← اختلاف فشار بین آب درخت داخل گیاه و محیط
 P'_c ← اختلاف فشار نفت که در از M.b. خارج می شود با آب که داخل گیاه است

حساب نفت فر خواهد از M.b. خارج شود در جهت خروج آب که در M.b. پیوسته به خود می کشد چون است - درست

پس ما به حساب است $M.b.$ پیوسته به آب که در داخل حساب P'_c حلیه برآید است در در کف لوله این P'_c پس آب سرد طرف که کمتری دارد جابجایی آب که در P_c است

قابل توجه است ولی با اندر زمان چون حساب تفاوت بیشتری از M.b. خروج می شود مشکلی نیست
 پس فرض کنیم $P'_c = P_c$

$$u = \frac{P_c + g(H-z) \Delta \rho}{\frac{\rho_w}{k \cdot k_{rw}} z + \frac{\rho_o}{k \cdot k_{ro}} (H-z)}$$

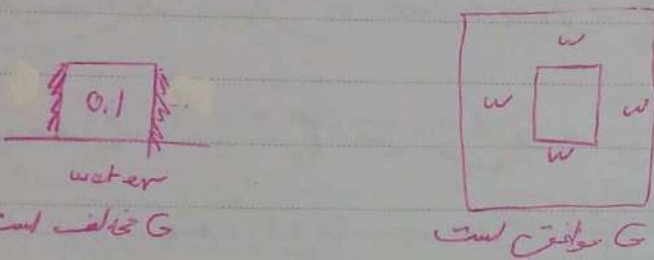
$M = \frac{k_{rw}}{k_{ro}} = \frac{\rho_w}{\rho_o}$
 $M = \frac{k_{ro}}{\rho_o}$ از M استفاده
 $\rightarrow \frac{\rho_w}{k \cdot k_{rw}} \left[z + \frac{k \cdot k_{rw}}{\rho_w} \cdot \frac{\rho_o}{k \cdot k_{ro}} (H-z) \right] = \frac{\rho_w}{k \cdot k_{rw}} [MH + (1-M)z] = \frac{\rho_o k_{rw}}{\rho_w k_{ro}}$

سرعت حرکت مجعدی آب به نیروی γ بستگی دارد.
 (منظور اختلاف فشاری که نیروی $M.b$ ایجاد شده از آب است)

$$\begin{cases} u \propto P_c \\ u \propto P_G \end{cases}$$

نکته: وقتی یک سطح $M.b$ آب داریم \rightarrow نیروی Gravity مخالف است

وقتی در داخل $M.b$ آب داخل شده باشیم \rightarrow موافق است



نام P_G : وقتی آب در فشار مساوی از بالا و پایین حرکت می‌کنند حول آب سبک‌تر

است فشار بیشتری دارد \rightarrow نیروی γ می‌آید

وقتی فشار آب بیشتر باشد باعث تولید نیروی γ می‌شود

$$\frac{(2-1) \cdot 980}{[2(1-1) + 111]} \cdot \frac{1}{1.1} = 11$$

$$\frac{(2-1) \cdot 980}{[2(1-1) + 111]} \cdot \frac{1}{1.1} = 11$$

انتیم در این رابطه دو مورد به هم در رقابت اند P_G, P_c

$$u = \frac{P_c + g(H-z) \Delta P}{\frac{\mu_w}{k \cdot k_{rw}} [MH + (1-M)z]}$$

$$= \frac{dz}{dt}$$

* حالتی که نیروی اصلی P_G است در این حالت با سیت $g(H-z) \Delta P \gg P_c$ (a)

پس در این حالت نیروی جابجایی سیال P_G است

- چه حالتی است که P_G نیروی اصلی است؟
1. ارتفاع $M.b$ خیلی زیاد باشد
 2. اگر P_c خیلی کوچک باشد و z زیاد باشد
 3. اگر P_c در داخل $M.b$ سبب باشد (ΔP) (حیثی زیاد باشد)
- محولات بزرگ باشد در تابع μ_w درست نیست کم باشد

* حالتی که نیروی اصلی P_c است در این حالت با سیت $g(H-z) \Delta P \ll P_c$ (b)

- چه حالتی است که P_c نیروی اصلی است؟
1. زمانه $(H-z)$ خیلی کم باشد
 2. ارتفاع $M.b$ خیلی زیاد باشد
 3. ارتفاع P_c خیلی بزرگ باشد
 4. کوچک باشد در تابع μ_w درست باشد
- در انتهای این ارتفاع محاسبه

a \rightarrow
$$u = \frac{\Delta P g (H-z)}{\frac{\mu_w}{k \cdot k_{rw}} [MH + (1-M)z]}$$

در انتهای $z=0$
$$\frac{\Delta P g H}{\frac{\mu_w}{k \cdot k_{rw}} \cdot \frac{k_{rw}}{k} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_w} H} = \frac{\Delta P g H}{\frac{\mu_o}{k_o} H}$$

b \rightarrow
$$u = \frac{P_c}{\frac{\mu_w}{k \cdot k_{rw}} [MH + (1-M)z]}$$

در انتهای $z=0$
$$u_1 = \frac{P_c}{\frac{\mu_w}{k_w} \cdot \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} H} = \frac{k_o}{\mu_o} \frac{P_c}{H}$$

initial rates:

$$q = u = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{L} \rightarrow z=0$$

a) $u_i = \frac{\Delta p g k_o}{\mu_o}$

م.ب. لحظه اول در درسیل م.ب. خروج نفت از م.ب.

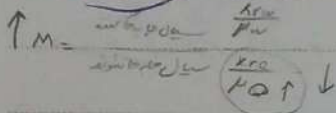
دقت نوری غالب تاثیر ندارد

b) $u_i = \frac{k_o}{\mu_o} \times \frac{\Delta p g h c}{H}$

تاثیر دارد $\sim P_c$

Mobility vs Rate \rightarrow (۲۲۳ مقبول است)

a) $u = \frac{k_o}{\mu_o} \frac{P_c + \Delta p g (H-z)}{H-z + \frac{z}{M}}$



$$M(H-z + \frac{z}{M}) = \frac{\mu_o k_{ro}}{\mu_w k_{rw}} = \frac{\mu_w}{k_o k_{rw}}$$

حرف بیسیم در تاثیر M روی u صورت دارد

Heavy oil \rightarrow منظور لغت کم μ دارد باعث $M \uparrow$ و $API \downarrow$ میشود

در نتیجه با زیاد بودن μ سیال چاه جاشونده M زیاد میشود

در نتیجه $\frac{z}{M}$ کوچکتر میشود (در $z=0$ تاثیر ندارد) باعث u بیشتر میشود

سرعت تخلیه نفت زیاد میشود اما موردانیم در با واقعیت جور نیست و این نقص این روش است

چون با زیاد شدن M تخلیه کمتر میشود

* $M < 1$ نشان میدهد با سرعت برابر با حرکت خود

اما اگر $M > 1$ بیشتر است حرکت نمیکند و اصطلاحاً **By Pass** اتفاق افتاده (آب نفت را **by pass** کرده)

co current = حلقه / counter current = خلاف

بسیار از کارها سید که در روزهای استایه که در همین این است در مقصد از لغت اسامی حرکت در داخل یک طرف

1.9. counter-current

مخوی که در روزهای همین این فرایند **spontaneous imbibition** - **spontaneous counter-current imbibition**

برای تولید از غده های کوچک اثر نوری G را عدد μ کنیم و فقط P_c تاثیر دارد
spontaneous imbibition

