

Text book. Applied Petroleum Reservoir Engineering
B.C. Craft
M.F. Hawkins

Chapter: 2, 3, 4, 5, 6, 8

گاز درجا / نفت درجا
Oil in Place / Gas in Place

کل حجم نفت درون Pore volume را در شرایط استاندارد نفت درجا
گونیذ - همین تقریباً برای گاز درجا نیز بیان می شود.
برای نفت درجا از واحد STB و برای گاز درجا از SCF استفاده
می شود.

Gas in Place: گاز درجای اولیه

IGIP: Initial Gas in Place

OGIP: original " " "

$G_p = 0$ واحد SCF

G_p : produced gas (SCF)

IGIP مربوط به زمانی است که هنوز برداشت از مخزن شروع نشده
است.

- پس از برداشت از مخزن، مقدار گاز باقیمانده (درون مخزن)
Remaining Gas in Place نامیده می شود.

Remaining gas in place: $G_p \neq 0$

گاز درجای باقیمانده

- تعاریف فوق در مورد نفت نیز کاربرد دارد.

$N_p = 0 \Rightarrow IOIP (OOIP)$

N_p : Produced oil

IOIP: initial oil in place

N (STB) واحد

$N_p \neq 0 \Rightarrow$ Remaining oil in place
بقایای نفت در جای باقی مانده

بازیافت Recovery

example: تاریخ شروع برداشت

$G = 100 \text{ MMMSCF}$ (مثلاً 84.7.9)

$G_p = 50 \text{ MMMSCF}$ (85.7.9) و $G = 99.50 \text{ MMMSCF}$

در همین شرایط گفته می شود که بازیافت تا تاریخ 85.7.9 برابر 50 میلیون SCF است.

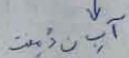
Recovery مقدار برداشت گاز از ابتدای شروع برداشت تا یک تاریخ مشخص است.

یعنی موقعی که به صورت مشابه که از یک مقعر برداشت کردیم مثلاً اگر اش SCF باشد
در عوامل economical problem و mechanical problem باعث می شوند که برداشت از یک مقعر متوقف شود.

abandonment conditions شرایط ترک مقعر

P_a : abandonment pressure فشار ترک مقعر

پسیم فشار لازم برای برداشت است به طوری که در فشارهای کمتر از آن برداشت از مقعر به صرفه نیست.



پس از ترک مقعر مقداری گاز در مقعر باقی می ماند این مقدار را G_a نشان می دهند.

G_a : Remaining gas in place at abandonment pressure

$G - G_a = \text{Recovery}$

زمانی که کلمه Recovery بدون قید زمان مطرح شود منظور تایمان زمان تولید و هنگام ترک مقعر است.

Example:

$G_a = 15 \text{ MMMSCF} \Rightarrow \text{Recovery} = 85 \text{ MMMSCF}$

$$\text{Recovery Factor} = \frac{G - G_a}{G} = r$$

Example: $r = \frac{100 - 15}{100} = 0.85$ or $r = \frac{100 - 15}{100} \times 100\% = 85\%$

Reserve = Recovery

Recoverable part of gas in place مخزن قابل استحصال مخزن

Initial Reserve:

پیش از شروع برداشت، مقدار گاز پیش بینی شده برای تولید تا زمان ترک مخزن است.

Remaining Reserve:

مقدار گازی که از یک زمان مشخص بعد از شروع برداشت تا زمان ترک مخزن می توان برداشت کرد.

در تمامی تعاریف مطرح شده مکانیزم برداشت از مخزن به صورت natural flow است.

Recovery مخازن گازی معمولاً بالای ۸۰٪ است.

بین ۲۵-۲۰٪ نفتی

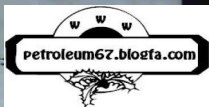
مخازن بسیار بزرگ ایران: اهواز، آغاچاری، کمپاران ربارون می باشند.

واحد مناسب برای بیان حجم مخزن acre-ft است.

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

$$\text{ac-ft} : 43560 \text{ ft}^2 \times 1 \text{ ft} = 43560 \text{ ft}^3$$

$$\text{unit of bulk volume} \Rightarrow \boxed{\text{ac-ft}} = 43560 \text{ ft}^3$$



$$\frac{G - G_a}{V_b} = \text{Initial unit Reserve } G: \text{IGIP}$$

$$\frac{G - G_a}{V_b} = \text{Remaining } \quad \quad \quad G: \text{Remaining Gas in Place}$$

Gas Formation Volume Factor: (B_g)

$$B_g = \frac{\text{Volume of gas at reservoir condition}}{\text{Volume of gas at standard}}$$

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

$$B_g = \frac{V_{res}}{V_{sc}} = \frac{\frac{ZnRT}{P}}{\frac{Z_{sc}nRT_{sc}}{P_{sc}}} = \frac{P_{sc}}{T_{sc}} \frac{ZT}{P}$$

$$B_g = \frac{P_{sc}}{T_{sc}} \frac{ZT}{P} \frac{cu \cdot ft}{scf}$$

- در صورتی که P_{sc} و T_{sc} بیان نشده باشد پیش فرض این دو از قرار زیر است.

$$P_{sc} = 14.7 \text{ PSia}$$

$$T_{sc} = 60^\circ F = 520^\circ R$$

$$\rightarrow R = 49.0 + ^\circ F$$

$$B_g = \frac{14.7}{520} \frac{ZT}{P} \frac{cu \cdot ft}{scf}$$

$$= 0.02827 \frac{ZT}{P} \frac{cu \cdot ft}{scf} \leftarrow \text{کتاب احمد}$$

$$B_g = 0.02829 \frac{ZT}{P} \frac{cu \cdot ft}{scf}$$

\leftarrow کتاب Craft

- دلیل اختلاف دو فرمول در تبدیل دما از درجه فارنهایت به درجه رانلین است.

Ex.:

$$Z = 1.1$$

$$P = 6000 \text{ psia}$$

$$T = 140^\circ\text{F}$$

$$B_g = 0.02829 \frac{1.1 \times 6000}{6000} \approx 0.003 \frac{\text{cu.ft}}{\text{SCF}}$$

Gas Expansion Factor:

$$E_g = \frac{1}{B_g}$$

$$E_g = 35.35 \frac{P}{ZT} \frac{\text{SCF}}{\text{cu.ft}}$$

- هرچه فشار بیشتر شود، B_g کوچکتری شود.

Gas in Place Calculation:

1. Volumetric method
2. Material Balance

روش اول روش هماسه‌ی انبار مخزن با استفاده از داده‌های پتروفیزیکی است.

Volumetric Method:

فرض: $G_p = 0$

$$V_p = V_b \times \phi$$

$$V_g = V_p \times S_g$$

$$S_g + S_w = 1 \Rightarrow S_g = 1 - S_w$$

$$V_g = V_b \cdot \phi \cdot (1 - S_w)$$

$$V_g = 43560 \cdot V_b \cdot \phi \cdot (1 - S_w)$$

↓
cu-ft

$$G = \frac{43560 \cdot V_b \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_g} \frac{\text{cu.ft}}{\text{cu.ft}} \frac{\text{SCF}}{\text{SCF}}$$

$$G = \frac{43560 \cdot V_b \cdot \phi \cdot (1 - S_w)_i}{B_{g_i}} \text{ SCF}$$

$$G = \text{ICIP}$$

فرض : $G_p \neq 0$

1- Production under Volumetric Control

2- " " Hydraulic "

volumetric Control:

1. $W_e = 0$ no water in Flux آب وارد مخزن نمی شود
2. $W_p = 0$ " " production آب از مخزن تولید نمی شود
3. $C_p = 0$ neglect rock compressibility $\Rightarrow \bar{v}_p = cte \Rightarrow \bar{v}_p = cte$
4. $C_w = 0$ " water " \rightarrow در اثر افت فشار حجم آب زیاد نمی شود و در نتیجه حجم گاز ثابت می ماند.

- سلیستی با شرایط فوق تحت volumetric Control است.

- Hydraulic Control مربوط به زمانی است که آب وارد مخزن

می شود و بک تغییر می کند.

Remaining Gas in Place / Production under Volumetric Control

$$C = -\frac{1}{v_o} \frac{dv}{dp}$$

- بارداشت از مخزن فشار افت پیدا می کند و این کاهش فشار موجب افزایش حجم سنگ یعنی expansion آن می شود.

| | |
|--|---|
| $C_p : (2-4) \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ | } order of Magnitude of compressibility |
| $C_w : (2-4) \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ | |
| $C_o \approx 15 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ | |
| $C_g \approx 10^{-4} \text{ "}$ | |

- در اثر انبساط سنگ مخزن حجم گاز کاهش می یابد.

- تمام کشرط بالای صفحه به معنای Constant Volume بودن میان درون مخزن است.

تفاوت در مقدار گاز در حالت بار و بار با هم متفاوت است \Rightarrow گاز در V_p کمتر از مقدار V_b است \leftarrow گاز در V_b کمتر از مقدار V_p است

$G = \frac{43560 V_b \phi (1 - S_{wi})}{B_g}$ SCF تغییر B_g تغییر می کند

$B_g = 0.02829 \frac{ZT}{P} \frac{C_u.P_t}{SCF}$

در روش production wider volumetric Control تغییرات رخ می دهد تغییر می کند و به تبع آن B_g دچار تغییر می شود.

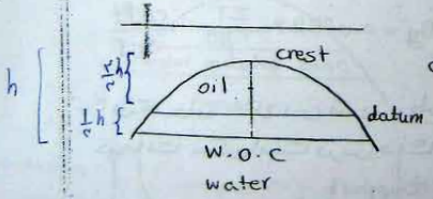
$G_a = \frac{43560 V_b \phi (1 - S_{wi})}{B_{ga}}$ SCF

$r = \frac{G - G_a}{G} = 1 - \frac{G_a}{G} = 1 - \frac{43560 V_b \phi (1 - S_{wi})}{43560 V_b \phi (1 - S_{wi}) \frac{B_{gi}}{B_g}} = 1 - \frac{B_{gi}}{B_g}$

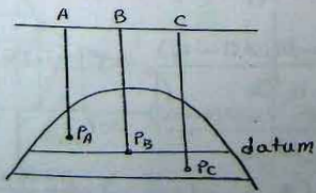
$\Rightarrow r = 1 - \frac{B_{gi}}{B_g} \times 100$ مقدار بارگرفت گاز از زمین (بارگرفت آبشور را در نظر نگیریم)

در شرایط طبیعی Lateral thermal gradient درون مخزن صفر است

مختلوزاد دمای مخزن دمای نقطه ای به ارتفاع $\frac{1}{3}$ ارتفاع closure از w.o.c است.



فاصله عمودی w.o.c تا crest را closure گویند.



$P'_A = P_A + \gamma h_A$
 $P'_B = P_B$
 $P'_C = P_C - \gamma h_C$

فشارهای ته چاه را بررسی خط مبنا تقصیر می کنیم

در صورت $P'_A > P'_B > P'_C$...
 در صورت $P'_A < P'_B < P'_C$...
 در صورت $P'_A = P'_B = P'_C$...

در حرات ميال درون مخزن از سنه مخزن تا مينى شود و دماى
 سنه مخزن همواره ثابت مى ماند. دماى سيال درون مخزن در طول برداشت
 ثابت مى ماند.

ساعت: ۱۳:۳۰ - ۱۴:۳۰ يكشنبه ۱۵، ۷، ۱۳۸۰

2- Production Under Hydraulic Control

1. $w_e \neq 0$
 2. $w_p \neq 0$
 3. $c_p = 0$
 4. $c_w = 0$
- } \Rightarrow S_w تغييرى كند
 } for simplicity

$$G = \frac{43560 \bar{V}_b \phi (1 - \bar{S}_w)}{B_g} \text{ scf}$$

$1 - \bar{S}_w = S_{gr}$: residual gas saturation

oil
 ① $S_o = 100\%$

oil+water
 ② $\begin{cases} S_w = 80\% \\ S_{or} = 20\% \end{cases}$

ac. ft
 $G = \frac{43560 \bar{V}_b \phi S_{gr}}{B_g} \text{ scf}$

$$B_g = 0.02829 \frac{ZT}{P} \frac{cu ft}{scf}$$

- آيى كه وارد مخزن مى شود وظيفه ي ثابت نگهداشتن فشار را دارد.
 ديوانات ممكن است در مورد فشار مخزن وجود داشته باشند:

a. $p_i = p_a$ Total pressure support

$$\Rightarrow B_{gi} = B_{ga} \Rightarrow G = \frac{43560 \bar{V}_b \phi (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \text{ scf} \quad G:IGIP$$

$$G_a = \frac{43560 \bar{V}_b \phi (1 - \bar{S}_w)}{B_{ga}} \text{ scf}$$

$$\text{recovery} = G - G_a = \frac{43560 \bar{V}_b \phi}{B_{gi}} (1 - S_{wi} - 1 + \bar{S}_w) = \frac{43560 \bar{V}_b \phi (S_w - S_{wi})}{B_{gi}}$$

$$r = \frac{G - G_a}{G} = \frac{43560 V_b \phi (S_w - S_{wi})}{B_{gi}} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

$$r = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

T.P.S.

b. $P_i \neq P_a \Rightarrow B_{gi} \neq B_{ga} \rightarrow$ partial water drive

$$\text{recovery} = G - G_a = 43560 V_b \phi \left[\frac{1 - S_{wi}}{B_{gi}} - \frac{S_{gr}}{B_{ga}} \right]$$

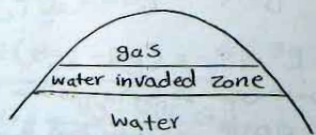
$$r = \frac{G - G_a}{G} = 1 - \frac{G_a}{G} = 1 - \frac{43560 V_b \phi (S_{gr})}{43560 V_b \phi (1 - S_{wi})} = \frac{1 - S_{gr}}{1 - S_{wi}} \cdot \frac{B_{gi}}{B_{ga}}$$

$$r = 1 - \left(\frac{1 - S_w}{1 - S_{wi}} \cdot \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \right)$$

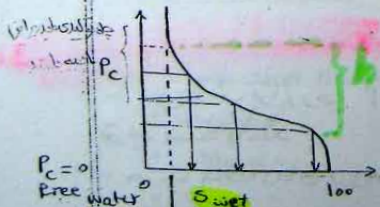
recovery factor for all cases

حالت عمومی برای یافتن منریب بازیافت تحت امر شرایطی

میلون S_w را مشخص کنیم ؟



S_w خود نری S_w است از برا
 با تغییر فشار و ارتفاع S_w تغییر می کند



$$h = \frac{144 P_c}{\rho_w - \rho_o} \text{ ft} \Rightarrow h = a P_c$$

$$P_c : \text{psi}$$

$$\rho_w, \rho_o : \frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3}$$

S_{wc} : critical wetting phase saturation
 S_{wc} : connate water saturation

$S_{wc} = S_{wir}$
 Irreducible wetting phase sat.
 wetting phase
 آب ناپسند ←
 ← water sat.

