

Email: sedace sola @ yahoo.com (ontime)

sedace @ ut.ac.ir

Telegram: IPE - RES - II - 2016

home work quiz Midterm

۲۰٪ TA ۲۵٪ مرئوسه ۲۵٪

Final ۳۵٪

بحث کلی محاسبه مخزن (آب، نفت و گاز) می باشد

Refrence

Applied petroleum reservoir engineering hand book

Craft. Hawkins

• The practise of reservoir engineering Dake

World wide practical petroleum reservoir engineering

method slider

P4PCO taregh ahmed hand book

امتحان میان ترم ۱۳ اردیبهشت

۳ وظیفه اصلی مهندسی مخزن :

۱- حجم نفت رگاز موجود در مخزن

STOIP : stock tank oil initial in place

GIP : Gas initial in place

۲- مقدار از حجم نفت موجود حقیدر قابل بازیابی می باشد و قابل تولید است

Recovery factor

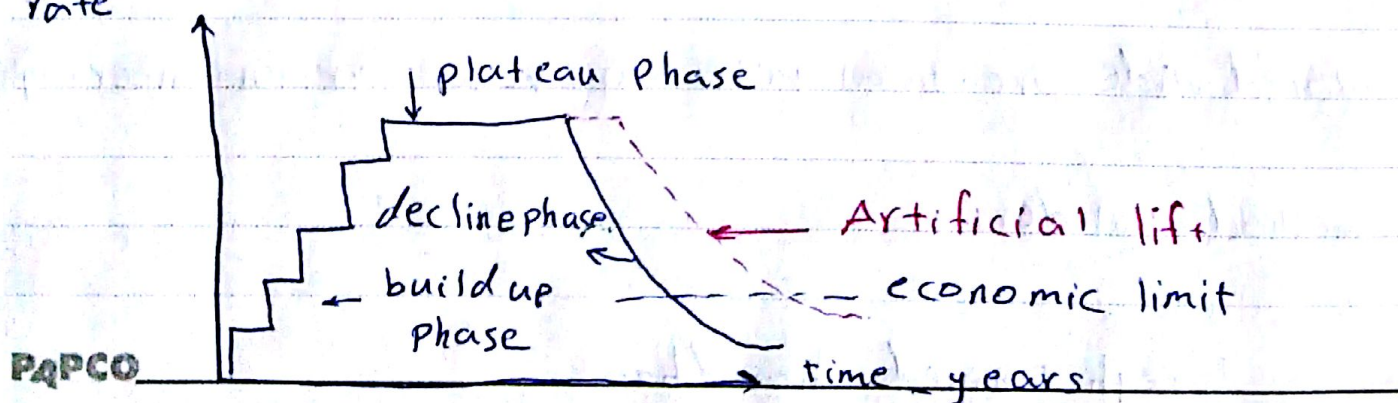
۳- چگونه این نفت را تولید کنیم (عملیات روزانه) چگونه ترسعه دهیم (برنامه ریزی)

day to day operation (D.D.O)

FDP (Field development plan)

production
rate

مراحل توسعه یک میدان :



با استفاده از توپوگرافی و مطالعات زمین‌شناسی برای مثال تاقدیس را تشخیص می‌دهیم و ویژگی‌های آن و این که آیا می‌تواند trap باشد یا نه
سپین از چاه white cat زده می‌شود که ممکن است هرکجایی مغزن باشد
که یک سری تست‌ها و بررسی‌ها انجام می‌شود

سپین چاه Approval زده می‌شود و تست‌های سیالاتی و PVT و coring
انجام می‌شود و در نهایت full log از چاه گرفته می‌شود
سپین چاه توپوگرافی اول زده می‌شود که هدف آن Crest می‌باشد و عمیق
ترین چاه می‌باشد (بعد از اطمینان که مغزن نفت دارد) با استفاده از این چاه
باید مغزن را توصیف کنیم که به این چاه Appraisal می‌گویند

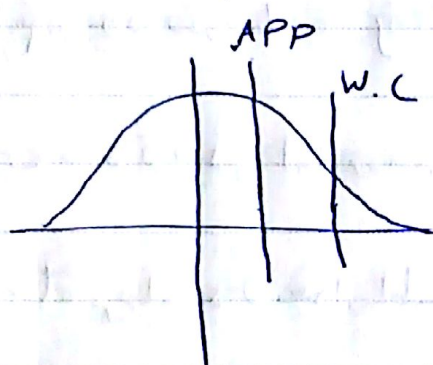
Appraisal → 2D, 3D seismic
characterize → wells

در ایران ۲ چاه برای تشخیص کردن و ویژگی مغزن به طور معمول حفز می‌شود
و پس از تأیید توسعه‌ی میدان شروع می‌شود

build up ها نشان دهنده‌ی توسعه‌ی میدان و حفز چاه‌های بیشتر

و تولید بیشتر می‌شود

در plateau مخزن با ظرفیت طراحی شده تولید می‌کند (مخزن بیش از این نمی‌تواند تولید کند و مخزن به طور کامل شناخته شده و ۳ سال طول می‌کشد سرمایه‌های صرف شده بازی گردد) این فاز به خاصیت مخزن به تنهایی بستگی ندارد و به نیاز بازار هم مربوط است



بعد از plateau فشار افت می‌کند

با استفاده از پمپ در روش‌های مصنوعی

افت فشار را جبران می‌کنیم تا دپوی کاهش

appraisal

نیاید

بعد از فشار انقباضی فشار کل مخزن افت می‌کند تا به یک حد اقتصادی می‌رسد که

دیگر تولید با صرفه نیست و امکان توسعه و تولید وجود ندارد و میدان رها می‌شود

۳ مرحله‌ای توسعه: phases of recovery

بازیابی اولیه نفت با قدرت و فشار خود بیرون می‌آید و نیازی به تجهیزات نیست

بازیابی دوم، هدف فشار انحرافی با تزریق گاز و آب و یا هر سیال دیگری باشد
 بعد از مرحله‌ی دوم در نوع نفت در مخزن مانده. یکی نفت‌های trap شده
 (by pass) هست که توسط آب و گاز تولید نشده اند. در این نوعی
 اشباع نفت بالا می‌باشد. نوع دوم نفت‌هایی است که گاز و آب به آنها برخورد
 کرده اما نتوانسته‌اند آن را جابجا کنند که اشباع نفت در این نوعی کم می‌باشد
 این نفت‌ها تنها توسط بازیابی مرحله ۳ (EOR) می‌باشد
 با EOR می‌توان residual oil را هم بازیابی کرد

PVT Classification of reservoir fluids

تعیین خواص سیالات:

مسئله‌ی مخزن: کاربرد PVT در مسندنی مخزن

$$N = \frac{A h \cdot \phi \cdot S_o}{B_o} \quad \text{محاسبات حجمی (B_o)} \quad \text{حجم نفت}$$

موازنه‌ی مواد: نفت سیاه و گازها

موازنه ترکیبی: volatile oil - gas condens.