اسامی آن غده داخل **co-current** است

water front advancement vs time

نوسان سرعت حرکت تغییراتی در M.B و موقعیت آن با زمان

تغییرات در زمان آب تک بالا آمده

ⓐ → P_c is dominant

در صورت μ و ρ ثابت است

$$u = \frac{P_c}{\frac{\mu_w}{k_w} [MH + (1-M)Z]}$$

حل هر دو معادله به هم در صورت Z یکسان است

$$u = \phi \frac{dz}{dt}$$

با معادله قرار دادن * و اشتغال گیری آن

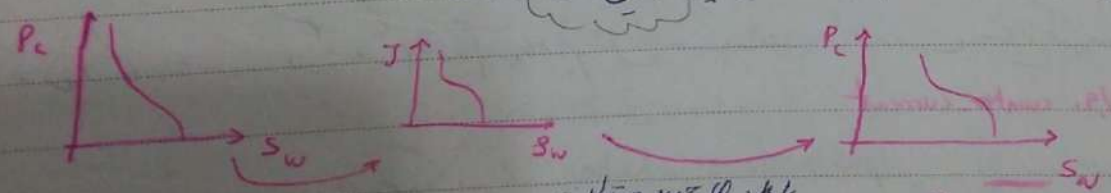
$$t = \frac{\phi \mu_w}{P_c k_w} [MHZ + (1-M) \frac{Z^2}{r}] \quad \textcircled{1}$$

$$J_{(sw)} = \frac{P_c \sqrt{\frac{k}{\phi}}}{\sigma_i \cos \theta} \rightarrow P_c = \frac{\sigma_i \cos \theta}{\sqrt{\frac{k}{\phi}}} J_{(sw)}$$

کاربرد آن: J function

ⓑ) بواسطه $\left. \begin{matrix} k \\ \phi \end{matrix} \right\}$ متغیر است P_c بر حسب s_w رسم کردیم تغییرات J function را از این سه متغیر نمودار زیر عوض

تغییرات J function کاربرد آن در شکل نشان داده



با داشتن هر نقطه متغیر یک نقطه دیگر نمودار بر حسب s_w $\neq 1$

با k و ϕ جدید متغیر P_c می‌گردد

ⓐ) تعیین Rock Typing در یک چاه

در یک چاه s_w و P_c اندازه‌گیری

$$t = \frac{\mu_w \cdot \sqrt{\phi}}{J \cdot \sigma \cdot \cos \theta \cdot \sqrt{k} \cdot k_{rw}} \left[M H z + (1-M) \frac{z^r}{r} \right]$$

فون

$$J(s_w) = 1$$

$$k_{rw} = k_{rwmax} \implies t = \frac{\mu_w H^r \sqrt{\phi}}{\sigma \cdot \cos \theta \cdot \sqrt{k} \cdot k_{rwmax}} \left[M z_D + (1-M) \frac{z_D^r}{r} \right]$$

$$\frac{z_D}{H} = \frac{z}{H} \implies z = z_D \cdot H$$

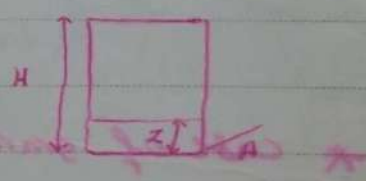
$$\frac{t \cdot \sigma \cdot \cos \theta \cdot \sqrt{k} \cdot k_{rwmax}}{\mu_w \cdot H^r \cdot \sqrt{\phi}} = M z_D + (1-M) \frac{z_D^r}{r}$$

Low: $\frac{S_i \cdot \frac{N}{m} \times m}{\frac{N}{m^2} \times 0.5 \times m^2} = 1000 = 1000$

$$\implies \begin{cases} t_{D,PC} = \frac{\sigma \cdot \cos \theta \cdot \sqrt{\frac{k}{\phi}} \cdot k_{rwmax} \cdot t}{\mu_w H^r} \\ t_{D,PC} = M z_D + (1-M) \frac{z_D^r}{r} \end{cases}$$

Recovery factor = $\frac{N_p}{N} = \frac{\text{نف تولید شده}}{\text{نف درج}}$

$$N = V_b \cdot \phi \cdot \frac{1 - S_{wi}}{S_{oi}} = A \times H \times \phi \times S_{oi}$$

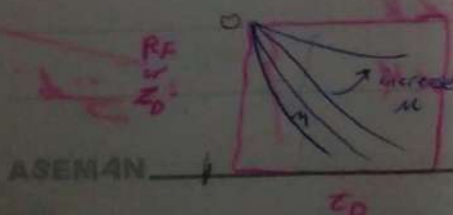


$$\implies RF = \frac{z(S_{oi} - S_{or})}{H \times S_{oi}}$$

if $S_{or} = 0 \implies RF = z_D$

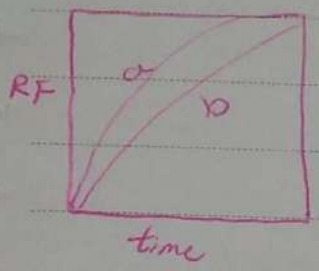
$N_p = A \times z \times \phi \times (S_{oi} - S_{or})$
 (with handwritten notes: $\frac{N_p}{N}$ and $\frac{z(S_{oi} - S_{or})}{H \times S_{oi}}$)

* N_p, N متغیر هستند یعنی از لحاظ مقدار آن در لحظه صفر متغیر هستند و با گذشت زمان در سیستم درجند



b: آرزویشده راسته

a: از فرمول راسته آمده حاصل شده



تفاوت این دو: نشان میده که RF از طریق روش سبب میشه یعنی هر چه

برایین دلیل فرض های خاص شده است مثل اینکه k_{rw} در فته ایم یعنی سرعت کلیه \max

حواستون کنین در عین لحظات این در طبیعت این نوع نیست

* case of capillary & gravity imbibition:

از سه عمل امکنه است که در این نوع رخ میده یعنی نیرو حاصل میشه

$$t = \frac{\mu_w \cdot \phi \cdot H}{k_w \Delta \rho g} \left[(M-1)z_0 - (M + (1-M) \left(1 + \frac{P_c}{\Delta \rho g H}\right)) \right] \ln \left(1 + \frac{P_c}{\Delta \rho g H} - z_0\right)$$

سویتهای
 $\frac{dz}{dt} = \frac{d\phi}{dt}$
 سونطاق باقی میماند
 ϕ از زمان
 سونطاق

$$\Rightarrow t_{D,G,P_c} = \frac{k_{r,max} \Delta \rho \cdot g \cdot t}{\mu_w \phi H}$$

$$\Rightarrow t_{D,G,P_c} = (M-1)z_0 - (M + (1-M) \left(1 + \frac{P_c}{\Delta \rho g H}\right)) \ln \left(1 + \frac{P_c}{\Delta \rho g H} - z_0\right)$$

* case of gravity dominant imbibition

$$t_{D,G} = (M-1)z_0 - \ln(1-z_0)$$

$$t_{D,G} = \frac{\Delta \rho \cdot g \cdot k_w}{\phi \cdot \mu_w \cdot H} t$$

capillary dominant $t \propto k^r$

gravity " $t \propto M$

$$\frac{z_0}{1-z_0} = m^t$$

که حرکت چگانه را piston like فرض کنیم یعنی همانطور که مثل پیستون بالا

پiston like $\rightarrow M=1$

حرکت آید به همان میزان است تولید می شود

برای حالت آخر:

$$z_D = 1 - z_D$$

$$t_{D,G} = -\ln(1 - z_D) \rightarrow z_D = 1 - e^{-t_{D,G}}$$

$$RF_{\infty} = z_D \leftarrow s_{or} = 0 \rightarrow RF(t_D) = 1 - e^{-t_{D,G}}$$