(قابل تولید نیست)

- همیشه در زمان کاری باید طور کل در تقاسیم ی مایع ماور کارها ، مایع (آب) wetting phase است .
- جیره در کنار هرسیالی تراشرد non wetting phase است .

water invaded zone

نامیه ای که با پیشروی آب مقرون از آب اشباع می شود .
 - فستی از مقرون که هنوز آب پیشروی نرسیده همان اشباع اولیه را دارد .

$$\bar{S}_{w.inv.} = \frac{V_{b.inv.} \phi \cdot S_{wi} + W_e}{V_{b.inv.} \phi}$$

water influx
 میانین اشباع آب در ناحیه invaded

$$\bar{S}_w = \frac{\bar{S}_{w.inv.} V_{b.inv.} + (V_b - V_{b.inv.}) S_{wi}}{V_b}$$

میانین اشباع آب در کل gas zone

- ترم ϕ از صورت و مخزن کسر شده است . پس از پیشروی آب

- سطح تماس سیستم آب + گاز و سیستم آب + نفت در طی برداشت از مقرون همواره بالا می آید .
- سطح تماس سیستم نفت + گاز (به جز در موارد ناری) همواره پائین می آید .

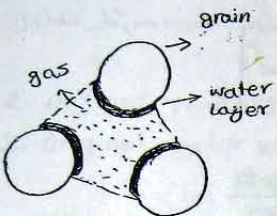
- خطای موجود در فرض جنفر بودن C_p و C_w برای مغازن نفتی قابل صرف نظر نیست و ODP را بیش از حد واقعی نشان می دهد .

Material Balance (موازنه ماده)

- این روش برآورد OGIP زمان کاربرد دارد که حتماً از مقرون تولید شده باشند .
- هر چه مدت زمان برداشت از مقرون بیشتر باشد این روش بهتر جواب می دهد .

I. Production Under Volumetric Control

- Constant gas volume ←
1. $w_e = 0$ no water influx (if not $G_{wc} \uparrow$)
 2. $w_p = 0$ " " production (if not $G_{wc} \downarrow$)
 3. $C_p = 0$ neglecting rock compressibility
 4. $C_w = 0$ " water



$$C_w = - \frac{i}{V_w} \frac{dV}{dP}$$

$V_{cl} \quad V_{bt}$
 $V_{bt} \quad V_p \quad \downarrow \quad \downarrow$

$\Delta V = C_w V_w \Delta P$
 مقدار صوری
 overburned استخوان V_{bt} pressure
 Pore Pressure
 بر اثر کاهش فشار و انقباض استخوان V_{cl} compressibility استخوان

$$P_i \quad P$$

| | | |
|---|---|--|
| $G \cdot B_{gi}$ $\downarrow \quad \downarrow$ $scf \quad \frac{cu. ft}{scf}$ | = | $(G - G_p) B_g$ $\downarrow \quad \downarrow$ $scf \quad \frac{cu. ft}{scf}$ |
|---|---|--|

مستطیلها نشان دهنده
 حجم گاز درون مقرون است.

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

$$G \cdot B_{gi} = G B_g - G_p \cdot B_g$$

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

$$G_p = \frac{B_g - B_{gi}}{B_g} G$$

$$r = \frac{G_p}{G} = \frac{B_g - B_{gi}}{B_g} = 1 - \frac{B_{gi}}{B_g}$$

II. Production Under Hydraulic Control

1. $w_e \neq 0$
2. $w_p \neq 0$
3. $C_p = 0$
4. $C_w = 0$

تغییر حجم گاز در این حالت از نامیه
 سطح تماس گاز با آب صورت میگیرد.

$$G \cdot B_{gi} = \frac{(G - G_p) B_g}{w_e - w_p \cdot B_w}$$

$w_e - w_p \cdot B_w =$ net water influx

$$\downarrow \quad \downarrow \quad \downarrow$$

$R_{bbl} \quad STB \quad \frac{R_{bbl}}{STB}$

$$G \cdot B_{gi} = (G - G_p) B_g + w_e - w_p \cdot B_w$$

$G:$ scf

$$B_g: \frac{R_{bbl}}{SCF}$$

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT}{P} \frac{R_{bbl}}{SCF}$$

$w_e:$ Rbbl

$$B_w: \frac{R_{bbl}}{STB}$$

$w_p:$ STB

$G:$ scf

$$B_g: \frac{cu \cdot ft}{SCF}$$

$$B_g = 0.02829 \frac{ZT}{P} \frac{cu \cdot ft}{SCF}$$

$w_e:$ cu.ft

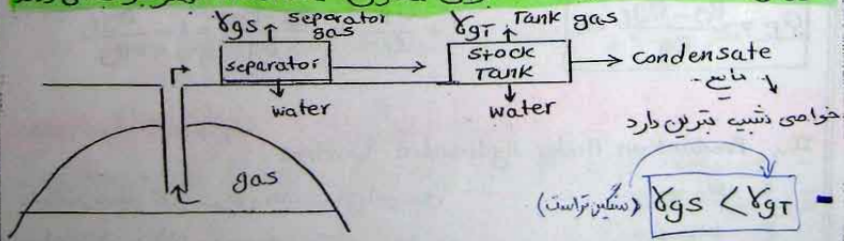
$$B_w: \frac{cu \cdot ft}{SCF}$$

$w_p:$ scf

هر دو مقبوعه واحد بالا قابل استفاده اند

- یکی از مزیت های این روش عدم نیاز به نیک و و ϕ است. این پارامترها همواره با عدم قطعیت وعدم دقت کافی مواجه اند.
 - در روش material Balance از مخازن سنت استفاده نمی شود.

- روش Fracture برای مخازن بهتر جواب می دهد



- w_p آب تولیدی است

- آب موجود در Separator شعوری کمتری نسبت به آب موجود در مخزن دارد. زیرا مقداری آب شیرین که در گاز به صورت بخار وجود دارد ضایعی که به سطح زمین می رسد مانع شده و با آب مخزن مخلوط می شود.

$$PV = ZNRT$$

$$V = \frac{Z_{sc} nRT_{sc}}{P_{sc}}$$

$$Z_{sc} = 1$$

$$T_{sc} = 520 \text{ R}$$

$$P_{sc} = 14.7 \text{ psi}$$

$$V = \frac{(1)(10.73)(520)}{14.7} \frac{950 \text{ } \delta_c}{\text{MWC}}$$

$$= 132848 \frac{\delta_c}{\text{MWC}} \frac{\text{scf}}{\text{STB}}$$

حجم گاز معادل اینشکه

Condensate در شرایط استاندارد.

$$GE = 133000 \frac{\delta_c}{\text{MWC}} \frac{\text{scf}}{\text{STB}}$$

$$GE_w = 133000 \frac{1}{18} = 7389 \frac{\text{scf}}{\text{STB}}$$

Graphical Material Balance (موازنه مواد به روش گرافیکی)

برای مخازن گازی که تحت شرایط Volumetric تولیدی کمتر قابل استفاده است.

$$G \cdot Bg_i = (G - G_p) Bg$$

$$\left[0.02829 \frac{zF}{P_i} G = (G - G_p) \left(0.02829 \frac{zF}{P} \right) \right] \times \frac{P}{Z}$$

$$\left[\frac{P}{Z} \frac{G Z_i}{P_i} = G - G_p \right] \times \frac{P_i}{G Z_i}$$

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} - \frac{P_i}{G Z_i} G_p$$

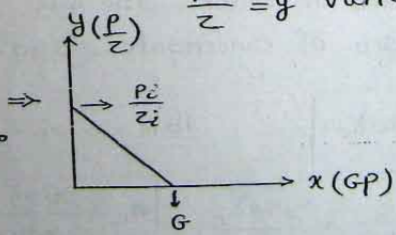
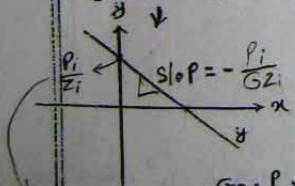
$$\frac{P_i}{Z_i} = b \text{ constant}$$

$$-\frac{P_i}{G Z_i} = a \text{ constant}$$

$$G_p = x \text{ variable}$$

$$\frac{P}{Z} = y \text{ variable}$$

$$y = ax + b, a < 0$$



P_i

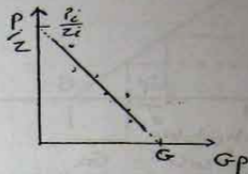
$$G_p, \frac{P}{Z} > 0$$

$$0 = \frac{P_i}{Z_i} - \frac{P_i}{G Z_i} G_p$$

$$\frac{P_i}{G Z_i} G_p = \frac{P_i}{Z_i} \Rightarrow \frac{G_p}{G} = 1 \Rightarrow G_p = G$$

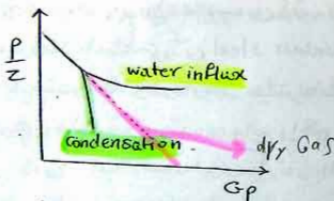
| t | G_p | P | Z | P/Z |
|---|-------|-------|-------|-----------------------|
| 0 | 0 | P_i | Z_i | $(\frac{P_i}{Z_i})_i$ |
| - | - | - | - | - |
| ⋮ | | | | |
| ⋮ | | | | |

منویار P/Z را بر اساس G_p رسم می‌کنیم

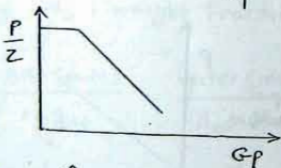


می‌توان P/Z را با G_p extrapolation یافت.

- این در صورتی است که نمودار به صورت خط راست باشد.
- آثر آبارد مقرون نشود، نمودار از حالت خط راست خارج می‌شود.



اثر گاز condensate شده، فشار آن می‌آید



- مربوط به حالتی است که

overburden pressure بر فشار pore

غلبه می‌کند. چون در اثر فشار رالیه‌های

خزقانی، cement موجود در بین grain

compact می‌شود و در نتیجه pore کاهش می‌یابد. در طول این مدت فشار مقرون

این شرایط تا مدتی ادامه دارد و بعد متوقف می‌شود.

- مقداری از این cement ها نیز در اثر فشار سرد شده و به صورت sand وارد

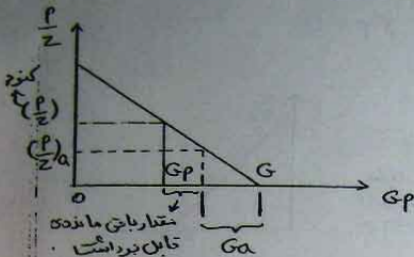
تاز تولید می‌شوند و مشکلات sand production را به دنبال دارند.

در اسلایم‌ها و آب‌ها، G_p را داره برکت

برکت‌هاست که فشار مقرون pore ها را تغییر میده.

- Performance
- Forecasting

مطالعه‌ی عملکرد مخزن
 پیش‌بینی آینده‌ی مخزن



دیشبه ۷، ۸، ۱۸ ساعت ۱۹:۳۰ - ۱۳:۳۰

Water vapor

Page

Amyx, Pages 271-278

Read example on 273

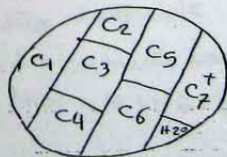
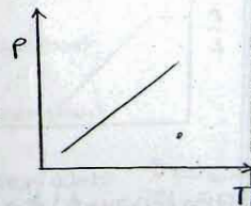
- درصد بخار آب درون گاز معمولاً گزارش نمی‌شود چون پس از خشک کردن گاز درصد ترکیب آن را همان‌سبه می‌کنند.
- یون کلرایت خوردنی Stainless steel می‌شود.
- هرچه در فشار در فشار گاز بیشتر باشد مولکول‌ها متراکم‌ترند و اجزای ورود مولکول‌های تبخیرشده‌ی مایع را کم‌تر می‌دهد.
- T_c, P_c آب از همی اجزای دیگر گاز بالاتر است.