مهندسی بهره برداری و کاربرد PVT در مهندسی بهره برداری

طراحی تجهیزات سطحی separator

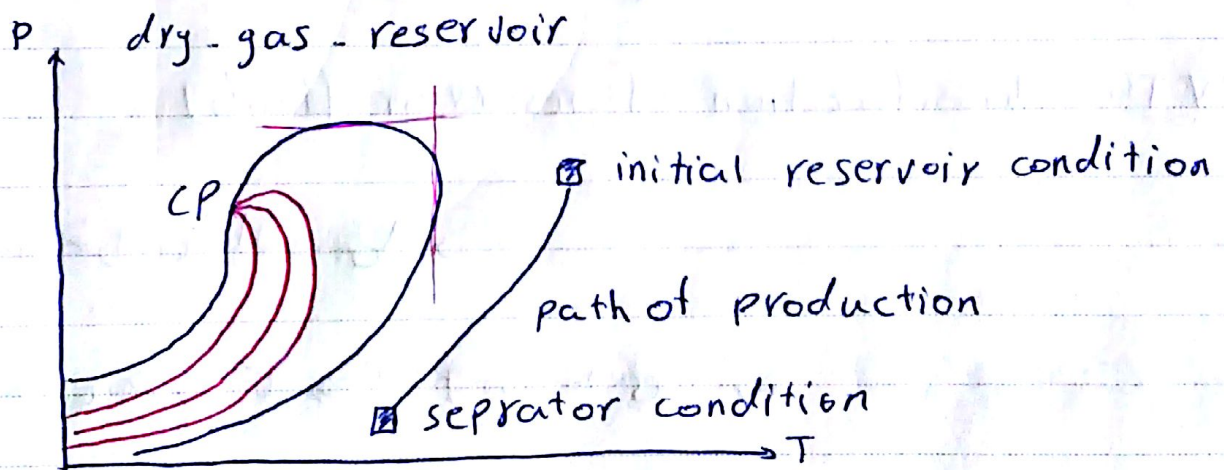
مکانیک سیالات چاه fluid regims

نقشه های بهره برداری kind of fluid

آنانالیز well test pressure transient

تکمیل چاه tubing

نمودار فازی



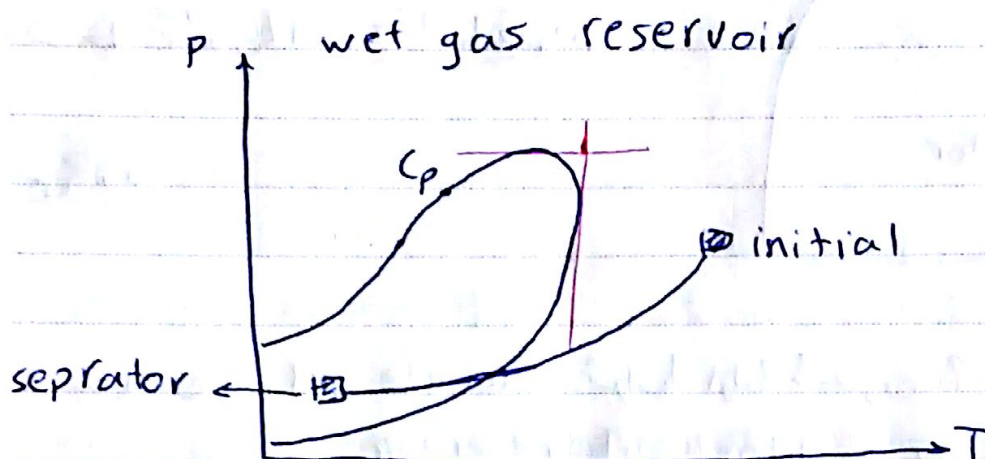
در دین مخزن امتد زمان را به اما وقتی به سطح می آید امتد زمان رخ می دهد