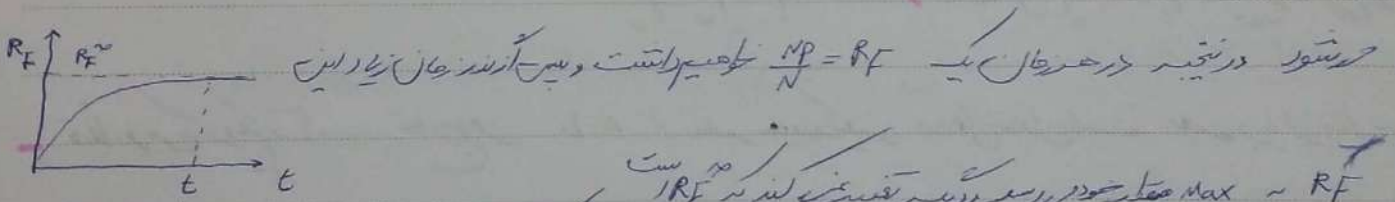
$$RF = \frac{MP}{N} = \frac{A_0 z_D \phi (S_{or} - S_{or})}{A_0 H \times \phi S_{or}} \cdot z_D \cdot \frac{S_{or} - S_{or}}{S_{or}}$$

$$RF(t) = RF_{\infty} (1 - e^{-\lambda t}) \rightarrow \text{Aronovsky empirical}$$

ultimate recovery factor \rightarrow می توان پیش بینی شد تولید از نفت مخزن به چه صورت است

RF_{∞} :

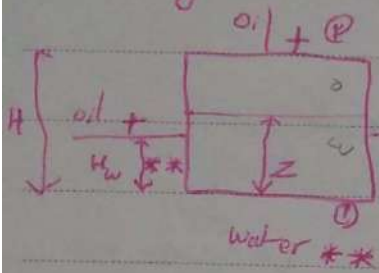
آمریک معرفه داشته باشیم و استخراج از نفت کنیم در هر لحظه آن آب ترکه دهیم که آن در حال آب وارد شده و نفت خارج



زمانی است که تمام نفت قابل تولید از مخزن خارج می شود که این زمان با طولی است نسبت به سنگ دل

که هر چه M.B. بزرگتر باشد یعنی هر چه بیشتر د هر چه M.B. کوچکتر باشد یعنی هر چه کمتر د

Modelling water displacement in partially immersed blocks:



جنبش از یک طرف در آب قرار گرفته در مقابل آن
 H_w : ارتفاع آب در فرایط M.b بالا
 H : ارتفاع M.b
 z : ارتفاع از آب در داخل M.b بالا

حالت آب در frac matrix میل نیست پس H_w و z متفاوت است

چون جنس دوگانه frac matrix متفاوت است پس K, ρ_c متفاوت هستند

$$\Phi_{w1} - \Phi_{wz} = \frac{\rho_w}{K_w} u_w z$$

$$u_w = \frac{k_w}{\rho_w} \frac{d\Phi_w}{dz}$$

$$\Phi_{oz} - \Phi_oz = \frac{\rho_o}{K_o} u_o (H-z)$$

$$\Phi_{oz} - \Phi_{wz} = p_c - \Delta \rho g z \quad \Delta p = p_w - p_o$$

قبل فرض کردیم که آب خارج از M.b از نظر عبور و گسیل در حال تعادل است یعنی جریان ندارد

باز از همین فرض استفاده میکنیم

پس بیانشیل در $**$ با هم برابر است (هر دو نقطه برای خودشان)

$$\Phi_{w1} - \Phi_{oz} = -p_c + \Delta \rho g h \quad \rightarrow \begin{cases} \Phi_{w1} = p_w + \rho_w g H_w \\ \Phi_{oz} = p_o + \rho_o g H_w \end{cases}$$

1+2 using 3, 4 \rightarrow

$$u = \frac{p_c - p_o - \Delta \rho g (z - H_w)}{\frac{\rho_w}{K_w} [MH + (1-M)z]}$$

$$u = \frac{p_c - p_o - \Delta \rho g (z - H)}{\frac{\rho_w}{K_w} \left[z + \frac{\rho_o}{\rho_w} \frac{k_w}{K_o} (H-z) \right]}$$

ASEM4N

P_c : اختلاف فشار آبدفته در porous media
 fracture P_{cf}

if $P_{cf} = 0$

$$u = \frac{P_c - \Delta P g (H_w - H)}{\frac{\mu_w}{k_w} [MH + (1-M)Z]}$$

$$u = \frac{P_c + \Delta P g (H_w - Z)}{\frac{\mu_w}{k_w} [MH + (1-M)Z]}$$

با فرض اینکه سنگ آبدوست باشد
 تاثیر P_c مثبت است و کمک می‌کند در displacement تولید نیروی G بیشتر به علت بین $(H_w - Z)$ و $\Delta P g$ و P_c دارد
 اگر + باشد صورت بیشتر به سرعت بیشتر می‌شود
 اگر - باشد از P_c نیروی G کم می‌شود و سرعت را کم می‌کند
 پس تاثیر نیروی G به H_w بستگی دارد

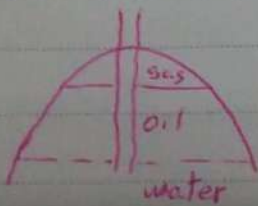
Critical rates نرخ بحرانی

محدود کاری، فرجه است که اگر نرخ تولید سیال از آن بیشتر باشد پدیدهی مخروطی تسلیع یا

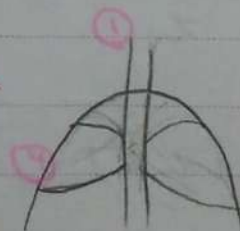
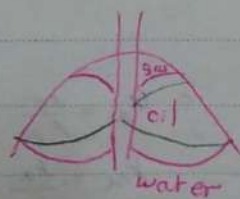
water coning

اگر اختلاف فشار در دهانه چاه زیاد باشد GOC تغییر به صورت خطائیت و مخروطی می‌شود و

woc نیز مخروطی می‌شود



→



مخازن پررسانه

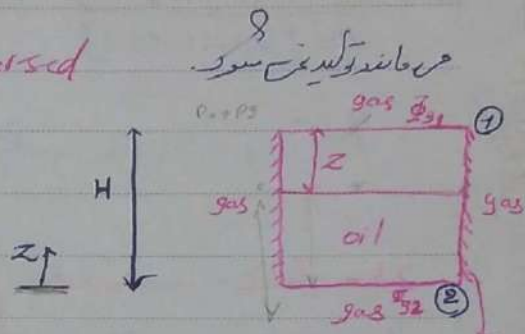
فرجه به آن نرخ تولید از آن میزان بیشتر باشد میزان RF بازمانده تحت تاثیر کم می‌شود

فوخ بحرانی در مخازن fracture خیلی مهم است

اگر تولید زیاد باشد و سنگ مت (دوست باشد) fracture ها سریعاً از آب پر می شوند و مقداری نفت تحت

تأثیر مبادیته تولید می شود و پس بخش کمی نفت به حامله می افتد نیروی P_c داخل $M \cdot b$ زیرا

Displacement by gas in a block totally immersed



قائم فرس، های حالت آب را با گاز هم مثل تیل به یک $incomp$ در نظر گرفتیم

حالت همین فرض را برای گاز هم در نظر می گیریم در فضای آن بسیار زیاد است

P_c نقش منفی دارد (چون بین نفت و گاز اصولاً نفت تحت دوسته است) \rightarrow در فشار همیشه دوسته داریم \rightarrow gravity نقش مثبت دارد

$$\begin{cases} z = H & \Phi_g = \Phi_{g1} \\ z = 0^+ & \Phi_o = \Phi_{o2} \end{cases}$$

$$\Phi_{g1} - \Phi_{g2} = u \cdot \frac{\rho_g}{\rho_o} z \quad (1)$$

$$\Phi_{o2} - \Phi_{o1} = u \cdot \frac{\rho_o}{\rho_o} (H - z) \quad (2)$$

$$\begin{cases} u_x = \frac{k_x}{\rho_x} \frac{\partial \Phi_x}{\partial x} \\ k_{rx} = \frac{k_x}{k} \end{cases}$$



$$\Phi_{o2} = P_o + \rho_o g (H - z)$$

$$\Phi_{g2} - \Phi_{o2} = P_c - \Delta \rho g (H - z) \quad (3)$$

$$\Phi_{g2} = P_g + \rho_g g (H - z) \quad (4)$$

$$\Phi_{o2} - \Phi_{g1} = -P'_c$$

عمل P_c در ساروی است در نتیجه $\Delta p g h$ قطری می باشد

$$\Phi_{g1} = \Phi_{g2} \Rightarrow \Phi_{g1} - \Phi_{o2} = P'_c \quad (1)$$

در ابتدا مقدار یاری دارد اما در نهایت زمان مقدارش کوچک می شود پس $P'_c = 0$ در نظر می گیریم

$$(1+2) \text{ using } (3) \& (4) \Rightarrow u = \frac{\Delta p g (H-Z) - P_c + P'_c}{\frac{k_o}{k_g} [M H + (1-M) Z]}$$