Table 4-10 on page 272

Temp. °F - pressure : psi

| | |
|-----|--------|
| 60 | 0.2561 |
| 100 | 0.9487 |
| 150 | 3.716 |
| 200 | 11.525 |
| 250 | 29.82 |
| 300 | 67.01 |

← vapor pressure



← توده‌ای از گاز

Dalton's Law of Partial pressures

برای تعیین مقدار آب در فاز بخار

استفاده کرد.

$$P = \sum_{i=1}^n P_i \rightarrow \text{partial pressure}$$

total pressure

$$y_i = \frac{P_i}{P} \Rightarrow y_w = \frac{P_w}{P}$$

↳ mole fraction (Volume %)

The partial pressure of H₂O in the vapor phase is its vapor pressure at prevailing temperature.

$$\Rightarrow y_w = \frac{P_{vw}}{P} \quad \text{because} \quad P_{vw} = P_w$$

پس برای یافتن مقدار آب در یک ترکیب گاز، کافیست P_{vw} را در دما و فشار کاری سیستم بیابیم.

y_w: mole fraction of water

1 - y_w: " " " hydrocarbon gas

y_w · M_w: weight fraction of water in the gas mixture

gas (mole)

water (mass)

1 - y_w

y_w · M_w

1

x

⇒

$$x = \frac{y_w M_w}{1 - y_w}$$

x: mass of water in 1 mole of hydrocarbon gas

V_m: molar volume

$$PV = ZnRT \Rightarrow V = \frac{ZscnRTsc}{Psc}$$

$$V_m = \frac{(1)(1)(10.73) Tsc}{Psc}$$

if $\begin{cases} Tsc = 60^\circ F \\ Psc = 14.65 \text{ PSI} \end{cases}$

$$\Rightarrow V_m = 380.69 \text{ scf}$$

برم آید در ۱ فوت مکعب گاز در شرایط استاندارد بیان می کند.

$$\frac{10^6 \text{ scf}}{380.69 \text{ scf}_{\text{mol}}} = \text{no. of moles of gas in 1 MM scf of gas}$$

$$W_{hc} = \frac{y_w M_w}{1 - y_w} \times \frac{10^6}{380.69} \quad \frac{\text{water content lbm}}{1 \text{ MM scf of gas}}$$

به جای y_w عبارت $\frac{P_{vw}}{P}$ را عبارت بالا قرار می دهیم

$$W_{hc} = \frac{18 \frac{P_{vw}}{P}}{1 - \frac{P_{vw}}{P}} \times \frac{10^6}{380.69} = \frac{P_{vw} (4.73 \times 10^4)}{P - P_{vw}}$$

$$W_{hc} = \frac{P_{vw} (4.73 \times 10^4)}{P - P_{vw}}$$

Ex. 4.9

Correction of gas analysis for water vapor and calculation of water content of gas. $T = 140^\circ\text{F}$ $P = 2000 \text{ psia}$

page 272 Table 9-10

$$\Rightarrow P_{vw} = 2.887 \text{ psia}$$

| Component | Gas Analysis | |
|------------------|--------------------------|-------------------------------|
| | From Lab (mole Fraction) | Analysis Corr For water vapor |
| C ₁ | 0.85 | 0.8488 |
| C ₂ | 0.07 | 0.0699 |
| C ₃ | 0.04 | 0.0399 |
| C ₄ | 0.03 | 0.03 |
| C ₅ | 0.01 | 0.01 |
| H ₂ O | — | 0.0014 |
| Total | 1.00 | 1.00 |

$$y_w = \frac{2.887}{2000} = 0.0014435$$

$$y_c = (1 - y_w) y_L$$

y_L : measured mole fraction in laboratory

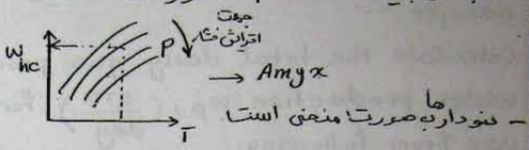
$$W_{hc} = \frac{2.887 (4.73 \times 10^4)}{2000 - 2.887} = 68.45 \frac{\text{lb}}{\text{MM scf}}$$

Table 4-11

| P (psi) | water content (experiment) | calculated |
|---------|----------------------------|------------|
| 2000 | 108 | 68.95 |
| 1000 | 174 | 137.09 |
| 200 | 830 | 693.51 |

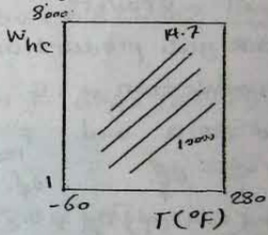
T = 140°F

- دلیل این تفاوت ها در ایده آل در نظر گرفتن گاز و آب است. قانون حالتون برای گازهای ایده آل است.
 - مبنای باید experiment قرارداد.



at constant T, P ↓ P ↓ then w_hc ↑
 at " P, P ↓ T ↓ " w_hc ↓

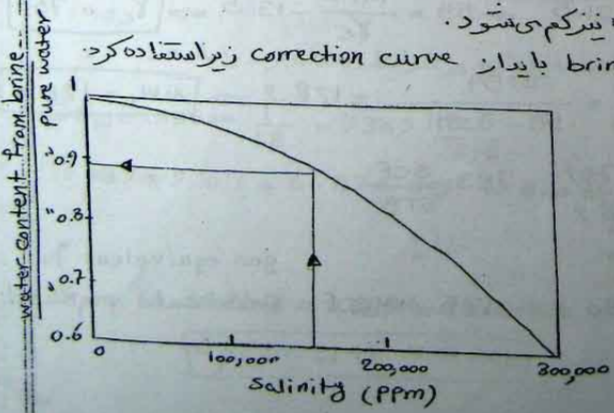
- معور عمودی و گوا استار
 - محور افقی ordinary است.



Example

T = 220 °F
 P = 9000 psi a ⇒ w_hc = 350

این که محور عمودی را با معور عمودی معمولی (مثلاً در حالت گاز) مقایسه کنیم، متوجه می شویم که این معور عمودی، معور عمودی آب و نم (water vapor) است. برای آب و نم، این معور عمودی را باید از معور عمودی آب و نم جدا کرد. این معور عمودی را باید از معور عمودی آب و نم جدا کرد. این معور عمودی را باید از معور عمودی آب و نم جدا کرد. این معور عمودی را باید از معور عمودی آب و نم جدا کرد.
 - برای مقایسه با معور عمودی آب و نم، باید از معور عمودی آب و نم جدا کرد. این معور عمودی را باید از معور عمودی آب و نم جدا کرد.
 - اگر در سیستم brine وجود داشته باشد، vapor کم می شود و نتیجه مقدار بخار آب نیز کم می شود.
 - در صورت وجود brine باید از correction curve زیر استفاده کرد.



- درمسانی قبل آئر salinity برابر 15,000 PPM باشد :

$$\frac{\text{actual water content}}{350} = 0.89$$

$$\Rightarrow \text{actual water content} = 0.89 \times 350 = 312 \frac{\text{lbm}}{\text{MMSCF}}$$

Example

Calculate the total daily gas production G_p , ($\frac{\text{scf}}{\text{day}}$) and water production w_p , ($\frac{\text{STB}}{\text{day}}$) for MB equation, use from following:

separator gas production = 10.0 MM SCF/day

Condensate " = 150 $\frac{\text{STB}}{\text{day}}$

" gravity = 55 °API

- Formation water Salinity = 15,000 PPM

Stock tank gas production = 30 $\frac{\text{M SCF}}{\text{day}}$

water production = 15 $\frac{\text{STB}}{\text{day}}$

$P_i = 4000 \text{ psia}$ and $T_{\text{res.}} = 220^\circ \text{F}$

$\frac{d_i}{d_w}$

$\frac{d_i}{d_w}$

$\frac{d_i}{d_w}$

$$G \cdot B_{gi} = (G - G_p) B_g + w_e - w_p \cdot B_w$$

$$GE = 133000 \frac{\gamma_c}{MW_c} \frac{\text{scf}}{\text{STB}}$$

$$API = \frac{141.5}{SG} - 131.5 \Rightarrow 55 = \frac{141.5}{\gamma_c} - 131.5 \Rightarrow \boxed{\gamma_c = 0.759}$$

$$MW_c = \frac{5954}{API - 8.811} = \frac{5954}{55 - 8.811} = 128.9 \Rightarrow \boxed{MW_c = 128.9}$$

$$GE = 133000 \times \frac{0.759}{128.9} = 783 \frac{\text{scf}}{\text{STB}}$$

Basis = 1 day

gas equivalent to

$$150 \times 783 = 117450 = 0.1175 \text{ MMSCF}$$

condensate produced

$$10.0 + 0.03 = 10.03 \text{ MM SCF} \quad \text{dry gas production from separator and stock tank}$$

$$10.03 + 0.1175 = 10.1475 \text{ MM SCF} \quad \text{hydrocarbon gas production}$$

در مسأله‌ی قبل water content با همین شرایط فشار و دما مناسب است.

$$w_{hc} = 350 \frac{\text{lbm}}{\text{MM SCF}}$$

correction for salinity:

$$\frac{\text{water content from brine}}{\text{pure } H_2O} = 0.89$$

$$\Rightarrow \text{Actual water content} = 350 \times 0.89 = 312 \frac{\text{lbm of water}}{\text{MM SCF of gas}}$$

$$\text{water } \cancel{\text{vapor}} \text{ vapor production in 1. day} = 10.1475 \times 312 = 3166.02 \text{ lbm}$$

جرم بخار آب تولیدی

- فرضی‌کنیم تمام بخار آب به Free water تبدیل می‌شود

$$\frac{3166}{350} = 9.05 \text{ STB of water}$$

$$w_p = 15 - 9.05 = 5.95 \text{ STB}$$

$$w_p = 5.95 \text{ STB}$$

باید معادله کاری آب مایع شده در شرایط استاندارد را بنویسند.

$$GE_w = 133000 \frac{1}{18} = 7389 \frac{\text{SCF}}{\text{STB}}$$

$$7389 \times 9.05 = 66870 \text{ SCF} = 0.0669 \text{ MM SCF}$$

original water vapor in produced gas

$$G_p = 10.1475 + 0.0669 = 10.2144$$

$$G_p = 10.2144 \text{ MM SCF}$$



باید هم از روش Volumetric حساب کرد تا بتوان از معادله MB
W را مناسب نمود.
- می خواهیم سهم هر یک از ۳ عامل را در Gp حساب کنیم.

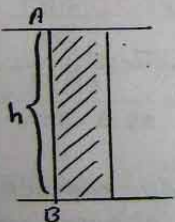
$$\text{dry gas production } \% = \frac{10.03}{10.2144} \times 100 = 98.19\%$$

$$\text{condensate } \% = \frac{0.1175}{10.214} \times 100 = 1.15\%$$

$$\text{original water Vapor} = 0.66\%$$

- این مقدار کم آب در مسائلی هیدرات تشکیل سازی می شود.
- شرط لازم برای تشکیل هیدرات وجود Free water است.
- برای تشکیل هیدرات باید به دمای تشکیل هیدرات رسید.
- آثر دمای سیستم کمتر از دمای تشکیل هیدرات بود Free water وجود داشت، هیدرات تشکیل می شود.
- هر چه در مقدار Free water بیشتر باشد، فاصله ی دمای سیستم تا دمای تشکیل هیدرات بیشتر باشد برای جلوگیری از هیدرات باید از اقلیه و متانول یا گلیکول بیشتری استفاده کرد.

A natural gas hydrate is a solid solution of water and natural gas with a "freezing point" which depends on the gas composition, the available water, the pressure, and the temperature
 ۱۳:۴۰ - ۱۹:۴۰ ساعت
 بخش ۸، ۸، ۸
 Determination of Bottom Hole Pressure From Surface Pressure in shut-in Gas wells



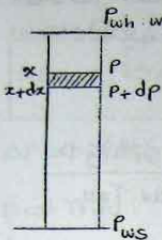
آر سی ال مایع باشد:

$$P_B = P_A + \rho g h \quad \langle \text{liquid} \rangle$$

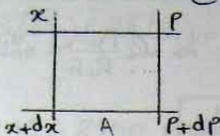
$$P_B = P_i + \Delta P \quad \langle \text{liquid} \rangle$$

در مورد گاز چون تراکم پذیری بالا است،
 چگالی ثابت نمی ماند. بنابراین از روش بالا نمی توان
 استفاده کرد. گنجاها را مناسب نمود.