initial condition در محدوده تک فازی قرار می گیرد و در تولید هیچگاه نمودار در

محدود دوفازی نمی شود چون فقط dry gas تولید می شود منابع نیست

$$\frac{L}{G} < \Delta \frac{STB}{Mm Scf} \quad \text{dry-gas}$$

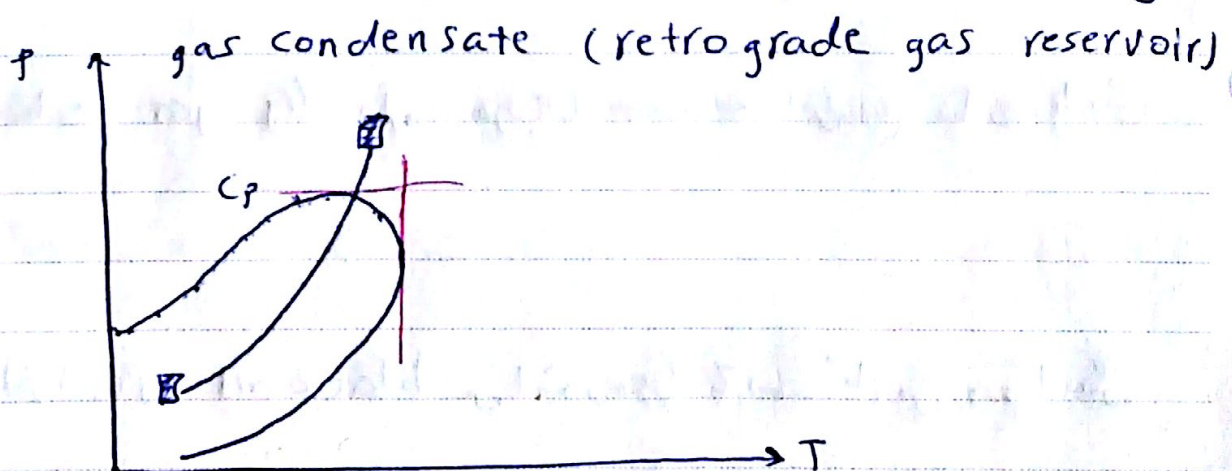
$LGR = 0$ در واقعیت



در wet-gas در سطح زمین حتماً مایع خواهیم داشت اما تولید مایع

در داخل مخزن اتفاق نمی افتد در جاهای دیگر تجربیات سرمایه‌ی اتفاق

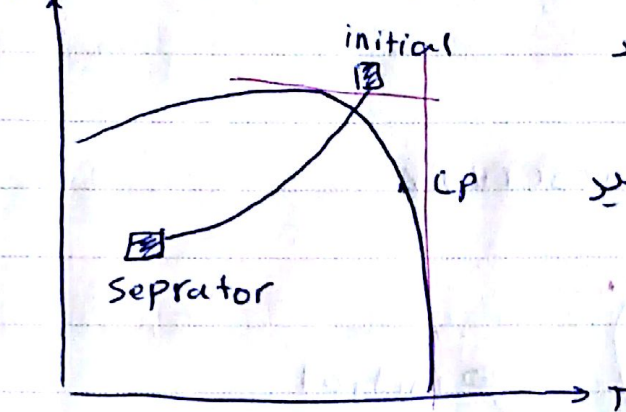
می افتد



مخازن گاز محلول می تواند از اول شرایط اولیه مخزن در ناحیه درخا‌زی باشد

که مانع تولید می شود و مشکلاتی را بوجود می آورد

volatile oil reservoir



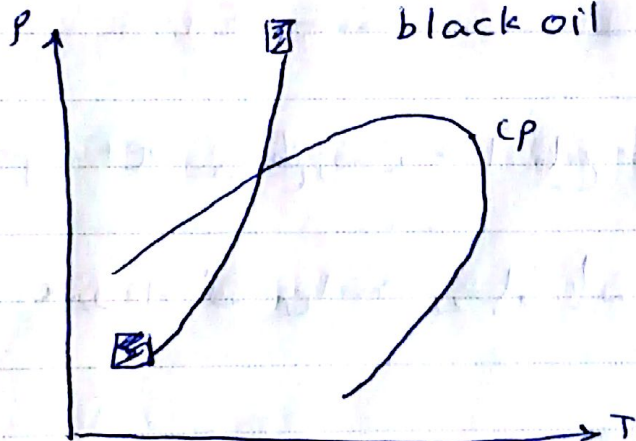
در اینجا با امت فشار گاز تولید می شود

در مخازن گازی با امت فشار مانع تولید

می شود

در مخازن volatile oil شرایط اولیه مخزن CP نزدیک است

black oil reservoir



حداکثر متان را dry-gas دارد هرچه به سمت نفت می رویم متان کاهش

میابد

C_v حداکثر اش در black oil می باشد هرچه به سمت گاز می رویم کاهش

میابد

حد اکثر GOR در wet gas می باشد و هر چه نسبت نفت به گاز کاهش می یابد

API از Volatile و نسبت black oil کاهش می یابد و نفت

سنگین تر می شود

Dry gas:

GOR greater than $10000 \frac{\text{scf}}{\text{STB}}$

no liquid produce at surface

Wet gas:

GOR $> 10000 \frac{\text{scf}}{\text{STB}}$

no liquid in reservoir

separator lie within phase envelope and liquid is

produced at surface

gas condensate

GOR between $10000 - 100000 \frac{\text{scf}}{\text{STB}}$

density greater than γ_o API

Light in color

C_v^+ composition $\leq 1\% \text{d}\%$

Volatile oil:

GOR between 1.00 - 1.00, $\frac{\text{SCF}}{\text{STB}}$

density between γ_o - γ_o API

oil FVF greater than γ (high shrinkage oils)
B_o

Light brown to green in color

C_v^+ composition $\geq 1\% \text{d}\%$

B_o > 1.2 بهترین نوع نفت می باشد اما از نظر تعبیرات سطح الخرضی یک موزل محبوب

من شود

Black oil

GOR less than 1.00, $\frac{\text{SCF}}{\text{STB}}$

density less than $\epsilon_d^{\circ} \text{API}$

Reservoir temperature less than $\gamma_d^{\circ} \text{F}$

oil FVF less than γ (low shrinkage oils)

dark green to black in color

C_v^+ composition $> 5\%$

★ FVF (formation volume factor) $\rightarrow B_o$

oil and gas properties

oil formation volume factor

$$B_o \left[\frac{\text{res bbl}}{\text{STB}} \right]$$

gas formation volume factor

$$B_g \left[\frac{\text{cuft}}{\text{scf}} \text{ or } \frac{\text{bbl}}{\text{scf}} \right]$$

total formation volume factor

$$B_f \left[\frac{\text{res bbl}}{\text{STB}} \right]$$

کل نفت ها را در قالب black oil model قرار می دهیم

solution gas-oil ratio

$$R_s \left[\frac{\text{scf}}{\text{STB}} \right]$$

Oil and gas viscosities

$$\mu_o, \mu_g \text{ [cP]}$$

compressibility and thermal expansion coefficient

برای محاسبه حجم باالی ۹۰٪ از black oil model استفاده می کنیم

و کمتر از compositional model استفاده می کنیم

Standard condition

$$P = 14.7 \text{ psi} \quad T = 60^\circ \text{F}$$

$$V_M = \frac{RT_{sc}}{P_{sc}}$$

gas formation volume factor

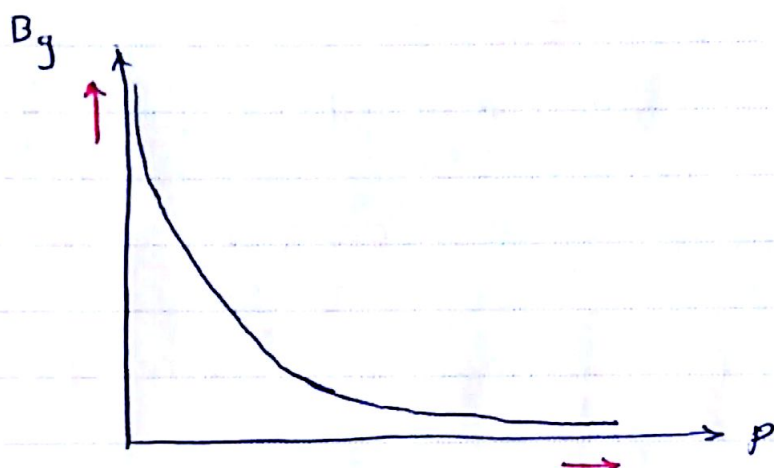
افزایش حجم در لح

Subject: _____

Date _____

$$\frac{\text{حجم گاز در شرایط مخزن}}{\text{حجم گاز در شرایط استاندارد}} = B_g \quad B_g = \frac{\frac{z n R T}{P}}{\frac{z_{sc} n R T_{sc}}{P_{sc}}}$$