M.b در سطح گاز

در ابتدا $Z=0$ (گاز در سیستم است) پس P_g بزرگ است و با بزرگ شدن Z مقدار P_g

کم می شود تا جایی که P_g برابر با P_c شود پس در h_h نپوی G و P_c با هم برابر می شود و بعد از آن دیگر هیچ جابجایی رخ نمی دهد

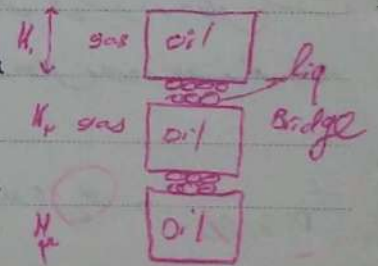
اگر شناخت M.b خیلی خوب باشد M.b خیلی نفت دوست باشد اصلاً P_g نمی تواند طلب

کند و جابجایی اصلاً رخ نمی دهد

پس هر M.b بر اندازه $H - h_h = Z_{cr}$ کلید می شود در نتیجه بیشتر از آن طلبی نمی شود

capillary continuity &

frac width در بعضی از مخازن به شناخت frac خیلی کم باشد و در آن



پس M.b مقدارش خیلی کوچک باشد

یا خارج شدن نفت از M.b اولی این گونه نیست در نفت از frac تولید می شود

کمی در صورت نوار پیوسته باقی می ماند M.b دومه می شود و هم این اتفاق از M.b می

این پدیده (تشکیل پل مایع) باعث می‌شود که برای هر P_c یک مقدار $M.B$ هم تعیین کنیم برحسب

اول Liquid Bridge برای محو شدن از $M.B$ یک P_c curve خواهیم داشت

که این پدیده را *capillary continuity* گویند (توجه داشته باشید در صورتی که این پدیده رخ ندهد *liq Bridge* است)

در صورت *capillary continuity* باعث می‌شود که در حین پدیده $H_1 + H_2 + H_3 - h_{th}$

تولید راستی باشیم

ولی در این پدیده راستی باشیم از هر $M.B$ به اندازه $H_1 - h_{th1}$
 $H_2 - h_{th2}$
 $H_3 - h_{th3}$ تولید خواهیم داشت

پدیده منفردی است چون باعث می‌شود تولیدی کمتر راستی باشیم

توجه داشته باشید که این است که در لحظه اول Re را با این هم در نظر بگیرید (چون در لحظه اول این پدیده شکل گرفته است) و اگر در چاه می‌شود در تولید می‌شود و در نهایت یک طرف $M.B$ منفردی می‌شود و تولیدی کمتر در لحظه اول می‌ماند

$Re - infiltration$: از زمانیکه از *capillary continuity* نسبت

$Block to Block$: نسبت از $M.B$ اولی خارج می‌شود و در هر دو طرف می‌شود که ممکن است

liq Bridge اصل نداشته باشیم یعنی یک حالتی که در هر دو طرف $M.B$

اولی به روشی که تولید

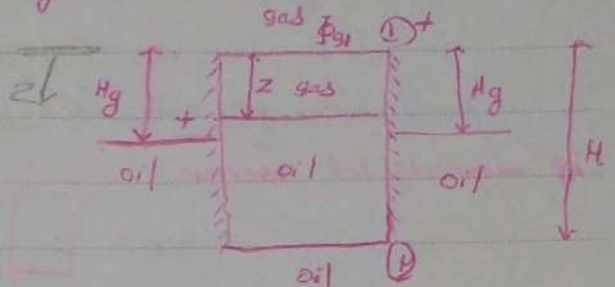
$$t_{D, G, P_c} = z_D (M-1) - [M + (1-M) \left(1 - \frac{P_c}{\Delta \rho g h}\right)] \ln \left(1 - \frac{P_c}{\Delta \rho g H} - z_D\right)$$

Displacement by gas in a block partially immersed:

$$\Phi_{g1} - \Phi_{gZ} = u \cdot \frac{\rho_g}{k_g} \cdot z \quad (1)$$

$$\Phi_{oZ} - \Phi_{o2} = u \cdot \frac{\rho_o}{k_o} \cdot (H-z) \quad (2)$$

Subtract (1) + (2)



$$\Phi_{oZ} = P_o - \rho_o g z$$

$$\Phi_{gZ} = P_g - \rho_g g z$$

$$\Phi_{oZ} - \Phi_{gZ} = -P_c - \Delta \rho g z \quad (3)$$

$$\Phi_{o2} = P_o - \rho_o g H_g$$

$$\Phi_{g1} = P_g - \rho_g g H_g$$

$$\Phi_{g1} - \Phi_{o2} = P_{cf} + \Delta \rho g H_g \quad (4)$$

(1) + (2) using (3) & (4)

$$u = \frac{-P_c + P_{cf} + \Delta \rho g (H_g - z)}{\frac{\rho_g}{k_g} (MH + (1-M)z)}$$

$$\frac{\rho_g}{k_g} (MH + (1-M)z)$$



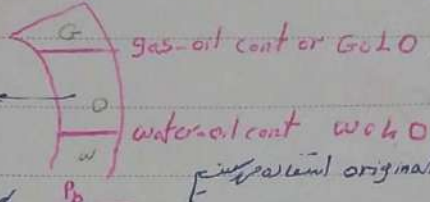
Displacement by gas in a block partially immersed:

Reservoir Zoning in NFR

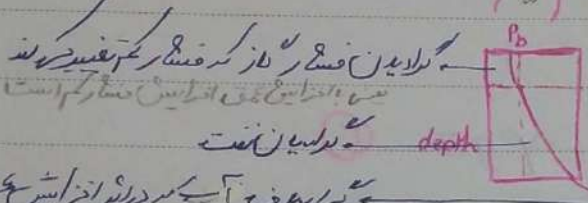
Zoning: تقسیم بندی خنجر، جای کار داریم و نفت و ...

static = مخزن کشف شده و هیچ برداشتی نداشته ایم

i.p. undersaturated reservoir



که در دو حالت بررسی می کنیم
چون داریم از لحاظ اول صحبت می کنیم
از اصطلاح

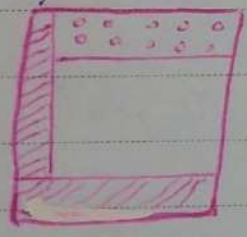


گرادین فشار را تا از فشار که تغییر می کند
فشار را تا این نقطه افزایش می دهیم تا به آن نقطه می رسیم
گرادین فشار آبی که در درازای آن تغییر می کند
فشار بیشتر تغییر می کند

goc در حالت اول $P = P_b$ است
حالت static

در حالت اول Saturation distribution به چه صورت است؟

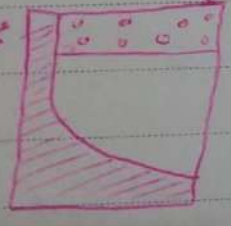
initial water sat = S_{wi} or S_w



oil
water
gas

transition نداریم چون مخزن مورد نظر fractured است

مخزن
کلی



نیروی P_c وجود دارد به جهت وجود آب تا حدی بالاییه اما در مخازن

شکافه این گونه نیست و P_c خیلی کم است پس P_c غالب است نه P_c

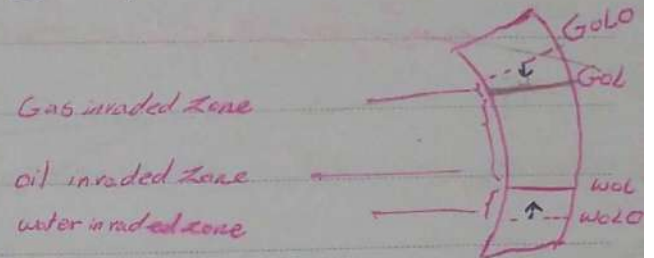
در شود فقط یک صفا داشت باشیم

Dynamic conditions

از مخزن شروع به تولید کردن پس Zoning حاصل می شود به بعضی شکل می رود

آفتاب در حراقت این است:

آر aqu قوی داشته باشیم، آب از پایین از طریق frac شروع حرکت می کند و به سمت بالا می آید
 آر gas cap هم داشته باشیم شروع به پایین آمدن می کند.



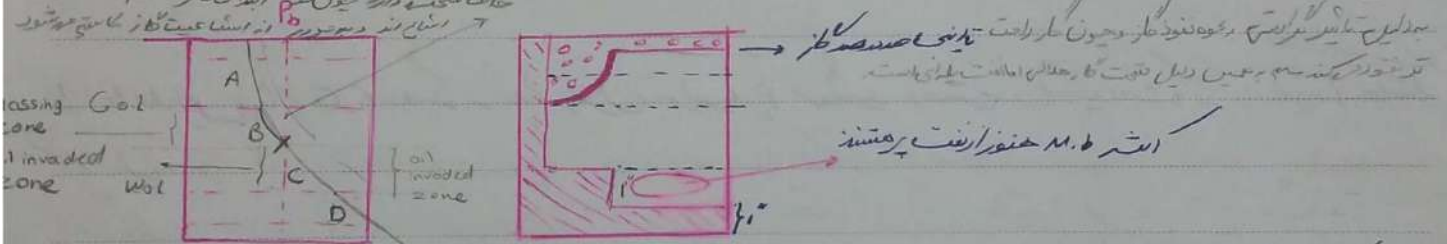
پس در نهایت چنانچه جدید ایجاد می شود:

۱. water invaded zone - نامی بین wol, wolo

۲. Gas invaded zone - نامی بین Gol, Golo

۳. Oil invaded zone - نامی بین wol, Gol

توزیع فشار و Saturation distribution در این حالت به صورت شکل های زیر است:



A: غایب که گاردین گاز است؟ با افزایش عمق مقدار کم فشار افزایش می یابد

B: از A به سمت پایین تر فشار زیر فشار bubble است پس هم گاز داریم هم نفت (frac, ... اشباع او گاز)

C: از x گاردین نفت نشان می دهد

D: گاردین آب نشان می دهد

Saturation distribution

در B ضربه شیب گاز است، او در C کاطلا نفت است.

۱. تا این نقطه کاطلا آب وجود دارد که قبلاً وجود داشته (اشباع اولیه آب)

۲. مقدار آب در طرف frac شده است در frac ها ۱.۱ از آب اشباع هستند و مقدار کم دارد و در طرف دیگر

در این قسمت $\frac{L_0}{\rho_{oil}}$ عدد صدای گاز به هسته

در این قسمت بخش از ρ_{oil} ها طوری ظاهر و بخش طوری نفت هستند.

اگر ساینده در کار نیست، مقدار انجیر اجزا می شود اما در وقت جفت اجزا می شود

Sub zone

برای ناحیه نفتی صورت می گیرد

۱. gassy zone

۲. undersaturated oil zone

! نام اولین Gol تا جایی که فشار محلول برابر با P_0 می شود. بخش در ناحیه نفتی که $\rho_{oil} < \rho_{gas}$ که بکار می رود (از Gol که در آن $\rho_{oil} > \rho_{gas}$ است). اگر از این ناحیه هستند تا جایی که $\rho_{oil} < \rho_{gas}$ است. از این جهت این ناحیه (Sub zone)

۲. نام اولین Gol تا جایی که فشار محلول برابر با P_0 باشد

Subject :

Year .

Month .

Date . ()

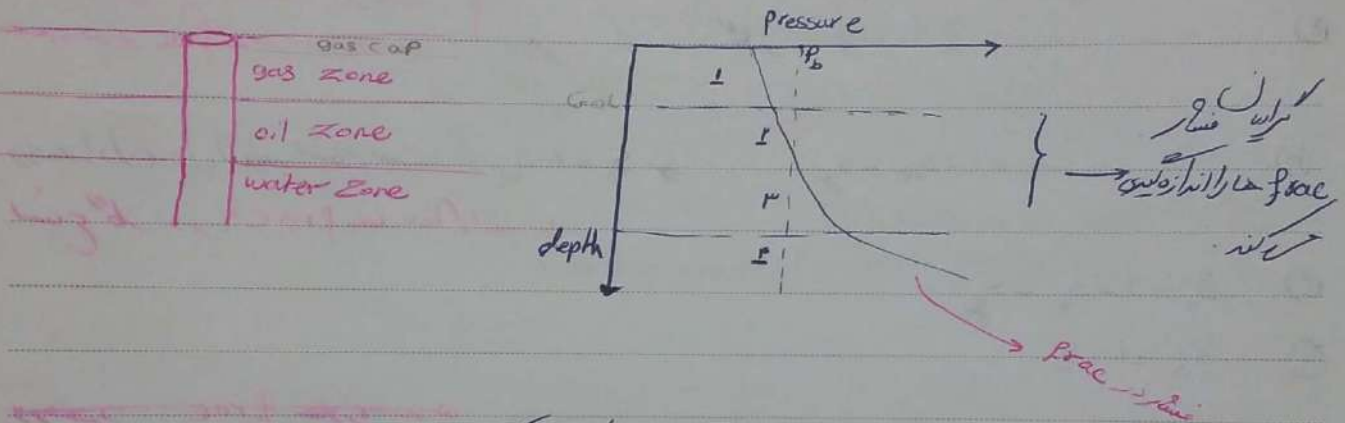
M.B. در مورد گاز اشباع شده

حالیته مقارنت اتم فائده از M.B. کاربرد (S_{or}) است

که در این صورت این نفت را قابل تولید نیست! نسبت انبردیش های از دیدار داشت اشکال کرد
تدریس سرکالنت، CO₂، گاز - رانغ.

حکمت در zone که S_g - S_o - S_w است. gas zone (استه اسم مقارنت قابل
توضیح است و در Under saturated S_w برابر منفرجه

Pressure P_g under Dynamic conditions



- ۱- در prac ها گاز هست - بین که مایل فشار گاز اندازه گیری می شود
- ۲- مخلوط گاز و نفت است پس نفت و گاز
- ۳- نفت است پس نفت
- ۴- آب است پس آب

بر روی فشار سطح داخل چاه و حرکت آن متعلق فشار نقاط مختلف بدست آورد

عملی که خواهیم کرد این فشار داخل M.B. ها نخواهیم اندازه گیری کنیم

یک سوزن دارد عمارت سازند و شود که حجم فشار اندازه گیری کنند هم خوب است و میکنند

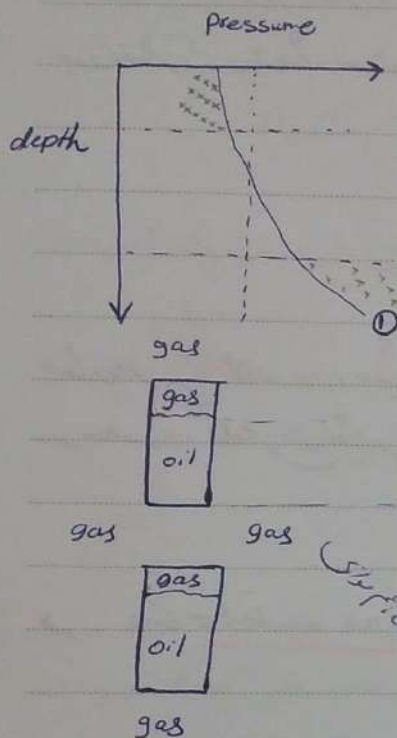
دستگاه (RFT) و جریسن این دستگاه مریه تواند فشار رسانه اندازه گیری کند
که نمونه هر بیشتر فقط آن MDT است