برای گاز مایه تغییرات P را بر حسب عمق یافت



P_{ws} برای قران در هر عمق دیگری نیز در نظر گرفت.
 dp وزن المان است یعنی بر سطح مقطع جدا.



$$dp = \frac{dw}{A}$$

$$w = m \frac{g}{g_c}$$

از لحاظ عددی در سیستم انالسی m و g مقدار برای دارند.

$$P = \frac{m}{V} \Rightarrow \boxed{m = \rho V} * \quad \Downarrow \quad dw = dm$$

$$\Rightarrow dp = \frac{dm}{A} \quad , \quad dV = A dx \quad * \Rightarrow dm = \rho dV = \rho A dx$$

$$\Rightarrow \frac{dp}{\rho \cdot A} = \frac{dm}{A} = \frac{\rho A dx}{A} = \rho dx \rightarrow \text{واحد } P \text{ در این فرمول است } \rho \cdot \frac{Lbm}{ft^3}$$

$$PV = ZNRT$$

$$P: psi$$

$$\Rightarrow dp = \frac{\rho dx}{144} \quad \text{psi: } \text{mole fraction} \text{ system}$$

$$PV = ZRT \frac{m}{M} \Rightarrow PM = ZRT \frac{m}{V} \Rightarrow \boxed{\rho = \frac{PM}{ZRT}}$$

$$dp = \frac{\rho dx}{144} = \frac{PM dx}{144 ZRT} = \frac{28.97 \gamma_g P dx}{(144 \times 10.73)(ZT)} = \frac{0.01875 \gamma_g P dx}{ZT}$$

$$\Rightarrow \frac{dp}{P} = \frac{0.01875 \gamma_g}{ZT} dx \rightarrow \text{این رابطه برای تمام المان های } A=C_1, A_2=B, A_1+A_2=C, A_1+A_2=C_2$$

عمق (میدان) را در نظر بگیرید

چاه صادی است. پس می توان از این عبارت اشتغال گرفت

$$\Rightarrow \int_{P_{wh}}^{P_{ws}} \frac{dp}{P} = \int_0^D \frac{0.01875 \gamma_g}{ZT} dx$$

Z و T هر دو تابع x هستند

برای حل اشتغال ست راست

فناز است که رابطه Z را بر اساس x بیابیم. اما این کار سبب پیچیده شدن رابطه می شود و اشتغال گیری را دشواری کند.

با متغیر مقدار کمی خط Z و T را با مقدار متوسط آنها که مقداری ثابت است جایگزین کرد.

$$\Rightarrow \int_{P_{wh}}^{P_{ws}} \frac{dP}{P} = \frac{0.01875 \gamma_g D}{Z_{av} \cdot T_{av}} \int_0^D dx$$

$$\ln P \Big|_{P_{wh}}^{P_{ws}} = \frac{0.01875 \gamma_g D}{Z_{av} \cdot T_{av}} \Rightarrow \ln \frac{P_{ws}}{P_{wh}} = \frac{0.01875 \gamma_g D}{Z_{av} \cdot T_{av}}$$

$$\Rightarrow \boxed{P_{ws} = P_{wh} e^{\frac{0.01875 \gamma_g D}{Z_{av} \cdot T_{av}}}}$$

- برای میانگینگیری از دما به صورت خطی عمل کنید.

- Z تابع فشار و دما composition است. در مورد آخر داریم. اما در مورد فشار باید فشار سرچاه و ته چاه را داشته باشیم تا میانگین خطی فشار را حساب کنیم. اما فشار کما چاه در زمان حاضر معلوم است. برای یافتن Z باید از روش سعی خطا استفاده کنیم. برای این کار نیاز است که برای Z مقداری اولیه محاسب کرد.

EX

Dry Gas Reservoir

$$\gamma_g = 0.68$$

$$P_{wh} = 2702 \text{ psi}$$

$$T_{res} = 110^\circ \text{F}$$

$$P_{ws} = ?$$

$$\text{Depth} = 3676 \text{ ft.}$$

$$T_{sur} = 90^\circ \text{F}$$

$$\text{Soln.: } T_{av} = \frac{110 + 90}{2} = 100^\circ \text{F} \Rightarrow \boxed{T_{av} = 560^\circ \text{R}}$$

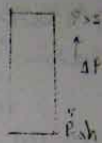
$$\text{Am} \gamma \rightarrow \text{Fig 4-30} \quad \gamma_g = 0.68 \Rightarrow \begin{cases} T_{pc} = 383^\circ \text{R} \\ P_{pc} = 668 \text{ psia} \end{cases} \text{ دندار مربوط به dry gas.}$$

$$T_{pr} = \frac{T_{av}}{T_{pc}} = \frac{560}{383} = 1.46 \Rightarrow \boxed{T_{pr} = 1.46}$$

Rule of thumb for ΔP determination

$$\Delta P = 0.25 \left(\frac{P_{wh}}{100} \right) \left(\frac{D}{100} \right)$$

$P_{ws} = P_{pc} + \Delta P$



$$\Delta P = 0.25 \left(\frac{2702}{100} \right) \left(\frac{3676}{100} \right) = 248.3 \text{ psi}$$

First Trial:

$$P_{ws} = 2702 + 248 = 2950 \text{ psia}$$

$$P_{av} = \frac{P_{ws} + P_{wh}}{2} = \frac{2950 + 2702}{2} = 2826 \text{ psia}$$

$$P_{pr} = \frac{P_{av}}{P_{pc}} = \frac{2826}{668} = 4.23 \Rightarrow Z_{av} = 0.76$$

$$P_{ws} = 2702 e^{\frac{0.01875 \times 0.68 \times 3676}{560 \times 0.76}} = 3016.6 \text{ psia}$$

Second Trial

$$P_{av} = \frac{3016.6 + 2702}{2} = 2859.3 \text{ psia}$$

$$P_{pr} = \frac{2859.3}{668} = 4.28 \Rightarrow Z_{av} = 0.764$$

$$P_{ws} = 2702 e^{0.08369/0.764} = 3014.8 \text{ psia}$$

Third Trial

$$P_{av} = \frac{3014.8 + 2702}{2} = 2858.4 \text{ psia}$$

$$P_{pr} = \frac{2858.4}{668} = 4.279 \Rightarrow Z_{av} = 0.764$$

$$\Rightarrow P_{ws} = 3014.8 \text{ psia}$$

Gas Condensate Reservoirs :

- در این مخازن بر اثر افت فشار، مقداری از Gas condensate در مخزن باقی می ماند. برای باز یافتن آن و جلوگیری از افت فشار، مخزن باید مرتباً مقداری از گاز تولید شده را مجدداً به مخزن تزریق کرد.

Gas Oil Ratio

$$R = \frac{\text{dry gas produced}}{\text{oil produced}} \frac{\text{scf}}{\text{STB}}$$

R: cumulative producing gas oil ratio (R_p) ↙ in material balance

Basis: 1 STB of condensate

γ_c : condensate gravity

$$m_c = 350 \gamma_c$$

$$n_c = \frac{m_c}{M_c} = \frac{350 \gamma_c}{M_c}$$

Volume of associated gas = R scf

$V_m = 379.4$ scf molar volume (at standard conditions)

$$n_g = \frac{R}{379.4} \quad m_g = n_g \cdot M_g = \frac{28.97}{379.4} \gamma_g R$$

$$\Rightarrow m_g = \frac{28.97 \gamma_g R}{379.4}$$

$$m_T = m_c + m_g, \quad n_T = n_c + n_g$$

$$m_T = 350 \gamma_c + \frac{28.97 \gamma_g R}{379.4}$$

$$n_T = \frac{350 \gamma_c}{M_c} + \frac{R}{379.4}$$

در شرایط مخزن این مقادیر ثابتند
تفاضلات condensate شبیه
گاز است.

condensate well fluid

حالت کاری سیال درون مقرن

$$M_w = \frac{m_t}{n_t}$$

$$M_w = \frac{0.07636 R \delta_g + 350 \delta_c}{0.002636 R + \frac{350 \delta_c}{M_c}}$$

molecular weight
of well fluid

$$\gamma_w = \frac{M_w}{28.97} \Rightarrow \gamma_w = \frac{R \delta_g + 4584 \delta_c}{R + 132800 \frac{\delta_c}{M_c}}$$

یادداشتن برای تران T_{pc} و P_{pc} و Z کار درون مقرن را مناسب کرد.

Ex.

Determine initial gas and oil in place per 1 acre-ft of the following gas condensate reservoir. Given:

$$P_i = 2740 \text{ psia}$$

$$T = 215^\circ \text{F}$$

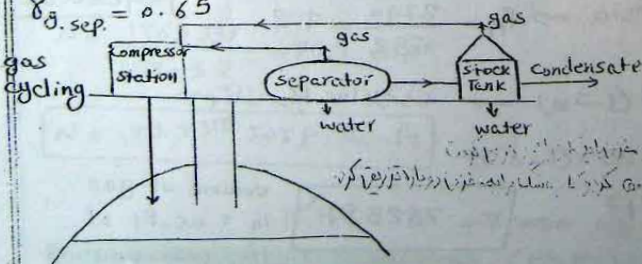
$$\phi = 25\%$$

$$S_w = 30\%$$

$$\text{Condensate production} = 242 \frac{\text{STB}}{\text{Day}}, \quad 48^\circ \text{API}$$

$$\text{Dry gas production (from separator)} = 3,100,000 \text{ SCF/Day}$$

$$\gamma_{g, \text{ sep.}} = 0.65$$



$$\gamma_{g, \text{ st.}} = 1.2$$

$$\text{Stock tank gas production} = 120,000 \frac{\text{SCF}}{\text{Day}}$$

Soln: Basis: 1 day

$$R = \frac{3100000 + 120000}{242} = 13305.7 \frac{\text{SCF}}{\text{STB}}$$

$$\gamma = \frac{(3100000 \times 0.65) + (120000 \times 1.2)}{3100000 + 120000} = 0.67$$

$$\Rightarrow \gamma_g = 0.67$$

$$\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_c} - 131.5 = 48 \Rightarrow \gamma_c = 0.7883$$

$$M_c = \frac{6084}{\text{API} - 5.9} = \frac{6084}{48 - 5.9} = 149.5$$

$$\gamma_w = \frac{R\gamma_g + 4584\gamma_c}{R + 132800 \frac{\gamma_c}{M_c}} = \frac{(13305.7 \times 0.67) + (4584 \times 0.7883)}{13305.7 + 132800 \frac{0.7883}{149.5}} = 0.893$$

$$\gamma_w = 0.893$$

note: $R > 100000 \frac{\text{SCF}}{\text{STB}}$ Dry gas reservoir
 $5000 < R < 100000$ Gas condensate reservoir
 $R < 5000$ " oil reservoir

$$\left. \begin{aligned} T_{pc} = 425^\circ R &\Rightarrow T_{pr} = \frac{215 + 460}{425} = 1.59 \\ P_{pc} = 652 \text{ Psia} &\Rightarrow P_{pr} = \frac{2740}{652} = 4.2 \end{aligned} \right\} \Rightarrow Z = 0.82$$

$$V = 43560 \phi (1 - S_w) \rightarrow \text{حجم الغاز في 1 ac-ft من الخزان}$$

$$= 43560 \times 0.25 \times (1 - 0.3)$$

$$= 7623 \text{ ft}^3$$

$$\Rightarrow V = 7623 \text{ ft}^3$$

Volume of gas
 in 1 ac-ft of
 the reservoir at
 reservoir condition

$$PV = ZnRT \rightarrow n = \frac{PV}{ZRT} = \frac{(2740)(7623)}{(0.82)(10.73)(215 + 460)} = 3516.9$$

n: no. of moles of gas per 1 ac-ft

@ Yes condition \leftarrow $n = 3516.9$

$$f_g = \frac{n_g}{n_g + n_c} \quad f_g: \text{mole fraction of gas at surface condition}$$

$$f_g = \frac{\frac{R}{379.4}}{\frac{R}{379.4} + \frac{350 \times 0.7883}{149.5}} = \frac{13305.7/379.4}{13305.7/379.4 + 350 \times 0.7883/149.5} = 0.9483$$

$$f_g = 0.9483$$

$$n_g = n f_g = 0.9483 \times 3516.9 = 3335.1 \quad \text{no. of moles of dry gas on the surface}$$

$$G = 379.4 \times 3335.1 = 1265336.94 \text{ scf} \approx 1265.3 \text{ MSCF}$$

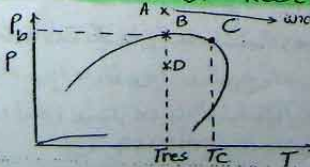
$$G = 1265.3 \frac{\text{MSCF}}{\text{ac-ft}} \quad \text{IG-IP/ac-ft}$$

| | |
|------------------|---------------|
| STB (condensate) | scf (dry gas) |
| 1 | R |
| N | 1265337 |

$$N = \frac{1265337}{13305.7} = 95.1 \text{ STB}$$

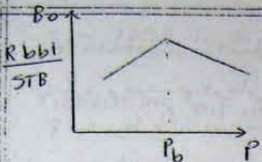
$$N = 95.1 \text{ STB IG-IP/ac-ft}$$

۱۱٪ - ۱۹٪ : سعت ۱۵، ۸، ۲۸
 undersaturated oil Reservoirs ($P > P_b$):
 A x B C → undersaturated



P_b : bubble point in reservoir temperature

برای هر دو حالت یکسان است، اما شیب وجود دارد.



$$B_t = B_o + (R_{s_i} - R_s) B_g$$

↓
 two phase formation volume factor
 total

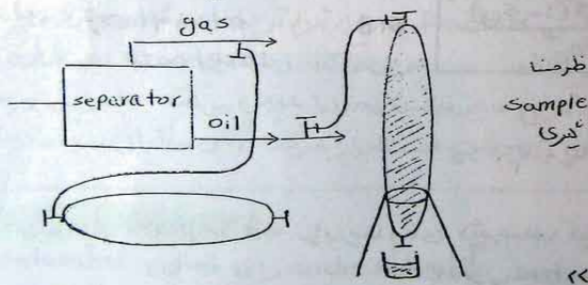
زیان

— بهترین زمانه برای نمونه گیری از مقرون undersaturate است.

sampling { bottom hole sampling
 surface sampling

— برای bottom hole sampling از ابزار ruska sampler استفاده می شود. برای این کار باید چاه را چند روز بسته condition کردن یعنی مهیا کردن چاه برای دستیابی به یک سیال همگن که نماینده سیال مقرون است.