$$B_g = 1.00502 \frac{z T}{P} \frac{res bbl}{scf} \quad 1.021 < \frac{z T}{P} \frac{cu ft}{scf}$$



properties of blackoil

B_o

B_t

R_s

C_o

β_o

μ_o

Inter facial tension

$$\gamma_o = \frac{\rho_o (P, T)}{\rho_w (P, T)} \quad \text{specific gravity of liquid}$$

$$^\circ\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad \text{API gravity}$$

$\text{API} > 30$ light oil

$30 < \text{API} < 40$ medium oil

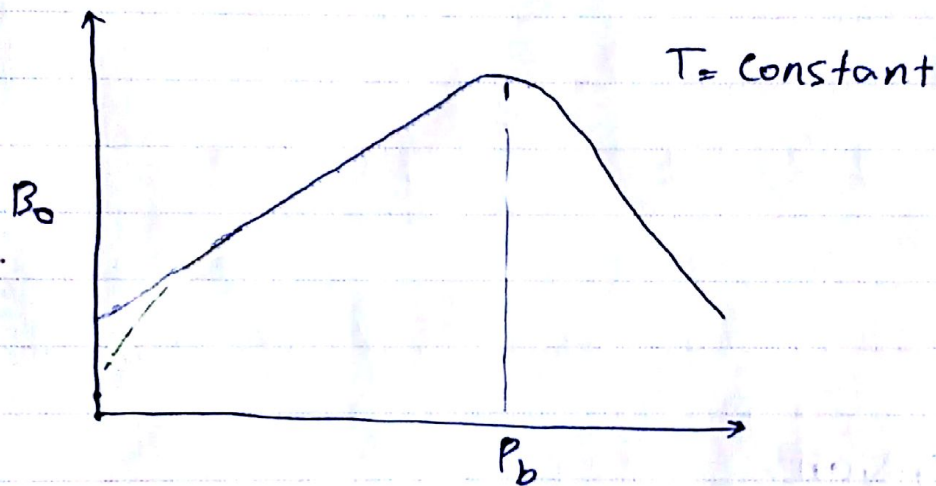
$\text{API} < 30$ heavy oil

P4PCO $\text{API} < 10$ extra oil, Bitumen

برای $API < 10$ نحوه قرارگیری سیالات چگونه است؟ مخازن کانادا

Formation volume factor

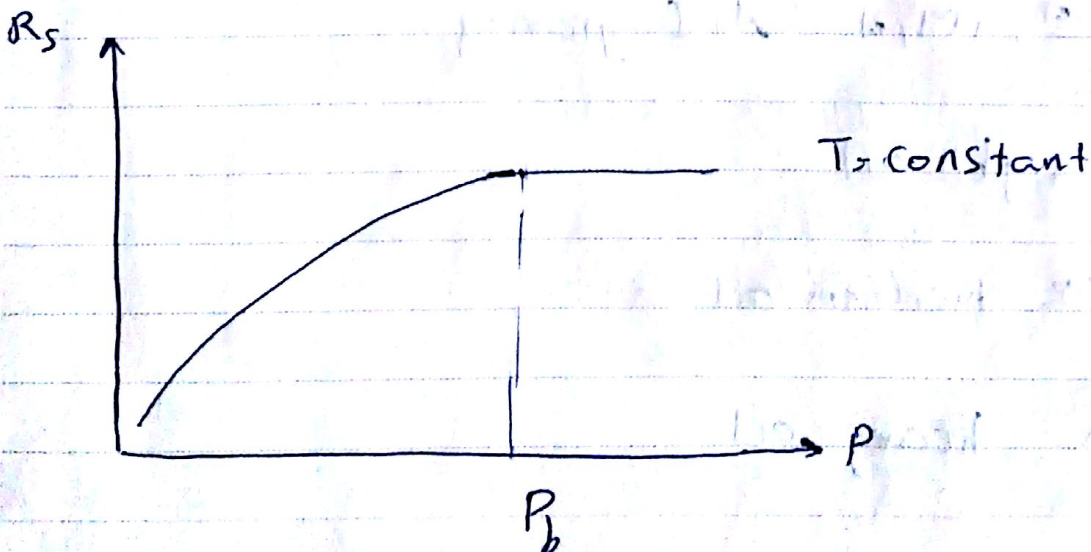
$$B_o = \frac{\text{تازمای حل شده در دما و فشار مخزن} + \text{جمع نفت}}{\text{جمع نفت در دما و فشار استاندارد}} \frac{bbl}{STB}$$