ASEM4N RFT = Repetitive Formation Tester

از نوع MB و اینکه مقدار نفت و گاز وارد M.B. میوه است از این تست

Year. Month. Date. ()

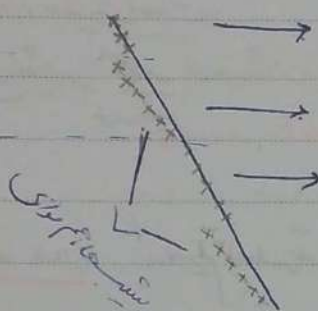
در حال بررسی RFT فشار سازه را اندازه گیری کنیم:



این قسمت فشار گاز اندازه گیری در اند چون فقط گاز داریم

این قسمت فشار نفت اندازه گیری می کنند

باز فشار گاز (۲)



gas gradient

منطقه m.b, gas invaded zone حایه داریم بر بخش از آن گاز است و بخش آن نفت را در prac ها استخراج از گاز

مادر فشار داخل ستون چاه اندازه گیری کنیم یک سری نقاط درست می آید که در این نقاط هم وصل کنیم یک

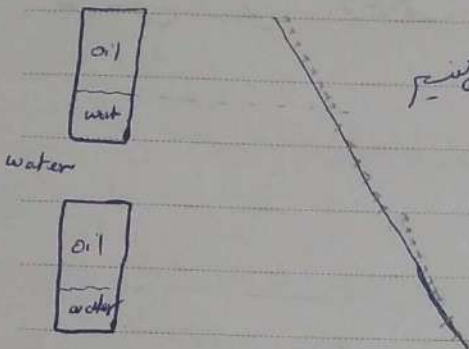
خط درست می آید خط

حال اگر فشار سازه توسط دستگاه اندازه گیری کنیم پس در این روش داریم فشار m.b را

اینست کنیم در قسمت gas invaded zone آنوقت به دست می آید (۲)

همین اتفاق نیز برای water invaded zone می افتد.

تست IFT زفنی ای که بر روی casing ناتی کنیم چون فشار آب از فشار نفت بیشتر و رسود من توانیم جای را عوض کنیم



فشار فاز non wet بیشتر است

در حالت علامت فشار گاز از فشار نفت بیشتر است

production Mechanizemg in different zones:

M.B در سیرهای توانا شود

gas invaded zone مکانیزم اصلی تولید در شود gravity drainage

Prac گازها زیاد گازند M.B فشار سون از فشار bubble کمتر است

$s_g > s_{gc}$ (تصفیت با بیشتر این نوع)

gassing zone رادر تست کردنیم

$s_g < s_{gc}$ (تصفیت با بیشتر این نوع)

Prac و M.B فشار بین M.B کمتر است پس نفت از M.B به سمت Prac حرکت می کند (گازکننده)

under saturated oil zone

water invaded zone مکانیزم حائل تولید gravity

بسیار دیرین مکانیزم حائل تولید برای تست gassing zone

Prac و M.B در سیرهای توانا شود و همچنین انقباض گاز سبب تولید می شود و همچنین انقباض گاز

MDT : دستاورد می تواند تست RFT را افزایش دهد

بکترین استفاده آن آنالیز فشار استاتیکی است (به دست آوردن سطوح عارض)

مکاندهی پایهای فشرده (آنالیز سیال و سنگ فشرده) یکی از بخش های آن سطوح عارض است یعنی همان zoning

Block to Block interaction (2)

بازگشت به ارتباط بین دو block



gas invaded zone $\xrightarrow[\text{تولید}]{\text{مشارکت}}$ gravity drainage

$F_{\text{capillary}}$ غالب است و gravity ضایع است تقریباً اکثر اوقات این گونه است

در صورتی که نیروی gravity بر P_c غلبه کند نفت تولید میشود

اکثر اوقات spacing بین M.B بسیار کم است (در حد میکرون) نفت خارج شده از

- M.B وارد M.B بعدی میشوند (liquid Bridge)
- oil reimbibition
- oil reinfiltration



block to block interaction \leftarrow پیوسته در حلقه بین M.B

نیز صورتی که بین M.B ها یک film پیوسته مایع تشکیل شود (liquid Bridge)

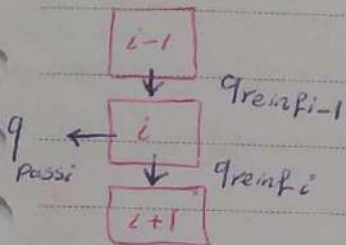
که L.B باعث capillary continuity میشود

هر چه قطر \downarrow frac opening \leftarrow اتصال تشکیل \uparrow L.B است

① Gravity Drainage

Block to Block interaction (تداخل بلوک به بلوک) (تغییرهای کوچک نسبی)

② PC wet gas هر چه در ریزش wet gas به عنوان گاز wet در نظر گرفته می شود. non-wet گاز در نظر گرفته می شود.



q_pass نفتی که در ریزش frac در نظر گرفته می شود.

درستی M.B درستی frac

در نظر گرفتن این block به عنوان یک block

$$q_{dr,i} = q_{reinf,i} + q_{pass,i}$$

$\alpha = \text{Degree of Block to Block interaction}$

- $\alpha = 1 \rightarrow q_{pass,i} = 0$
- $\alpha = 0 \rightarrow q_{pass,i} = q_{dr,i}$
- $0 < \alpha < 1$ بیشتر از نفت خودی و کمتر از نفت فراتر

بار M.B به دو بخش دارد و بار frac نسبی

viscous displacement

تولیدی است (فرآیندی که باعث فرسودگی نفت از M.B خارج شود و بار frac شود)

در مواقعی که بیشتر مایع در نفت با سرعت خیلی بالا حرکت کند پس در رابطه با سرعت حرکت

در خلایق زیاد باشد، اختلاف فشار خیلی بالا باشد

این Δp خیلی زیاد باعث فرسودگی نفت در حال حرکت می شود به نفت داخل M.B وارد می کند

و باعث فرسودگی نفت (معماریش از M.B) تولید می شود

این پدیده در نزدیکی دهانه چاه به سرعت حرکت سیال در frac width خیلی زیاد است و در نتیجه

حقیقتاً در اصطلاح دیواره سماه افتراق در افتاد و چون اطراف دیواره سماه در عمق مایل محض بسیار کم است نقل چشم پوش است در همین حین وقت ها در نظرش عمق اندید

برای رفع داین این معانی ρ باید از یک معادله بالاتر باشد

convection in NFR 8

⑤

یکت از خصوصیات مخازن سنگ فزاد در مخازن عادی این خصوصیت را نداریم

constant pVT properties vs depth

که دلیلش همان convection است

چون در مخازن سنگ فزاد میزان ρ در راستای عمق زیاد است بنابراین موجب فرسودگی

که بسیار به خوبی گردش درون مخزن داشته باشد به همین دلیل در مخازن سنگ فزاد خواص pVT نسبت