Surface Sampling



« نمونه گیری مایع »

هنگام باز بسته کردن شیرها طوری عمل کنید که سیال به یکباره نیفتد چون در این صورت کار آزادی سرد در ابتدا ظرف sample گیری را با آب تری کنیم. وقتی تست از بالا وارد ظرف شد کم کم از پایین آب را طی مراحل خارج می کنیم تا در نهایت تمام ظرفنا از وقت پر شود. « نمونه گیری گاز »
 — در نمونه گیری گاز ظرفنا از ابتدا خالی است سپس به تدریج گاز را وارد ظرفنا می کنیم. در نهایت فشار درون ظرفنا با فشار اولیه ی گاز برابر می شود در هر مرحله اجازه می دهیم مقداری از گاز خارج شود. این کار به این منظور انجام می شود که آنرا هم تا درون ظرفنا از ابتدا اخلا بوده باشد و در آن قرار داشته باشد از ظرفنا تغلیه سرد این کار را purging گویند.

از آنجایی که در انتقال نمونه یعنی دما می‌آید می‌تواند استسا کار از قبیل آزاد
 سرد و سیستم دما را می‌شود. برای جلوگیری از این اتفاق، باید با تریق معادله
 آب در ظرف نمونه گیری فشار آن را افزایش داد.

Calculation of oil in place in undersaturated oil reservoirs

1. Volumetric method ✓
2. material balance

$$1 \text{ ac-ft} = 43560 \text{ ft}^3 \rightarrow \text{for gas}$$

$$1 \text{ bbl} = 5.615 \text{ ft}^3 = 42 \text{ gal} = 141.97 \text{ Lit}$$

$$\Rightarrow 1 \text{ ac-ft} = 7758 \rightarrow \text{bbl}$$

$$N = \frac{7758 V_b \phi (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad \text{STB}$$

N: Initial (original)
 oil in place
 IOIP / OOIP

* V_b : ac-ft

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \Rightarrow V_o = V_p \cdot S_o$$

می‌خواهیم oil in place را در فشارهای دیگر حساب کنیم:

$P \neq P_i$, volumetric , $N = ?$

- a. production under volumetric control
- b. " " " hydraulic "

a. production under volumetric control.

- 1) $w_e = 0$ } \Rightarrow constant water saturation
- 2) $w_p = 0$ }
- 3) $c_p = 0 \Rightarrow$ constant porosity and bulk volume
- 4) $c_w = 0$

$$N = \frac{7758 V_b \phi (1 - S_{wi})}{B_o} \quad \text{STB, } P \neq P_i$$

remaining oil in place

b. production under hydraulic control

- 1. $w_e \neq 0$
- 2. $w_p \neq 0$
- 3. $c_p = 0$
- 4. $c_w = 0$

$$N = \frac{7758 V_b \phi (1 - \bar{S}_w)}{B_o} \quad \text{STB}$$

remaining oil in place

water drive - gas cap drive - water drive

مانند مخرن اهواز که sand stone است.

مخرن کارون، آب شور، مینزری، مارون و کویلی مانند مخرن اهواز از نوع water drive هستند.

* **convection** یعنی جابه جایی نفت درون Fracture ها به این صورت

است که نفت یا این Fracture به دلیل گرم تر بودن می تواند سرد و جای خود را با نفت سرد بالای آن عوض می کند و به همین صورت این فرایند

نفت به صورت یک موج سینوسی جای خود را عوض می کند. بنابراین در مخرن Fracture نفت مخرن یک دست است و از هر کجای آن می توان نمونه گرفت.

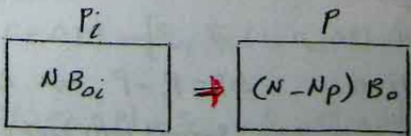
Material Balance:

این روش را علاوه بر مخرن undersaturated برای مخرن saturated نیز به کار می برند.

$$P > P_b$$

I. volumetric control

- 1. $w_e = 0$
- 2. $w_p = 0$
- 3. $c_p = 0$
- 4. $c_w = 0$



N : IOIP
 N_p : produced oil

$$N B_{0i} = (N - N_p) B_o$$

$$N B_{oi} = N B_o - N_p B_o$$

$$N (B_{oi} - B_o) = -N_p B_o$$

$$B_o > B_{oi}$$

چون بالای ستار
 اشتباه ←

$$N (B_o - B_{oi}) = N_p B_o$$

$$\left\{ \begin{aligned} N &= \frac{B_o}{B_o - B_{oi}} N_p \quad \text{STB} \end{aligned} \right.$$

$$\left\{ \begin{aligned} r &= \frac{N_p}{N} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_o} = 1 - \frac{B_{oi}}{B_o} \Rightarrow r = 1 - \frac{B_{oi}}{B_o} \end{aligned} \right.$$

I: Hydraulic control

1. $w_e \neq 0$
2. $w_p \neq 0$
3. $c_p = 0$
4. $c_w = 0$

$$N B_{oi} = \frac{(N - N_p) B_o}{w_e - w_p \cdot B_w} \rightarrow \text{net water influx}$$

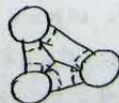
$$N B_{oi} = (N - N_p) B_o + w_e - w_p \cdot B_w$$

II: Material Balance for undersaturated oil reservoirs including Rock & water compressibility.

1. $w_e \neq 0$ $\Delta P = P_2 - P_1$ is always negative
2. $w_p \neq 0$ $\Delta T = T_2 - T_1$
3. $c_p \neq 0$ $\Delta V = V_2 - V_1$
4. $c_w \neq 0$

assumption: $\Delta P = P_i - P \Rightarrow \Delta P > 0$

c_p : Formation (rock) compressibility



در اثر تغییر pore pressure کاهش می یابد و در نتیجه pore volume به دلیل

انبساط grain ها و غبسی overburden pressure بر bulk مقرون کاهش می یابد.

$$V_p$$

$$V_p = V_{pi} (1 - c_f \Delta P)$$

V_p : New pore volume

V_{pi} : initial pore volume

$$V_{pi} = V_{wi} + V_{oi}$$

$$= S_{wi} \cdot V_{pi} + S_{oi} \cdot V_{pi} = V_{pi} \Rightarrow S_{oi} + S_{wi} = 1$$

$$V_{oi} = N B_{oi} \Rightarrow S_{oi} \cdot V_{pi} = N B_{oi} \Rightarrow (1 - S_{wi}) V_{pi} = N B_{oi}$$

$$\Rightarrow V_{pi} = \frac{N B_{oi}}{1 - S_{wi}}$$

تغییر حجم آب به علت Compressibility

$$V_w = V_{wi} (1 + c_w \Delta P) = S_{wi} \cdot V_{pi} (1 + c_w \Delta P)$$

$$V_w = S_{wi} V_{pi} (1 + c_w \Delta P) + w_e - w_p \cdot B_w$$

جمع مغلغ آب

Remaining volume of water

$(N - N_p) B_o =$ remaining oil volume

$$\text{Remaining oil volume} = \left(\begin{array}{c} \text{Remaining} \\ \text{Pore volume} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{Remaining} \\ \text{water volume} \end{array} \right)$$

$$(N - N_p) \cdot B_o = V_{pi} (1 - c_f \Delta P) - [S_{wi} V_{pi} (1 + c_w \Delta P) + w_e - w_p \cdot B_w]$$

$$N B_o - N_p B_o = \frac{N B_{oi}}{1 - S_{wi}} \left[(1 - c_f \Delta P) - S_{wi} - S_{wi} c_w \Delta P \right] + w_e + w_p \cdot B_w$$

$$N B_o - \frac{N B_{oi}}{1 - S_{wi}} \left[(1 - c_f \Delta P) - S_{wi} - S_{wi} c_w \Delta P \right] = N_p B_o - w_e + w_p \cdot B_w$$

$$N \left[\frac{B_o}{B_{oi}} - \frac{1 - C_p \Delta P - S_{wi} - S_{wi} C_w \Delta P}{1 - S_{wi}} \right] = \frac{N_p B_o - w_e + w_p \cdot B_w}{B_{oi}}$$

if $P > P_b$. $B_o = B_{oi} (1 + C_o \Delta P)$

$$\frac{B_o}{B_{oi}} = 1 + C_o \Delta P$$

$$N \left[\frac{1 + C_o \Delta P}{1} - \frac{1 - C_p \Delta P - S_{wi} - S_{wi} C_w \Delta P}{1 - S_{wi}} \right] = N \left[\frac{S_{oi} + S_{oi} C_o \Delta P - 1 + C_p \Delta P}{S_{oi}} \right]$$

$$N \left[\frac{S_{oi} + S_{oi} C_o \Delta P - 1 + C_p \Delta P + S_{wi} + S_{wi} C_w \Delta P}{\text{effective comp. to oil}} \right]$$

$$= \frac{(S_{oi} C_o + S_{wi} C_w + C_p) \Delta P}{S_{oi}} N$$

$$\frac{S_{oi} C_o + S_{wi} C_w + C_p}{S_{oi}} = C_e \text{ effective compressibility}$$

$$\Rightarrow N C_e \Delta P = \frac{N_p B_o - w_e + w_p \cdot B_w}{B_{oi}}$$

$$\Rightarrow N_i = \frac{N_p B_o - w_e + w_p \cdot B_w}{C_e B_{oi} \Delta P} \quad \text{STB IOIP}$$

برای مخازن که فشارشان زیر فشار اشباع است باید به مبدل ^{برای} باقی مانده گاز. Balance کردن مدنظر است. Volume

Material Balance for undersaturated oil reservoirs below bubble-point pressure including Rock and water compressibility.

$$\text{Remaining oil volume} + \text{Remaining water volume} + \text{Remaining free gas vol.} = \text{New pore volume}$$

$$(N - N_p)B_o + S_{wi} \cdot \bar{V}_{pc} (1 + C_w \Delta P) + w_e - w_p \cdot B_w$$

$$+ [NRS_i - (N - N_p)R_s - G_p] B_g = \bar{V}_{pc} (1 - C_p \Delta P)$$

NRS_i : initial solution gas volume
 $(N - N_p)R_s$: remaining solution gas
 G_p : produced gas volume

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT}{P} \frac{\text{bbl}}{\text{scf}}$$

$$R_p = \frac{G_p}{N_p} \frac{\text{scf}}{\text{STB}}$$

R_p : cumulative producing gas-oil ratio

$$\Rightarrow G_p = N_p \cdot R_p$$

$$NB_o - N_p B_o + \frac{NB_{oi} \cdot S_{wi}}{1 - S_{wi}} (1 + C_w \Delta P) + w_e - w_p \cdot B_w$$

$$+ NRS_i B_g - NRS B_g + N_p R_s B_g - N_p R_p B_g = \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} (1 - C_p \Delta P)$$

$$N \left[B_o + \frac{B_{oi}}{1 - S_{wi}} (S_{wi} + S_{wi} C_w \Delta P - i + C_p \Delta P) + R_s B_g - R_p B_g \right]$$

$$= N_p B_o - w_e + w_p \cdot B_w + N_p R_p B_g = N_p [B_o + R_p B_g] - N_p R_s B_g - w_e + w_p \cdot B_w$$

~~Initial solution gas volume is NRS_i and initial oil volume is NB_{oi}~~

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_s) B_g] - w_e + w_p \cdot B_w}{B_t - B_{ti} + B_{ti} \left(\frac{C_p + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P} \quad \text{STB}$$

$$B_t = B_0 + (R_{Si} - R_S) B_0$$

$$B_{0i} = B_{ti} \rightarrow \text{چون کاری وجود ندارد}$$

- اگر نشا و زیرشا را شعبه بشد می توان از C_p و C_w خصوصاً نظر کرد.

$$P < P_b \Rightarrow \text{assume } C_p = 0, C_w = 0$$

$$\Rightarrow N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{Si}) B_0] - w_e + w_p \cdot B_w}{B_t - B_{ti}}$$

$$\text{If } w_e = w_p = 0$$

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{Si}) B_0]}{B_t - B_{ti}}$$

$$r = \frac{N_p}{N} \Rightarrow r = \frac{B_t - B_{ti}}{B_t + (R_p - R_{Si}) B_0}$$

هر چه R_p کوچکتر باشد r بزرگتر خواهد بود

این به این معناست که ما بنا به اجازه دهیم کار معترض آزاد شود. و اگر آزاد نشد (تولید شد) باید مجدداً به معترض تزیق دست زد.

example های کتاب را حل کنید.