Solution gas ratio

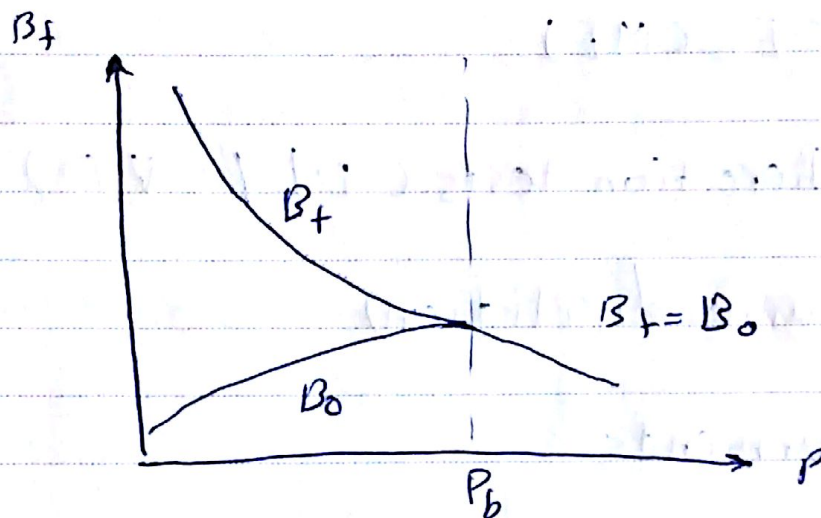
R_s

حجم گاز در نفت حل شده است و به فشار بستگی دارد

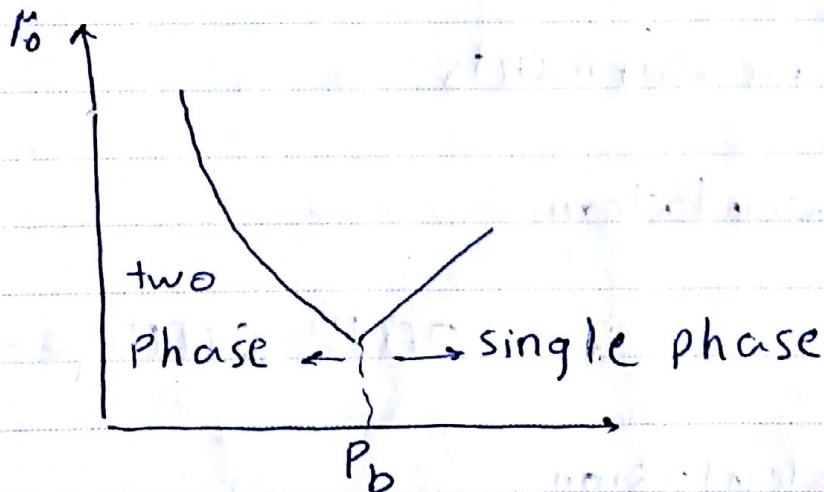


total formation volume factor

$$B_t = B_o + B_g (R_{sb} - R_s) \quad [=] \quad \frac{bbl}{STB} + \frac{bbl}{scf} \times \frac{scf}{STB}$$



oil viscosity



$$\mu_o \sim \mu - 1 \text{ cp}$$

$\mu > 1$ heavy oil

canada $\mu > 1$ cp

انواع روشی برای بدست آوردن خواص سیال

- Flash liberation tests (constant composition expansion) (CCE, CME)
- Differential Liberation tests (DL / CVD)
(constant volume depletion)
- Viscosity Measurements
- Separator tests
- compositional measurements

Volumetric calculation:

- STOIP, GIIP تعیین حجم
- volumetric calculation
- material balance
- Decline curve

روش Volumetric راحت ترین روش اندازه گیری حجم می باشد و تنها روشی است که بدون نیاز به اطلاعات تولید و فشار می توانیم حجم را تعیین کنیم و می توانیم از همای روز اول حجم را تعیین کنیم اما با توجه به اطلاعات کم مورد نیاز خطای این روش زیاد می باشد

volumetric estimation based on:

- Cores
- Analysis of wireline logs
- Geological map

$$OOIP (m^3) = \text{Rock volume} \times \phi \times (1 - S_w) \times \frac{1}{B_o}$$

$$(m^3) \text{Rock volume} = A \times h$$

↳ drainage area

$$OOIP (STB) = \text{Rock volume} \times V_r \times V_A \times \phi \times (1 - S_w) \times \frac{1}{B_o}$$

$$\text{Rock volume (acre feet)} = A \times h \rightarrow \text{feet}$$

↳ acre

$$1 \text{ acre} = 43560 \text{ ft}^2 =$$

$$OGIP (l.^f m.^f) = \text{Rock Volume} \times \phi \times (1 - S_w) \left(\frac{T_s \times P_i}{P_s \times T_f \times Z_i} \right)$$

$$\text{Rock volume (m}^f\text{)} = l.^f \times A \times h \rightarrow m$$

$\hookrightarrow 1 \text{ ha} = 10^4 \text{ m}^2$

T_s = Base temperature, standard condition $15^\circ\text{C} + 273^\circ\text{K}$

P_s = standard condition $101,325 \text{ kPa}$

T_f = formation temperature $^\circ\text{K}$

P_i = initial reservoir pressure kPa

Z_i = compressibility at P_i and T_f $^\circ\text{K}$

$$OGIP (\text{MMscf}) = \text{Rock volume} \times 6.94 \times 10^{-4} \times \phi \times (1 - S_w)$$

$$\times \left(\frac{T_s \times P_i}{P_s \times T_f \times Z_i} \right)$$

$$\text{Rock volume (acre feet)} = A \times h$$

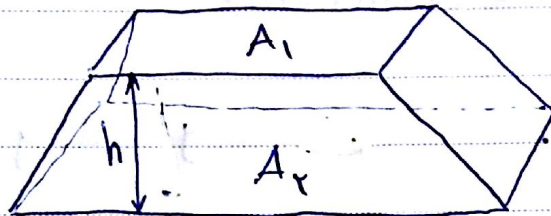
Rock volume calculation ($A \times h$)

- net pay isopach maps

- the areas between isopach

مخزن یک شکل ناقصی و معنی دار دارد و باید آن را ساده کنیم

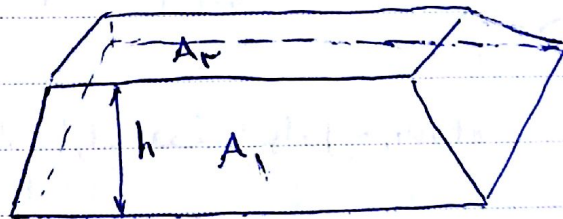
1)



Trapezoidal volume

$$V = h \times ((A_1 + A_2) / 2)$$

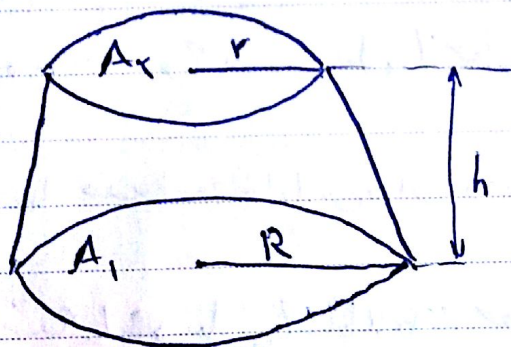
2)



Frustum of pyramid

$$V = \left(\frac{h}{3}\right) \times (A_1 + A_2 + \sqrt{A_1 A_2})$$

3)