به هم نزدیک است

(ρk_z)

high vertical conductivity شرط لازم برای convection هست اما شرط کافی نیست

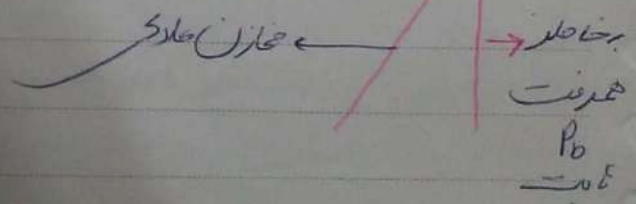
(یعنی در راستای عمودی ارتباط بالاتر ، U_1 perm)

(م)

مخازن عمودی

هر چه در مخزن به سمت پایین تر می رویم ، نفت سنگین تر می شود ، ρ کاهش می یابد چون هر چه چگالی سنگین تر می شود ، در واقع عمیق تر می شود پس ، به عمق بیشتر می رود

تایم های بسیار



خبر خازن لایه رو با هم رقابت میکنند ، دعا و فساد

سیال منبسط میشوند

دعا با افزایش دما ، دعا افزایش یافته ، حجم زیاد شده با افزایش دما ← دعا سیال را برابری

نشان با افزایش دما ، فشار زیاد شده ، حجم کاهش دهد ، فشار با افزایش دما سیال را با هم بگرداند

پس شرط کافی برای جریان convection

معمولاً به علت این حرکت ، گرگندیم ، اگر افزایش حجم باشد ، افزایش دما ، کاهش حجم

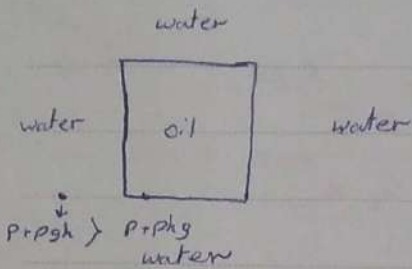
ناشت از افزایش فشار میکنند ← convection را انجام میدهد ← p, v, T نسبت دما ثابت

oil compressibility cap

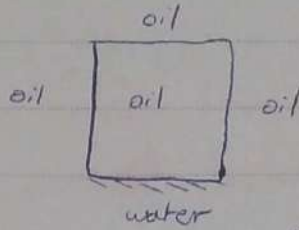
$\delta_T = \delta_0 \epsilon$ $\delta_T = \text{volumetric mass under constant Temp}$

$\delta_p = \delta_0 \epsilon^{\gamma \Delta p}$ $\delta_p = \dots \dots \dots \text{pressure}$
 ↳ coefficient of thermal expansion

$\delta_p - \delta_T > 0 \rightarrow \text{convection}$ ~~high k~~ $\rightarrow \text{convection}$
 $\delta_p - \delta_T < 0 \rightarrow \text{Segregation}$



$P_0 > P_0 + \rho_w g h$
 $P_0 > P_0 + \rho_o g h$
 چون $P_w > P_o$ پس آب از روغن جدا می شود
 و روغن از آب جدا می شود



اینکه سمت چپ روغن و سمت راست روغن است و روغن از آب جدا می شود
 این که روغن از روغن جدا می شود و روغن از روغن جدا می شود
 این که روغن از روغن جدا می شود و روغن از روغن جدا می شود

در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ معمولاً $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$
 در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$

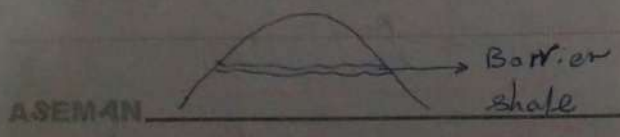
segregation: در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$
 در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$

در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$
 در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$

در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$
 $\rho_{oil} < \rho_{water}$
 $\rho_{oil} < \rho_{water}$

در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$
 در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$

در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$
 در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$ در معنی $\rho_{oil} < \rho_{water}$



Example:

$\lambda = 7,2 \times 10^{-7} \text{ of }^{-1}$

$C = 1,2 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$

$T_G = 0,02 \frac{^\circ F}{ft}$

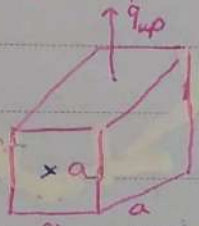
$P_G = 0,2 \frac{psi}{ft}$

$\delta_T = \delta_0 e^{10t} \text{ cap}$

$\delta_P = \delta_0 e^{10t}$

$\epsilon_p - \epsilon_T = 7,2 \times 10^{-7} \times 0,02 - 1,2 \times 10^{-5} \times 0,2 = 1,44 \times 10^{-9} - 2,4 \times 10^{-6} < 0 \rightarrow \text{convection?}$

Transfer function & shape factor



→ M.B. این جهت فرستاده می شود $P_{M.B} > P_{proc}$ در فرآیند انتقال به سمت فرآیند \leftarrow diffusion فرآیند

در فرآیند M.B. در سطح a دما یکنواخت است و در فرآیند فرستاده می شود. فرآیند M.B. در جهت فرستاده می شود.

Transfer function: صفحه کننده در میان تبادل حرارت بین M.B. و فرآیند است

این M.B. از 4 جهت به فرآیند در مثال دایره 4 جهت حرکت انتقال حرارت دارد.

Single phase M.B. داشته باشیم طبق دایره در فرآیند

$$q_{up} = \frac{k_m \times a^r}{\mu \cdot B} \times \frac{P_m - P_f}{\frac{a}{r}}$$

$q_{down} = \frac{k_m \times a^r}{\mu \cdot B} \times \frac{P_m - P_f}{\frac{a}{r}}$

$q_{up} = q_{east} = q_{west} = q_{north} = q_{south}$

$q_{total} = \sum_{i=1}^4 q_i = \frac{4 \times k_m \times a^r}{\mu \cdot B} \times \frac{P_m - P_f}{\frac{a}{r}} = 4 \times \frac{1}{a^r} \times a^r \times \frac{k_m}{\mu \cdot B} \times (P_m - P_f) = \frac{4}{a^r} \times v_m \times \frac{k_m}{\mu \cdot B} (P_m - P_f)$

Transfer function

$$q_{omp} = \frac{12}{a^3} \times V_m \times \frac{k_m}{\mu \cdot B} (P_m - P_f) = \sigma \times V_m \times \frac{k_m}{\mu \cdot B} (P_m - P_f)$$

$$\sigma = \frac{12}{a^3} \rightarrow \text{shape factor (واحد } \frac{1}{L^3} \text{)}$$

ضریب نفوذ در توصیف اندازه خازنه M.B است و در عنوان ضریب انتقال و Transfer function نامیده می شود.

$$q_{omp} = \frac{\sigma k_m}{\mu \cdot B} (P_m - P_f) \rightarrow q_{omp} \text{ per unit volume}$$

اگر یک M.B اندازه اش کوچک باشد مثلا دو متر یکس باشد، انداز a_1, a_2 و سطح باشد.

بین صورتها $a_1 > a_2$ باشد پس در طول میسر گرفته $\sigma_1 < \sigma_2$

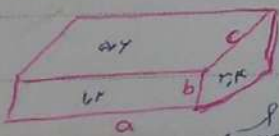
shape factor خازنه بزرگ یعنی اینده اندازه M.B خازنه کوچک است پس

proc density بیشتر، مقدار q نیز بیشتر است.