پنج شنبه ۱۳۹۴/۰۹/۱۲ ساعت: ۱۲-۱

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_s) B_g] - w_e + w_p B_w}{B_t - B_{ti} + B_{ti} \left(\frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P} \quad \text{STB}$$

single-phase formation volume factor edition قدیمی تر کتاب، فرمول فوق را بر اساس

بیان می‌کرد.

- اثر بالای فشار اشباع باقیم و C_f و C_w را نیز لحاظ کنیم:

$$P > P_b$$

undersaturated IOIP (STB)

$$N = \frac{N_p B_o - w_e + w_p \cdot B_w}{C_e B_{oi} \Delta P}$$

$$C_e = \frac{S_w C_w + S_o C_o + C_f}{1 - S_{wi}} \quad \text{effective compressibility}$$

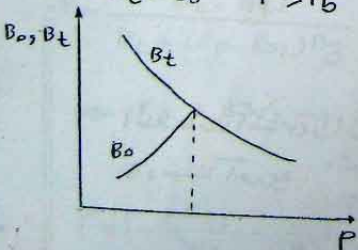
$$N = \frac{N_p B_t - w_e + w_p \cdot B_w}{B_t - B_{ti} + B_{ti} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P} \quad \text{IOIP } P > P_b$$

از این پس فرمول‌ها را هم بر اساس B_t و هم بر اساس B_o بیان می‌کنیم

$$B_t = B_o \quad \text{در بالاتر فشار اشباع}$$

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g$$

$$B_t = B_o \quad P \geq P_b$$



1. volumetric behavior
2. neglect C_p & C_w

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{s_i}) B_g]}{B_t - B_{t_i}}$$

$$r = \frac{N_p}{N} = \frac{B_t - B_{t_i}}{B_t + (R_p - R_{s_i}) B_g}$$

$$r = \frac{B_o - B_{o_i} + (R_{s_i} - R_s) B_g}{B_o + (R_p - R_s) B_g}$$

$$B_{o_i} = B_{t_i}$$

بی خواهیم از مخرج اولی به مخرج دومی برسیم.

$$\begin{aligned} & B_o + (R_p - R_s + R_{s_i} - R_{s_i}) B_g \\ & = B_o + (R_{s_i} - R_s) B_g + (R_p - R_{s_i}) B_g \\ & = B_{t_i} + (R_p - R_{s_i}) B_g \end{aligned}$$

Ex 5.1

156 ← page تمام اطلاعات

R_p = net cumulative producing gas oil ratio

$$R_p = \frac{G_p}{N_p} = \frac{\text{حجم تمام گاز تولید شده}}{\text{حجم تمام نفت تولید شده}}$$

$p = 2800$ psia current pressure

$$R_p = 3300 \frac{\text{SCF}}{\text{STB}}$$

اطلاعات اضافی را از شکل 5.2

$$T = 190^\circ \text{F}$$

$$R_s = 900 \frac{\text{SCF}}{\text{STB}}$$

به دست آورید.

$$P_{sc} = 14.7 \text{ psia}$$

$$B_o = 1.52 \frac{\text{Rbbl}}{\text{STB}}$$

$$B_{t_o} = 1.6$$

$$T_{sc} = 60^\circ \text{F}$$

$$Z = 0.87$$

Fig 5.2 ⇒

$$P_i = 4400 \text{ psia}$$

228.

$$P_b = 3550 \text{ psia}$$

$$R_{Si} = 1100 \frac{\text{SCF}}{\text{STB}}$$

$$B_{oi} = 1.572 \frac{\text{Rbbl}}{\text{STB}}$$

Solution

$$B_g = \frac{P_{sc}}{T_{sc}} \cdot \frac{T}{P} \frac{\text{cu. ft}}{\text{SCF}}$$

$$B_g = 0.02829 \frac{T}{P} \frac{\text{cu. ft}}{\text{SCF}} = 0.00504 \frac{T}{P} \frac{\text{Rbbl}}{\text{SCF}}$$

رابطه نسبت راست را استفاده می کنیم

$$R_p: \frac{\text{SCF}}{\text{STB}} \left(\frac{\text{Rbbl}}{\text{SCF}} \right) = \frac{\text{Rbbl}}{\text{STB}}$$

در این گونه مسائل همیشه از این رابطه

استفاده می کنیم.

$$B_{g_{2300}} = 0.00504 \frac{(0.87)(190+460)}{2300} = 0.00102 \frac{\text{Rbbl}}{\text{SCF}}$$

$$B_{ti} = B_{oi} = 1.572 \frac{\text{Rbbl}}{\text{STB}}$$

$$B_{t_{2300}} = B_o + (R_{Si} - R_s) B_g$$

$$= 1.52 + (1100 - 900)(0.00102)$$

$$= 1.724$$

$$r = \frac{B_t - B_{ti}}{B_t + (R_p - R_{Si}) B_g} = \frac{1.724 - 1.572}{1.724 + (3300 - 1100)(0.00102)} = 0.0383$$

⇒ $r = 3.83\%$ → مقیاری از آن بالای
 فشار اشباع بر مقدار دیگر
 در زیر فشار اشباع حاصل شده

$$r' = 1 - \frac{B_{ti}}{B_t} = 1 - \frac{1.572}{1.6} = 0.0175$$

$r' = 1.75\%$ → up to P_b
 ($P_i \rightarrow P_b$) ← تا فشار اشباع

Fractional recovery

به مقرون برگردانده فشار و وقتی فشار به 28a برسد

$\frac{2}{3} R_p$ چه بود؟

$$R_p = 1100 \frac{SCF}{STB}$$

$$r = \frac{1.724 - 1.572}{1.724 + (1100 - 1100)(0.00102)} = 0.088$$

$r = 8.8\%$ در این حالت recovery بیشتر می شود.
 Factor

باید سعی شود که گاز درون نفت بی جهت هدر نرود. اگر R_p یک مقرون (GOR) زیاد باشد باید rate چاه را کم کرد و یا گاز تولیدی را مجدداً به چاه تزریق کرد.

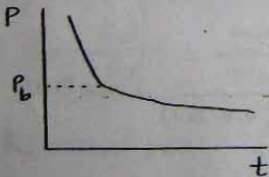
C - اثر تمام R_p به مقرون تزریق شود و r خیلی خواهد بود؟

$$R_p = 0$$

$$r = \frac{1.724 - 1.572}{1.724 + (0 - 1100)(0.00102)} = 0.25 \text{ or } 25\%$$

تأثیر R_p بر r چگونه است؟
 با کاهش R_p اثر r افزایش می یابد.

- توجه کنید که همیشه - gas injection مفید نیست.



در بالای فشار اشباع چون فقط مایع وجود دارد فشار به سرعت کاهش می یابد اما در زیر فشار اشباع به دلیل وجود گاز افت فشار rate کمتری اتفاق می افتد.

- اگر از یک مقرون نسبی و یک مقرون گازی برداشتی مساوی داشته باشیم با فرض فشار اولیه یکسان r است. در مقرون نسبی می توانیم از هم برابر بیشتر از مقرون گازی است.

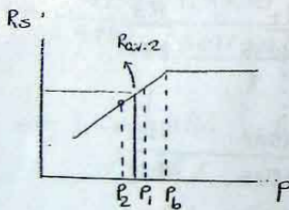
$$\Delta V = CV \Delta P$$

این مسأله به gas compressibility مربوط می شود.

گاهی اوقات اطلاعات لازم در مورد R_p را در اختیار نداریم ری هراهم
 recovery factor را در زیر فشار اشباع معاینه کنیم. در این حالت میسریم
 از نمودارهای PVT استفاده کنیم.

به همپس از آنکه فشار به فشار اشباع می رسد گاز آزاد می شود اما حرکت
 نمی کند به صورت حباب های پراکنده باقی می ماند. با کاهش بیشتر فشار
 اندازه ی حباب ها بزرگتری شود. این کاهش فشار تا نقطه ی
 critical gas saturation ادامه می یابد یعنی زمانی که فاز گاز
 شروع به حرکت می کند. پس از آن فاز گاز به دو فاز $two-phase$
 Flow بافت حرکت می کند.

R_p تا زمانی حکم $two-phase$ solution gas را دارد که گاز شروع به حرکت نکرده است.
 در این حالت می توان از PVT Table استفاده نمود. توجه کنید که اثر
 گاز شروع به حرکت کرد (critical gas saturation) دیرین ترین
 از PVT Table استفاده نمود.



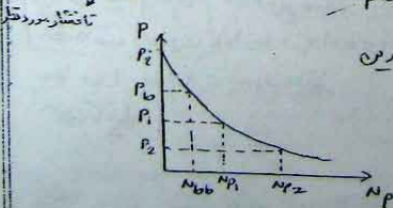
می خواهیم R_p را در زمانی که R_p معین
 است معاینه کنیم.

$$R_{av,2} = \frac{R_{s1} + R_{s2}}{2}$$

در زیر فشار اشباع نمودار را جزء جزئی می کنند و در هر بازه R_{av} .

کار تریه از P_{bb} تا P_1 را معاینه می کنند.

$$R_p = \frac{\sum \Delta N P \cdot R}{N_{pb} + (N_{p1} - N_{pb}) + (N_{p2} - N_{p1}) + etc} = \frac{N_{pb} \cdot R_{s1} + (N_{p1} - N_{pb}) R_{av,1} + (N_{p2} - N_{p1}) R_{av,2} + etc}{N_{pb} + (N_{p1} - N_{pb}) + (N_{p2} - N_{p1}) + etc}$$



نهایتاً فرمضخ N_{p2} یعنی مقدار N_p در آخرین
 فشار باقی می ماند.

5-107 sand stone در مقارن critical gas saturation مربوط به است.

- فرض کنیم $S_{gc} = 10\%$. در فشار مورد نظر زیر فشار اشباع S_o را معادله ای کنیم تا داشتن S_o می توان S_g را معادله نمود. این وگه نباید از S_{gc} بیشتر باشد. اگر اینگونه شد از آن فشاری که کمتر است استفاده کرد.

page 158, 159, 160, 161
 Kelly - Snyder Field

برای امتحان مهم

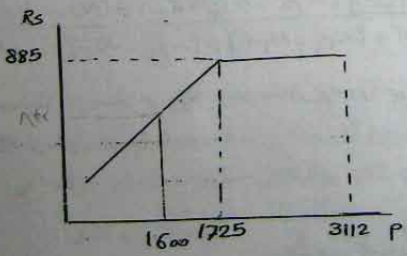
$P_c = 3112$ psig
 $P_b = 1725$ psig
 $T = 120^\circ F$
 $\phi = 7.7\%$

$S_w = 20\%$
 $S_{gc} \text{ (estimated)} = 10\%$

۲ را در فشار 1600 psig حساب کنید.

Table 5.3

| P (psig) | B_o | B_g | B_t | R_s |
|------------|--------|---------|--------|-------|
| 3112 | 1.4235 | | 1.4235 | 885 |
| ... | ... | | ... | ... |
| 1725 | 1.4509 | | 1.4509 | 885 |
| 1700 | 1.4468 | 0.00191 | 1.4595 | 876 |
| 1600 | 1.4307 | 0.00151 | 1.4952 | 842 |
| 1500 | 1.4139 | 0.00162 | 1.5403 | 807 |
| 1400 | 1.3978 | 0.00174 | 1.5994 | 772 |



چون فشارهای 1725, 1600 اختلاف زیادی ندارند از داده ای میان (1700) صرف نظر می کنیم.

Solution

فرضی ای کنیم که تمام ۱۶۰۰ هکتون
 به critical gas saturation فرسیده ایم

$$r = \frac{B_t - B_{ti}}{B_t + (R_p - R_{si})B_g}$$

$$R_p = \frac{\sum (\Delta N_p) R}{N_p} = \frac{N_{pb} \cdot R_{si} + (N_{p1600} - N_{pb}) R_{av.}}{N_p}$$

$\rightarrow R_{Saverage}$

$$= \frac{\frac{N_{pb}}{N} \cdot R_{si} + \left(\frac{N_{p1600}}{N} - \frac{N_{pb}}{N} \right) R_{av.}}{\frac{N_{p1600}}{N}} = \frac{r_{pb} \cdot R_{si} + (r_{1600} - r_{pb}) R_{av.}}{r_{1600}}$$

$$r_{pb} = 1 - \frac{B_{ti}}{B_t} = 1 - \frac{1.4235}{1.4507} = 0.0189 \text{ or } 1.89\%$$

$$R_{av.} = \frac{R_{si} + R_{s1600}}{2} = \frac{885 + 842}{2} = 864 \text{ SCF/STB}$$

$$R_{p,1600} = \frac{(0.0189 \times 885) + (r_{1600} - 0.0189) 864}{r_{1600}} = \frac{864r + 0.4069}{r}$$

فرضیه‌های مسئله

$$r = \frac{1.4952 - 1.4235}{1.4952 + \left(\frac{864r + 0.4069}{r} - 885 \right) (0.00151)}$$

$$\Rightarrow r = 0.0486 \text{ at } 1600 \text{ psig}$$

$$= 4.86\%$$

حالا باید در فشار ۱۶۰۰ psig مقدار S_g را حساب کنیم.

$$S_o = \frac{V_o}{V_p}$$

چون مقعران Volumetric فرض کرده ایم $V_p = V_{pi}$

$$V_{pi} = \frac{N B_{oi}}{1 - S_{wi}}$$

$$V_o = (N - N_p) B_o$$

$$\Rightarrow S_o = \frac{(N - N_p) B_o}{\frac{N B_{oi}}{1 - S_{wi}}} = \frac{(N - N_p) B_o (1 - S_{wi})}{N B_{oi}}$$

$$S_o = \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) (1 - S_{wi}) \frac{B_o}{B_{oi}}$$