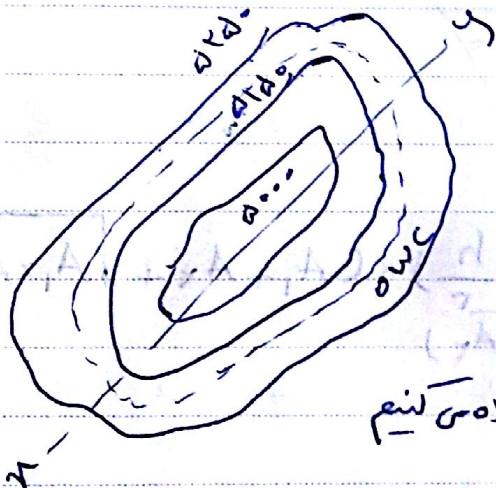


Frustum of a cone

$$V = \left(\frac{h}{3}\right) \times \pi \times (r^2 + rR + R^2)$$

مخطوط هم عمق در زیر زمین شناسایی می شود و هم وصل می شوند

VGC (under ground contours)



از اینجا وبا استفاده از این نقشه داخل هر contour

می توانیم A را بدست آوریم

برای بدست آوردن VGC از seismic استفاده می کنیم

در نقشه های تکمیل کننده نیست و؟ همین دلیل از حفاری چاه هم استفاده می شود

و با استفاده از چاه ها ضخامت ها را می توان بدست آورد اما اگر 3D داریم

رزدلوژن خوب داشته باشد نیازی؟ اطلاعات حفاری چاه نیست اما ۹۰٪

موارد از هر دو استفاده می کنیم

در بخش در وژن بدست آوردن اطلاعات داریم Direct , indirect

همچنین اعتبار داده های direct بیشتر باشد مثل coring و حفاری

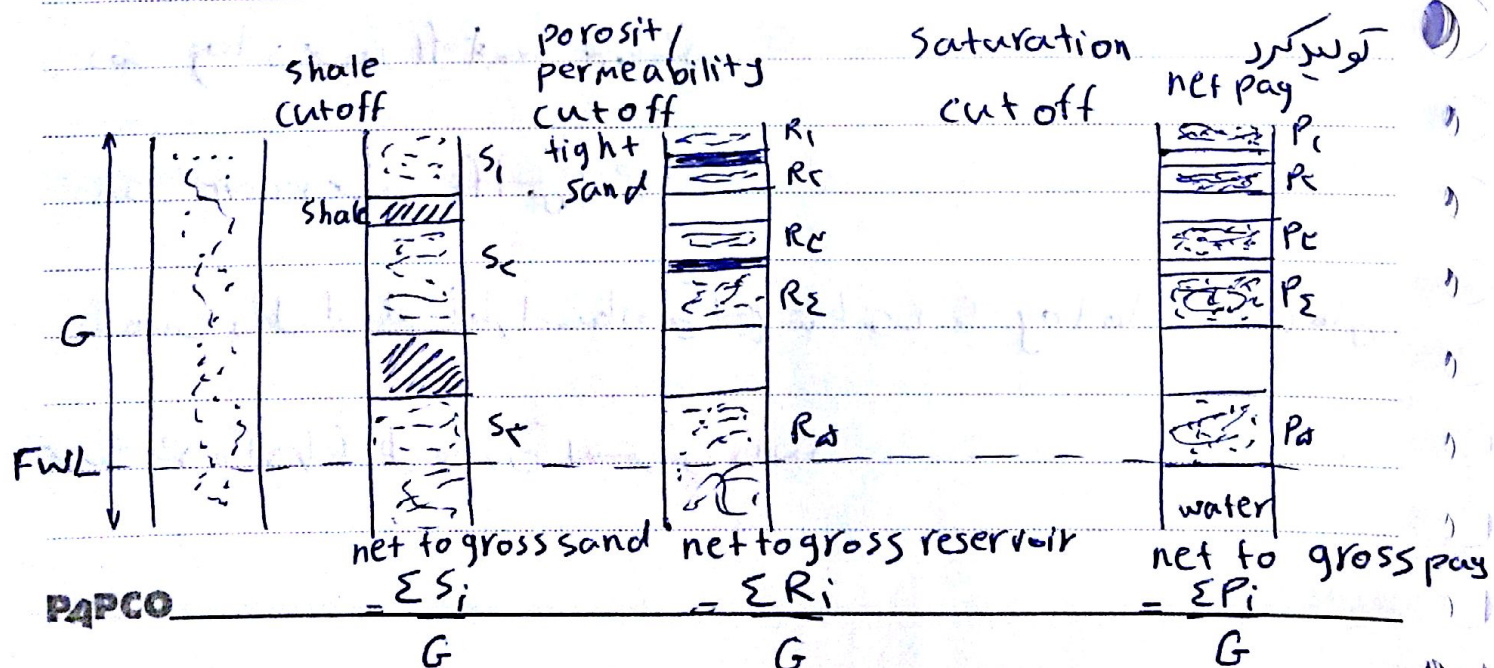
و برای indirect مثل seismic

net pay (h)

The part of reservoir which can be produced at economic rates, given a specific production methode

The distinction between gross and net pay is made up with applying cut-off values