پس M.B های کوچکتر زودتر تخلیه می شود (از نظر سرعت)

M.B های بزرگ مقدار q بیشتری تخلیه می شود اما سرعت تخلیه کمتر است

مسئله برانر M.B زیر



4proc وجود دارد پس q transfer function در صورت

$$q_{br} = \frac{k_m \times a \times b}{\mu \cdot B} \times \frac{P_m - P_f}{c}$$

$$q_{rf} = \frac{k_m \times b \times c}{\mu \cdot B} \times \frac{P_m - P_f}{a}$$

$$q_{af} = \frac{k_m \times a \times c}{\mu \cdot B} \times \frac{P_m - P_f}{b}$$

$$\begin{aligned}
 q_{\text{comp}} &= \sum_{i=1}^n q_i = \frac{\gamma k_m \times a \times b}{\mu \cdot B} \times \frac{P_m - P_f}{\frac{c}{r}} + \frac{\gamma k_m \times b \times c}{\mu \cdot B} \times \frac{P_m - P_f}{\frac{a}{r}} + \frac{\gamma k_m \times a \times c}{\mu \cdot B} \times \frac{P_m - P_f}{\frac{b}{r}} \\
 &= \left(\frac{k_{ab}}{c} + \frac{k_{bc}}{a} + \frac{k_{ac}}{b} \right) \frac{k_m}{\mu \cdot B} (P_m - P_f) \\
 &= F \cdot a \cdot b \cdot c \left(\frac{1}{c^2} + \frac{1}{a^2} + \frac{1}{b^2} \right) \frac{k_m}{\mu \cdot B} (P_m - P_f) \\
 &= \sigma \times v_m \times \frac{k_m}{\mu \cdot B} (P_m - P_f) \qquad \sigma = F \left(\frac{1}{a^2} + \frac{1}{b^2} + \frac{1}{c^2} \right)
 \end{aligned}$$

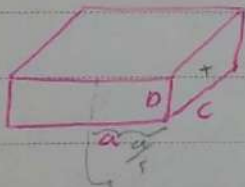
Generalized shape factor

$$\sigma = \frac{1}{v_m} \sum_{i=1}^n \frac{A_i}{d_i}$$

M.B. \vec{v}_m ل

- \sqrt{n} = number of the surface open to flow
- $\sqrt{A_i}$ = surface area $\sqrt{\text{مساحة السطح المفتوح للتدفق}}$
- $\sqrt{d_i}$ = distance to nearest flow boundary (usually matrix block center) $\sqrt{\text{المسافة إلى الحد الأقرب للتدفق (عادةً مركز كتلة المصفوفة)}}$

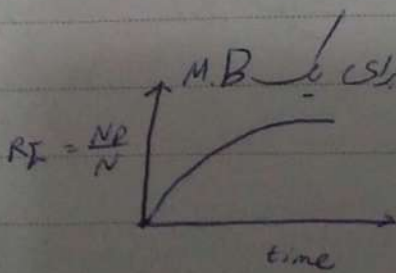
Example 8



$$\begin{aligned}
 \sigma &= \frac{1}{a \cdot b \cdot c} \left(\frac{a \cdot b}{\frac{c}{r}} + \frac{a \cdot b}{\frac{c}{r}} + \frac{b \cdot c}{\frac{a}{r}} + \frac{b \cdot c}{\frac{a}{r}} + \frac{a \cdot c}{\frac{b}{r}} + \frac{a \cdot c}{\frac{b}{r}} \right) \\
 &= F \left(\frac{1}{a^2} + \frac{1}{b^2} + \frac{1}{c^2} \right)
 \end{aligned}$$

no flow boundary \vec{v}_m ل

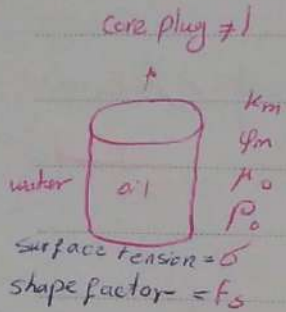
Scaling of imbibition data



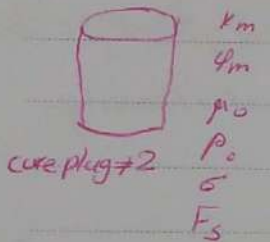
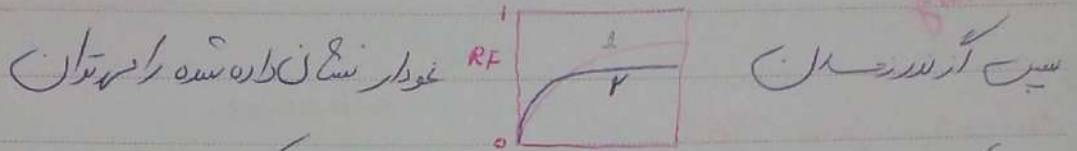
Recovery factor = Recovery curve

$$RF(t) = R_{\infty} (1 - e^{-\lambda t}) \rightarrow \text{Aronofsky}$$

Scaling: افزایش دوچندان اندازه در فضای مختلف (به صورت تقریبی)



اندازه core plug را دوچندان می‌کنیم. اطلاعات ذکر شده در آزمایش قرار دهیم.

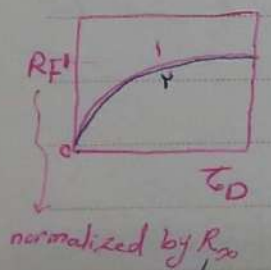


رسم کردیم. اگر آزمایش را برای یک نمونه دیگر رسم کنیم (نمونه ۲) افتاد رسم در سینی خود را آن را

که خودار RF برای هر قطر خاص آن مقرون است

که بعد از حذف Scaling رسم خودار RF بر اساس زمان بی بعد (t_D) که باعث شود تمام خودار خودار [یکسان بدین بود تقریباً شده که بتواند این خودار صوری رسم بیعتند]

در خودار RF vs t_D روی یک curve بیفتند. این RF دیگر RF قبل نیست



- ① هر چند دل که برای هر نمونه هر RF به R_{90} خود تقسیم در شود
- ② هر چند بود تعریف زمان لاه بود مناسب است که ایجاد یک خودار واحد در کند

یکه از بهترین راه های توصیف خزانده است در مختار این است که در افزایش گاه دست

کسیم و بعد با scaling بنام خود مختار در RF مختار لاه دست در رسم حذف کرد

نوع سنت در Scaling بسیار مهم است، او نوع سنت عوض شود، scaling صوری دست در دست به اینکه خصوصیات سنت عوض شود

نوع تست مثل tight bond یا تویول

در فرمول t_D باید تا خصوصیات باشد مثل نوع تست، خصوصیات تست نوع نفت
 Scaling Scaling انشعاع

Mattax - Kyte 1962

surface tension

$$t_D = \sqrt{\frac{k}{\phi}} \cdot \frac{\sigma}{\mu_w L_c^r} \cdot t$$

μ_w wetting phase viscosity = water viscosity
 $L_c = \frac{1}{F_S}$

که برای هر فیزه $k, \phi, \sigma, \mu_w, L_c$ مشخص است فرمول t_D رابطه است

مگر این فرمول ϕ تغییر کرده است
 در وقت گرفتگی شده است
 که تغییر نوع نفت نشان می دهد
 اما تغییر k در وقت گرفتگی شده و همچنین تغییر نوع تست را

zhang et al (1996)

$$t_D = \sqrt{\frac{k}{\phi}} \times \frac{\sigma}{\sqrt{\mu_w \mu_o} \times L_c^r} \times t$$

$$L_c = \frac{1}{F_S}$$

Ma et al (1997)

$$t_D = \sqrt{\frac{k}{\phi}} \frac{\sigma}{\sqrt{\mu_w \mu_{nw}} L_c^r} t$$

μ_{nw} چون $\mu_{nw} \neq \mu_o$ پس باید در فرمول جایگزین شود

Xie & Morrow (2001)

$$t_D = \frac{k}{\phi} \frac{\sigma}{\sqrt{\mu_o \mu_w} L_c^r} \left[P_c F(\theta) + \frac{\Delta \rho g L_c^r}{L_H} \right] \times t$$

P_c اثر کپیلاریته است
 $F(\theta)$ تابعی از θ است
 $\Delta \rho g L_c^r / L_H$ اثر نیروی جاذبه است

خرج T_D عوامل بیشتری را در خود آستی باشد. این scaling کردن دقیق تر است

علاوه بر مقدار حجم مخزن عالی K_p را اندام با این عامل بسیار تاثیرگذار است