برای یک مقعران Volumetric
 undersaturated هم در بانی است
 اشباع هم در زیر آن \leftarrow

$$S_o = (1 - 0.0486)(1 - 0.2) \frac{1.4303}{1.4235} = 0.765$$

$$\Rightarrow S_w = 0.2 \quad S_o + S_w + S_g = 1$$

$$\Rightarrow S_g = 1 - (0.765 + 0.2) = 0.035 \Rightarrow S_g = 3.5\%$$

چون $S_g < 6\%$ جواب قابل قبول است.
 اگر $S_g > 6\%$ در صورت مورد نظر نمی توان ر یا امت

Calculation for $P = 1400$ psig

$$r = \frac{B_{L1400} - B_{Lc}}{B_{L1400} + (R_{P1400} - R_{Si}) B_{g1400}}$$

$$R_{P1400} = \frac{N_{pb} \cdot R_{Si} + (N_{P1600} - N_{pb}) R_{av1} + (N_{P1400} - N_{P1600}) R_{av2}}{N_{P1400}}$$

$$= \frac{\frac{N_{pb}}{N} R_{Si} + \left(\frac{N_{P1600}}{N} - \frac{N_{pb}}{N} \right) R_{av1} + \left(\frac{N_{P1400}}{N} - \frac{N_{P1600}}{N} \right) R_{av2}}{\frac{N_{P1400}}{N}}$$

$$= \frac{r_{pb} \cdot R_{Si} + (r_{1600} - r_{pb}) R_{av1} + (r_{1400} - r_{1600}) R_{av2}}{r_{1400}}$$

$$r_{1400} = 11.35\% \quad \text{مراحل قبل را ادامه می دهیم.}$$

در این حالت $S_g = 10.2\%$ با اعراض می پذیریم. اما فشارهای زیر
 1400 psig نمی توان ر را حساب کرد.

می خواهیم مدت زمان لازم برای رسیدن به فشار 1400 psig را حساب کنیم

$$A = 40 \text{ acre}$$

$$N = \frac{7758 \bar{V} \phi (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$

$$h = 200 \text{ ft}$$

$$q = 92 \text{ STBD}$$

$$N = \frac{(7758)(200 \times 40)(0.077)(1-0.2)}{1.4235} = 2.69 \text{ MM STB}$$

$$N_{p1400} = 2.69 \times 10^6 \times 0.1135 = 0.3053 \text{ MM STB}$$

$$t = \frac{N_{p1400}}{q} = \frac{0.3053 \times 10^6}{92 \times 365} \sim 9.1 \text{ years.}$$

یعنی تا ۹ سال تا از بهترین تولیدی می‌شود.

Page 163 - 170 → مطالعه کنید

Example 5.3

Page 172

$$B_{ti} = 1.35469 \frac{Rbbl}{STB}$$

$$P_i = 5000 \text{ psig}$$

$$P = 3600 \text{ psig}$$

$$B_w = 1.004 \frac{bbl}{STB}$$

$$C_w = 3.6 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$C_f = 5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$B_t = 1.375 \frac{Rbbl}{STB}$$

$$N_p = 1.25 \text{ MM STB}$$

$$w_e = 0, w_p = 32000 \text{ STB}$$

$$S_w = 0.2$$

undersaturated

$$N = ?$$

Solution

$$N = \frac{N_p B_t - w_e + w_p B_w}{C_e \Delta P B_{ti}} \text{ STB}$$

$$C_e = \frac{S_w C_w + S_o C_o + C_f}{1 - S_w}$$

$P > P_b \Rightarrow B_o = B_{oi} (1 + C_o \Delta P)$

$$1.375 = 1.35469 [1 + C_o (5000 - 3600)] \Rightarrow C_o = 10.71 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$C_e = \frac{0.2 \times 3.6 \times 10^{-6} + 0.8 \times 10.71 \times 10^{-6} + 5 \times 10^{-6}}{1 - 0.2} = 17.86 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$\Rightarrow C_e = 17.86 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$N = \frac{1.25 \times 10^6 \times 1.375 - 0 + 32000 \times 1.04}{(17.86 \times 10^{-6})(5000 - 3600)(1.35469)}$$

$$\Rightarrow N = 51.73 \times 10^6 \text{ STB}$$

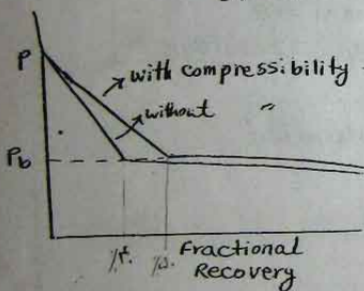
مینیمم اثر C_p و C_w را صفر در نظر بگیریم، N محذور خواهد بود.

$$\Rightarrow C_e = C_o$$

$$\Rightarrow N = \frac{1.25 \times 10^6 \times 1.375 - 0 + 32000 \times 1.04}{(10.71 \times 10^{-6})(5000 - 3600)(1.35469)}$$

$$\Rightarrow N = 86.25 \times 10^6 \text{ STB}$$

$$\text{Error} \% = \frac{86.25 - 51.73}{51.73} \times 100 = 66.73 \%$$



Ex بعدی را مطالعه کنید. Ex. 5.4

در امتحان حتماً C_p و C_w را لحاظ کنید.
 حتی اگر فشار زیرین را شایع باشد.
 میان تم تا پایان chapter 5 امتحان شبیه ۱۰،۲

Slip Slider Book

Page 258

Problem 5.4

A dry gas reservoir has produced as follows:

| Date | (Gp) MM SCF cumulative Production | psia static reservoir pressure |
|---------|--------------------------------------|-----------------------------------|
| 7-1-78 | 0 | — |
| 7-1-79 | 1809 | 3461 |
| 9-1-80 | 3901 | 3370 |
| 10-1-81 | 5850 | 3209 |
| 11-1-82 | 9451 | 3029 |

$$T_{res} = 100^{\circ}F$$

$$\text{Gas gravity} = 0.68$$

Determine the original reservoir pressure and original gas in place. What will be the average reservoir pressure ~~at~~ ^t and the completion of a contract calling for delivery of 20 MMOPD for 5 years (in addition to the 9450 MM SCF produced to 11-1-82)?

خشان متوسط مقرون در پایان قرارداد تحویل ۲۰ میلیون فوت مکعب در روز به مدت ۵ سال چه مقدار خواهد بود.

Solution.

باید ضریب $\frac{P}{Z}$ بر اساس G_p را رسم کنیم.

miscellaneous gas = dry gas

از روی نمودار T_{pc} بر اساس P_{pc} و T_{pc} مقادیر P_{pc} را برای dry gas استخراج می کنیم.

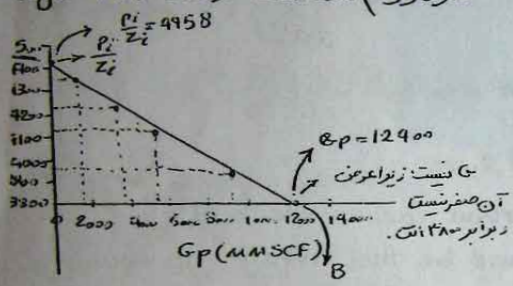
$$\gamma_g = 0.68 \Rightarrow P_{pc} = 667.5 \text{ psia}, T_{pc} = 385^{\circ}R$$

$$\Rightarrow T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{100 + 460}{385} = 1.45$$

$$r = \frac{P}{P_{pc}}$$

| ate | P_{pr} | Z | $\frac{P}{Z}$ | اثر زون کمترین باعث می شود |
|-------|----------|-------|---------------|---|
| 1.785 | — | — | — | که نمودار Z Factor در فشارهای بالا عکس شود. |
| 1.79 | 5.18 | 0.796 | 4398 | |
| 1.80 | 5.05 | 0.790 | 4266 | |
| 1.81 | 4.81 | 0.778 | 4125 | |
| 1.82 | 4.54 | 0.765 | 3959 | |

age 760 → سردار رسم شده است



$$A(0, 4458)$$

$$B(12400, 3800)$$

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} = \frac{3800 - 4458}{12400 - 0} = -0.053$$

$$y - y_1 = m(x - x_1)$$

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} + m G_p \Rightarrow \boxed{\frac{P}{Z} = 4458 - 0.053 G_p}$$

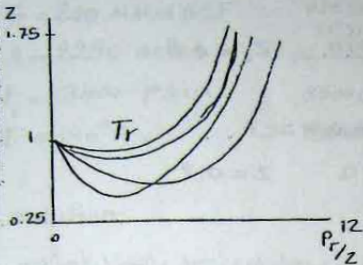
Determination of G

$$\frac{P}{Z} = 0 \Rightarrow 4458 = 0.053 G_p \Rightarrow G_p = 84113 \text{ SCF}$$

$$\Rightarrow \boxed{G = 84113 \text{ SCF}}$$

Determination of P_i

Appendix B Figure 10



$$\frac{P_i}{Z_i} = 4458$$

$$\frac{P_i}{P_{pc}} \cdot \frac{P_{pc}}{Z_i} = \frac{4458}{667.5} = 6.678$$

$$\left(\frac{P_r}{Z}\right)_i = 6.678, T_{pr} = 1.45$$

$$\Rightarrow \boxed{Z_i = 0.81} \Rightarrow P_i = 4458 \times Z_i = 4458 \times 0.81 = 3611 \text{ psia}$$

$$\Rightarrow \boxed{P_i = 3611 \text{ psia}}$$

به روش مستقیم و خطای نیمی آسان P_i را یافت.

G_p at the Completion of the Contract:

$$G_p = 9450 \text{ MMSCF} + (20 \times 365 \times 5) \text{ MMSCF} = 45950 \text{ MMSCF}$$

$$\frac{P}{Z} = 4458 - 0.053 \times 45950 = 2023 \text{ psia}$$

$$\Rightarrow \boxed{\frac{P}{Z} = 2023 \text{ psia}}$$

$$\frac{P}{P_{pc}} \cdot \frac{P_{pc}}{Z} = \frac{2023}{667.5} = 3.031 \Rightarrow \frac{P_r}{Z} = 3.031, T_{pr} = 1.45$$

Fig B-10

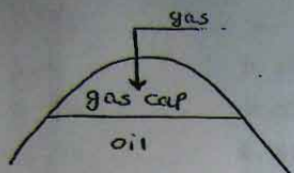
$$\Rightarrow \boxed{Z = 0.775} \Rightarrow P = 2023 \times 0.775 = 1568 \text{ psia}$$

$$\Rightarrow \boxed{P = 1568 \text{ psi}}$$

نشان متوسط در پایان قرارداد

Problem 3.8

mult block → مخزن



$$P_i = 2500 \text{ psia} \quad Z_i = 0.8$$

$$T = 160^\circ \text{F}$$

$$G_{\text{injected}} = 50 \text{ MMSCF}$$

$$P = 3500 \text{ psia} \quad Z = 0.9$$

$$G = ?$$

Solution

در این جا هیچ گونه تولیدی از جایه نداریم پس هیچ آب و وارد مخزن نمی شود
 پس ~~مخزن~~ gas cap را به صورت کلی مخزن Volumetric در نظر می گیریم

$$G \cdot B_{g_i} = (G - G_p) B_g$$

$$B_g = 0.02829 \frac{ZT}{P} \frac{\text{cu ft}}{\text{scf}}$$

$$B_{g_i} = 0.02829 \frac{0.8 \times (160 + 460)}{2500} = 5.613 \times 10^{-3} \frac{\text{cu ft}}{\text{scf}}$$

$$B_g = 0.02829 \frac{0.9 \times (160 + 460)}{3500} = 4.510 \times 10^{-3} \frac{\text{cu ft}}{\text{scf}}$$

$$G \times 5.613 \times 10^{-3} = (G - (-50 \times 10^6)) \times 4.510 \times 10^{-3}$$

$$G = 204.42 \times 10^6 \text{ scf IGIP}$$

حجم گاز در شرایط مخزن:

$$\text{gas storage space} = G \cdot B_{g_i} = 204.42 \times 10^6 \times 5.613 \times 10^{-3}$$

$$= 1.147 \times 10^6 \text{ cu. ft}$$

$$\phi = 16\%$$

$$s_w = 24\%$$

$$h = 12 \text{ ft}$$

$$A = ?$$

$$\text{gas storage volume} = Ah\phi(1 - s_{wi})$$

$$(12)(0.16)A(1 - 0.24) = 1.147 \times 10^6$$

$$\Rightarrow A = 786,047.1 \text{ ft}^2$$

$$= \frac{786,047.1}{43,560} = 18.05 \text{ acre} \Rightarrow A = 18.05 \text{ acre}$$

problem 3.9

| | Pressure (psia) | production MMSCF | Z | $\frac{P}{Z}$ |
|---------------------------|--------------------|---------------------|------|---------------|
| $G = 200 \text{ MMSCF}$ | | | | |
| $A = 2250 \text{ acres}$ | | | | |
| $P_i = 3500 \text{ psia}$ | 3500 (initial) | 0 | 0.85 | 4117.6 |
| $T = 140^\circ\text{F}$ | 2500 | 75 | 0.82 | 3048.8 |

Solution:

باید نمودار $\frac{P}{Z}$ براماتس G_p را رسم کنیم سپس معادله خط راست را بیابیم
 در آن $\frac{P}{Z}$ را برابر صفر قرار دهیم و G_p را بیابیم.

$$m = \frac{3048.8 - 4117.6}{75 - 0} = -14.2507$$

$$\frac{P_i}{Z_i} = 4117.6 \Rightarrow \boxed{\frac{P}{Z} = 4117.6 - 14.2507 G_p}$$

$$\frac{P}{Z} = 0 \Rightarrow \boxed{G_p = \frac{288.94}{=G} \text{ MMSCF}}$$

* * *

اگر فرض کنیم مخزن هگرن باشد و مقدار معاینه شده برای G از
 production history مقدار صحیح باشد، مقدار واقعی drainage area
 را معاینه کنید و با مقدار پیش بینی شده مقایسه کنید.