UGC و h کلی را به ما می دهد اما h را می خواهیم که در آن بتوان به طور اقتصادی



این کار برای هر zone (و این به یادگیری ارتباط جریان ندارد) انجام می دهیم

field - reserve - Layer - zone - subzone

هیچ محدوده ی (فیزیکی برای این cutoff) ها وجود ندارد برای مثال به طور معمول

برای $w > 70\%$ آب را cutoff می کنند

سیال زمانی حرکت می کند که $\mu = \frac{k}{M}$ باشد

حذف کردن w ما با permeability پایین معطوف به نوع سیال است و بدست آوردن

مقدار mobility

porosity and saturation

می توان هر دو این ها از core و بدست آورد

دقت w در حدود 1.5 ft می باشد

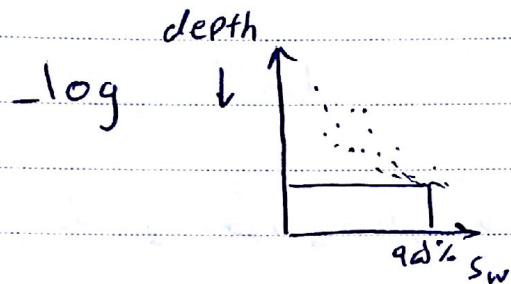
دقت core در حدود 1 ft می باشد

به همین دلیل از علم آمار استفاده می کنیم تا با توجه به w ها core های

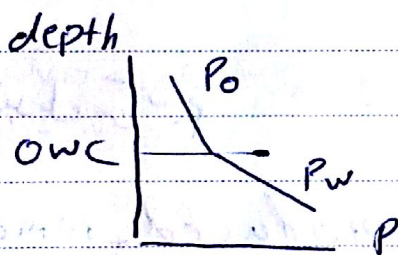
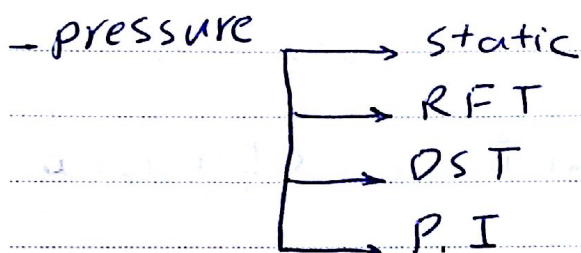
گرفته شده آن را با کتل مخزن گسترش دهند

WOC - GWC - OGC

تحسین سطح تماس آب و نفت



Sw بیش از 94% را WOC می گویند



seismic (VGC) سطح تماس نمی تواند از پایین ترین کنتور باز پایی

تربا شد و می توان حد اکثر به WOC را بدست آورد

لایه اطلاعات Static می باشد در زمان در محاسبات تابع اینها مفهوم ندارد

material balance

Reservoir engineer tasks

- تخمین سیال درجا

- پیشبینی نحوه عملکرد مخزن

- میزان بازیافت هر مخزن

یک ابزار یک پایه و Basic است و بر مبنای فیزیک مسئله می باشد و در مهندسی

مخزن خیلی کاربرد دارد و اصل آن اصل موازنه جرم می باشد و می تواند مخزن به

حجم تبدیل می کنیم

fluid volume in place = fluids produced + remain reserves

acc = input - output + generation (consumption)

درش های EOR تولید تخریب

اگر روش درست انتخاب نشود باعث خطای زیاد می شود

حجم باقی مانده + حجم تولیدی = حجم اولیه

consequence of pressure depletion

- reservoir pore volume decrease

- connate water will expand
- under saturated oil will expand
- saturated oil will shrink as gas comes out of solution
- Free gas will expand
- water may start flowing into reservoir

باتولید فشار $\Delta P > 0$ می شود و به علت تراکم پذیری سنگ مخزن و سنگ مخزن

تراکم می شود و حجم کاهش می یابد

آب به علت compressibility، آب منبسط می شود

نفت هم مثل آب به علت انت فشار و تولید منبسط می شود

$p > p_b \rightarrow$ oil expansion

$p < p_b \rightarrow$ gas out of oil گاز از نفت خارج می شود

$$C_g = \frac{1}{p} = 10^{-4} \frac{1}{\text{psi}} \quad C_o = 10^{-5} - 10^{-6} \quad C_w = 10^{-6}$$

PARCO $C_r = 10^{-6} - 10^{-8}$

گاز بیشتر از آب و نفت متراکم می شود چون compressibility آن از همه بیشتر است

آب یا aquifer با سرعت مخزن حرکت می کند

Mechanism drive: مکانیسم های رانش

۱- gas cap

۲- aquifer

۳- solution

۴- gravity segregation

۵- rock and fluid expansion.

۶- combination

ساده ترین موارد به مخازن گازی می باشد $C_g \gg C_f, C_w$

فرض می کنیم C_f و C_w در مقایسه با C_g صفر است $C_f = 0$ و $C_w = 0$

فرض می کنیم ورود آب به مخزن (w_e) نداریم water influx: $w_e = 0$

همچنین فرض می‌کنیم که هیچ آبی تولید نمی‌کنیم ($W_p = 0$)

$$\boxed{G B_{gi}}_{P_i} = \boxed{(G - G_p) B_g}_P \quad B_g \left[\frac{f_t^v}{scf} \right]$$

در سطح
در زیر زمین
حجم گاز درجا

↑ G_p

حجم‌ها برابر می‌باشد

no water drive and production and pore volume changes insignificant,

$$G (scf) \cdot B_g \left(\frac{f_t^v}{scf} \right)$$

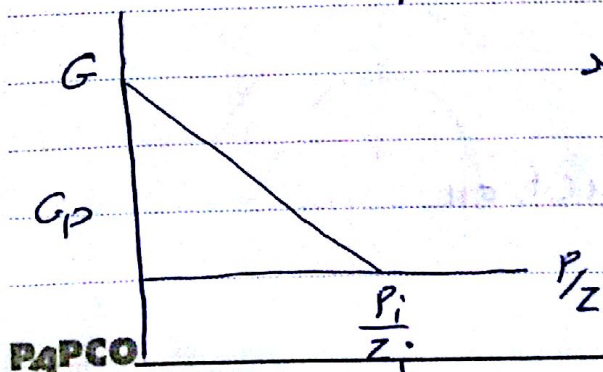
$$G B_{gi} = (G - G_p) B_g$$

$$B_g = \frac{C Z T}{P} \rightarrow G \frac{Z_i}{P_i} = (G - G_p) \frac{Z}{P}$$

$$\boxed{G_p = G - \left(\frac{P}{Z} \right) \left(\frac{G Z_i}{P_i} \right)}$$

مقدار G_p بر حسب $\frac{P}{Z}$ یک خط راست با شیب $-\frac{G Z_i}{P_i}$ خواهد بود

؟ غیر G و $\frac{P}{Z}$ همگی مقادیر ثابت هستند



Subject: _____

Date: _____

$$\frac{P}{Z} = 0 \rightarrow G_p = G$$

$$G_p = 0 \rightarrow \frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i}$$

یعنی تولید ندارد

used in predicting gas reserves

water drive neglected

used as a history matching tool to compare

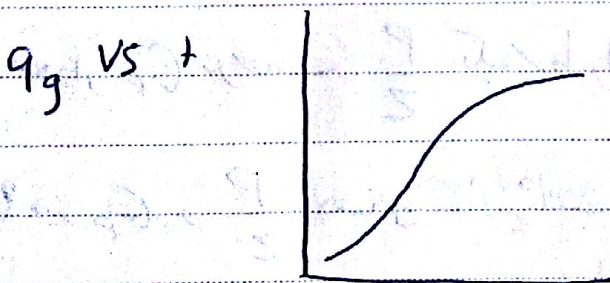
reserves based on production data with those

from exploration methods.

$$G_p \text{ vs } \frac{P}{Z} \left(\frac{T_r}{P_r} \frac{T_c}{P_c} \frac{T}{P} \right)$$

if G_p vs P اندازه گیری شود

برای اندازه گیری G_p از دبی نتج سرچاه استفاده می شود



G_p - cumulative gas production

برای اندازه گیری فشار

- چاه بسته می شود و gauge با پائین
- فرستاده می شود و چون چاه با مخزن ارتباط فشاری دارد فشار چاه اندازه گیری می شود - چاه بسته می شود
- Repeat formation test
- ابزار وارد چاه می شود و فشار مخزن در هر ft توسط سلیندر بسته می شود اندازه گیری می شود
- DST (drill still test) در زمان حفاری فشار مخزن اندازه گیری می شود
- P.I. test (productivity Index)

ما در عمق های مختلف فشارها را اندازه می گیریم اما در G_p vs P از فشاری

استفاده می کنیم در عمق مبدا (datum depth) می باشد. عمق مبدا می تواند

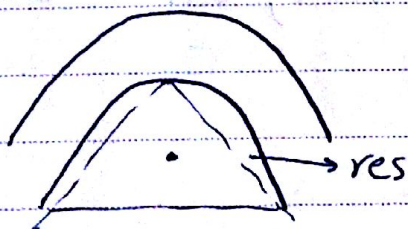
WOC یا GOC یا Crest باشد و بقیه فشارها را با تغییرات فشار

$(p = \rho gh)$ با فشار عمق مبدا می بریم. فشار مبدا معمولاً در مرکز ثقل می باشد.

می توانیم G_p vs P را رسم کنیم (با Z نیازی نیست) و مشخصات را بدست می آوریم

در این فشار Z را اندازه می گیریم. T را هم از نمودارهای حرارتی بدست می آوریم

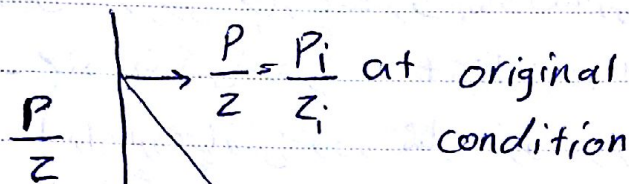
دما در کل محاسبات ثابت می باشد



$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{C}\right)$$

اندازه گیری فشار حداقل هر جایی

سای یک بار فشارش اندازه گیری



می شود. اگر Sharp فشاری

زیاد باشد این مدت زمان کم دایر

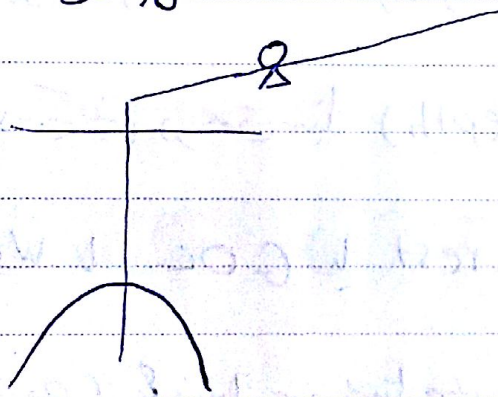
Sharp کم باشد این مدت زمان افزایش

مخزن خالی شده و
مکنه با زیاده (recovery)

می باشد

refinery

می باشد



نشان مخزن؟ جایی می رسد که نمی توان گاز بیرون بیاید که به آن فشار

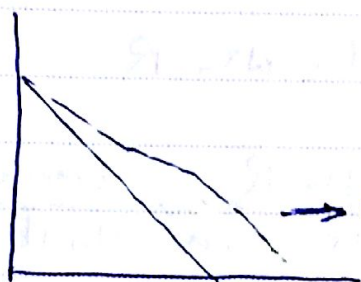
P_{abd} می گویند

water-oil contact extra heavy oil Alberta

steam flux

gas compressibility is only pressure support

If the plot deviates from straight line then this gives evidence of other pressure support



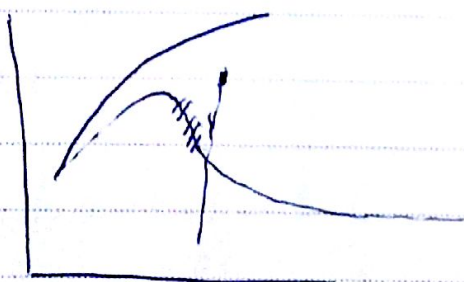
→ فشار با کمتر از فشار dry gas (Pressure support)

این خط هم می تواند بیان کند با این صورت که ما گاز condensate داشته باشیم

و از معادله dry gas استفاده کنیم که در این صورت در پایین مایع هم تولید

می شود که باعث کاهش فشار می شود

یک حالت هم این است که فشار درست خوانده نشود (Stabilize) پایدار



نشده باشد

$$p < p_{act}$$

Wet gas reservoir

فقط در سطح مایع تولید می شود

باید مایعات را با گاز معادل آن ها تبدیل کنیم

Subject: _____

Date: _____

volume of 1 STB of condensate of molecular weight M_o and specific gravity γ_o .

$$V = \frac{ZnRT}{P}$$

$$Z = 1 \text{ at } P = 14.7 \text{ psia and } T = 42.0^\circ R$$

$$\therefore \frac{V}{\text{STB}} = 1.0173 \frac{\text{psia} \cdot \text{SCF}}{\text{lbmol} \cdot ^\circ R} \times \frac{42.0^\circ R}{14.7 \text{ psia}} \times \frac{\text{lbmole}}{M_o \text{ lb}} \times 42.4 \gamma_o$$

$$\frac{\text{lb}}{\text{cu.ft}} \times 4.415 \frac{\text{cu.ft}}{\text{STB}}$$

$$V = 133.000 \frac{\gamma_o}{M_o} \frac{\text{SCF}}{\text{STB}}$$

این حجم را با حجم dry gas جمع می کنیم