Solution:

مقدار h و ϕ و S_w داده شده است.
 فرض می کنیم A پیش بینی شده بر اساس

$$G = \frac{43560 A h \phi (1 - S_{wi})}{B g_i}$$

$$\Rightarrow \frac{G}{G'} = \frac{A}{A'}$$

200 MMSCF مقدار صحیح باشد

$$G' = \frac{43560 A' h \phi (1 - S_{wi})}{B g_i}$$

$$\frac{288.94}{200} = \frac{A}{2250} \Rightarrow \boxed{A = 3250.24 \text{ acres}}$$

extended area required = 1000.24 acres

فرض کنیم مقدار صیغیح G برابر 100 MMscf باشد و در نتیجه $W_e \neq 0$ باشد
 مقدار W_e را حساب کنید.

Solution:

$$G \cdot B_{g_i} = (G - G_p) B_{g_i} + W_e - W_p \cdot B_w$$

$$B_{g_{2500}} = 0.02829 \frac{(0.85)(140 + 460)}{3500} = 4.12 \times 10^{-3} \text{ ft}^3/\text{scf}$$

$$B_{g_{2500}} = 0.02829 \frac{(0.82)(140 + 460)}{2500} = 5.57 \times 10^{-3} \text{ ft}^3/\text{scf}$$

$$200 \times 10^9 \times 4.12 \times 10^{-3} = (200 \times 10^9 - 75 \times 10^9) \times 5.57 \times 10^{-3} + W_e$$

$$\Rightarrow W_e = 127750000 \text{ ft}^3 = 22.75 \text{ MM bbl}$$

- وقتی برای فشار اتمزایی گاز در gas cap تزریق می کنیم، مقداری از گاز در قفسه oil zone حل می شود و فشار مقداری کاهش می یابد. برای منظور داشتن اثر این مقدار گاز حل شده باید از ابتدا مقداری فشار بیشتر در نظر بگیریم.

- ضرورتی گاز بر روی Z تأثیر بسزایی دارد. گازی که در محقرن تزریق می شود لا کجایی دارد که متفاوت از Z گاز محقرن است. این مسأله باعث می شود که Z واقعی بل Z معاصبه شده متفاوت باشد.

Problem 5.4

Page 178

undersaturated oil reservoir

volumetric

oil pore volume = 75 MM cu. ft

$R_s = 0.42 \text{ scf/STB/psi}$

$T_{res} = 140^\circ \text{F}$

$P_i = 3500 \text{ psia}$

$P_b = 2400 \text{ psia}$

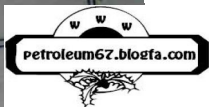
$B_{o_i} = 1.333 \text{ Rbbl/STB}$

$Z_{1500 \text{ psia}} = 0.95$

$N_{p,1500} = 1 \text{ MM STB}$

$R_p = 2800 \text{ scf/STB}$

تکمی در R_p به این معناست که اگر مقداری از گاز تولیدی را مجدداً تزریق کنیم این مقدار را به اندازه کل مقدار تولید شده کم شود.



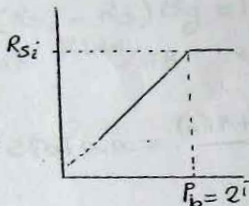
a) $V_{pi} = \frac{NB}{1-S}$ pore volume

$V_{pi} = V_{oi} +$

oil pore volume MM cu. ft

$N = \frac{NB_{oi}}{B_{oi}} = \dots = 10.02 \text{ MM STB}$

b) $N_{Rsi} = \text{initial gas volume} = ?$



$R_{si} = 0.92 \times 2400 = 1008 \text{ SCF/STB}$

مقدار شیب مندرار R_{si} بر حسب p تنها
 برای قسمت زیرین اشباع که منحنی شیب
 غیر صفر دارد صمیم است.

$N_{Rsi} = (10.02 \times 10^6 \times 10.1 \times 10^9 \text{ SCF})$

c) Initial dissolved of the reservoir = ?

Dissolved (solut) : R_s

$R_{si} = 1008 \text{ SCF/ST}$

d) standard cubic gas remaining in the reservoir = ? $1500 p$

$= N_{Rsi} - R_p N_p \times 10^9 - 28800 \times 1 \times 10^6 = 7.3 \times 10^9 \text{ SCF}$

Solution, Free مقدار گازی که هم اکنون در مقعر است در پ

e) free gas = ?

Free gas volume = $R_p N_p) - (N - N_p) R_{s1500}$
 at 1500 psia

$$R_{s,1500} = 0.42 \times 1500 = 630 \frac{\text{scf}}{\text{STB}}$$

$$\text{Free gas} = 7.3 \times 10^6 - (10.02 - 1) \times 10^6 \times 630 = 1.61 \times 10^6 \text{ scf}$$

$$\Rightarrow G_p = 1.61 \times 10^6 \text{ scf}$$

f) $B_{g,1500} = ?$

$$B_g = \frac{P_{sc}}{T_{sc}} \frac{zT}{P} \frac{\text{cu. ft}}{\text{scf}},$$

$$B_g = \frac{14.7}{(60 + 459.7)} \frac{0.95 \times (140 + 460)}{1500} = 0.01075 \frac{\text{cu. ft}}{\text{scf}}$$

g) Reservoir volume of Free gas at 1500 psia = ?

$$G_{f,1500} = 1.61 \times 10^6 \times 0.01075 = 17.31 \text{ MM cu. ft}$$

h) total reservoir GOR at 1500 psia = ?

$$= \frac{\text{مجم گاز در مخزن}}{\text{مجم نفت در مخزن}} \text{ بر اساس شرایط سطح}$$

$$= \frac{\text{Remaining gas volume}}{\text{Remaining oil volume}} = \frac{7.3 \times 10^6}{(10.02 - 1) \times 10^6} \frac{\text{scf}}{\text{STB}} = 8.07 \frac{\text{scf}}{\text{STB}}$$

i) dissolved GOR at 1500 psia = ?

$$R_{s,1500} = 0.42 \times 1500 = 630 \text{ scf/STB}$$

j) liquid volume factor of oil at 1500 psia = ?

$$N = \frac{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g]}{B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s) B_g} = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g]}{B_t - B_{ti}}$$

برای مخزن undersat. که فشار آن الان زیر فشار اشباع است.

$$10.02 \times 10^6 = \frac{1 \times 10^6 [B_o + (2800 - 630) \frac{0.01075}{5.615}]}{B_o - 1.333 + (1008 - 630) \frac{0.01075}{5.615}}$$

هرجا B_g را بخواهیم به oil ارتباط دهیم باید آن را بر 5.615 تقسیم کنیم

$$\Rightarrow B_o = 1.137 \frac{\text{Rbbl}}{\text{STB}}$$

k) B_t at 1500 psia = ?

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g = 1.137 + (1008 - 630) \frac{0.01075}{5.615}$$

$$= 1.8607 \text{ Rbbl/STB}$$

[Faint, illegible text]

[Faint, illegible text]

[Faint, illegible text]

[Faint, illegible text]

[Faint, illegible text]

[Faint, illegible text]

Problem 5.9 (page 180)

$$P_i = 5000 \text{ psia}$$

$$B_o = 1.510 \frac{\text{RBbl}}{\text{STB}}$$

$$N_p = 100,000 \text{ STB}$$

$$P = 4600 \text{ psia}$$

$$B_w = 1.52 \text{ RBbl/STB}$$

$$S_w = 25\%$$

$$C_w = 3.2 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

اگر C_p را در یک فشار بدهند و در فشار دیگر
 به مقدار آن نیاز باشد باید از استاندارد کرد
 و مقدار جدید را یافت.

$$\phi = 15\%$$

$$C_p = 4 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$C_o = 17 \times 10^{-6}$$

solution:

$$a) N = \frac{N_p B_o - w_e + w_p \cdot B_w}{C_e \Delta P B_o i}$$

$$C = -\frac{i}{v} \frac{dv}{dp}$$

$$C = \frac{i}{v} \frac{\Delta v}{\Delta p}$$

$$C_e = \frac{S_w C_w + S_o C_o + C_p}{1 - S_w} = \frac{(0.25 \times 3.2 \times 10^{-6}) + (0.75 \times 17 \times 10^{-6}) + 4 \times 10^{-6}}{1 - 0.25} = 23.4 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$N = \frac{100,000 \times 1.52}{(23.4 \times 10^{-6})(5000 - 4600)(1.51)} = 10.75 \text{ MM STB}$$

$$b) C_o = 17.65 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$C_e = \frac{(0.25 \times 3.2 \times 10^{-6}) + (0.75 \times 17.65 \times 10^{-6}) + 4 \times 10^{-6}}{1 - 0.25} = 24.05 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$\Rightarrow C_e = 24.05 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$N = \frac{205,000 \times 1.531 - 0 + 0}{(24.05 \times 10^{-6})(5000 - 4200)(1.51)} = 12.8 \text{ MM STB}$$

اینکه مقدار C_e باشد شده برای N در دسترس تقریباً یکسان است نشان می دهد که
 ظاهراً water influx وجود ندارد

بار واقعی W_e برابر 7.5 MMSTB باشد، چه مقدار آب باید وارد مخزن شود تا بلاش برقرار باشد؟

c) $p_i = 5000 \rightarrow 4600$ و $C_e = 23.4 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

$$7.5 \times 10^6 = \frac{100000 \times 1.52 - \text{net water influx}}{(23.4 \times 10^{-6})(5000 - 4600)(1.51)}$$

$\Rightarrow W_e = 46000 \text{ bbl}$

به نظر استاد مقدار اولی معتبرترند، زیرا $\frac{1}{2}$ بار اینه مقادیر به دست آمده اند و صیقل با افت فشار هیچ نشانه ای از ورود آب به مخزن دیده نمی شود. از طرفی دیگر در حالت سوم با وجود ورود 46000 بشکه آب به مخزن هیچ انتظاری نبود که مقداری آب نیز تولید شود که همین اتفاق نیفتاده است پس احتمالاً دو مقدار اولی صحیح ترند. ضمن اینکه اطلاعات به دست آمده از Logging interpretation, Core analysis مربوط به قسمتی از مخزن است و نه صهی آن.

problem 5.6 (Page 178)
 problem data \rightarrow figure 5.9

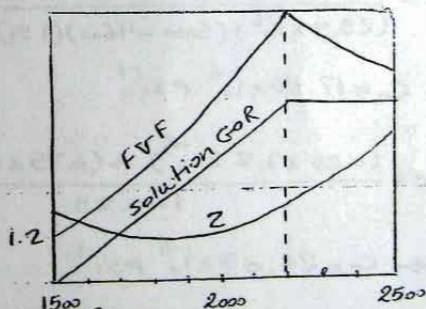
Volumetric reservoir

$P_i = 2500 \text{ psia}$

$P = 1600 \text{ psia}$

$N_p = 26 \text{ MMSTB}$

$R_p = 954 \text{ scf/STB}$
 1500



current GOR = instantaneous GOR = $\frac{q_g}{q_{o,i}}$

$R_{\text{current}} = 2250 \text{ scf/STB}$

$\phi = 18\%$

$P_{sc} = 14.7 \text{ psia}$

$S_{wi} = 18\%$

$T_{sc} = 60^\circ\text{F}$

$N = ?$

$T = 150^\circ\text{F}$

a)

$$N = \frac{N_p [B_{oi} + (R_p - R_s) B_g]}{B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s) B_g}$$

From Figure:

$$B_{oi} = 1.29 \frac{R_{bb1}}{STB}, \quad R_{si} = 575 \text{ SCF/STB}$$

$$B_g = \frac{P_{sc}}{T_{sc}(5.615)} \frac{zT}{P} = 0.00524 \frac{0.82(150+460)}{1600} = 0.001575 \frac{R_{bbl}}{SCF}$$

at 1600 psia:

$$B_o = 1.215 \text{ Rbbl/STB}$$

$$R_s = 384 \text{ SCF/STB}$$

$$z = 0.82$$

$$N = \frac{26 \times 10^6 [1.215 + (954 - 384)(0.001575)]}{1.215 - 1.29 + (575 - 384)(0.001575)} = 24328090.3 \text{ STB}$$

$$\Rightarrow N = 243.2 \text{ MM STB}$$

b) مقدار گازی که از پست خارج شده و در مخزن باقی مانده را حساب کنید.
 evolved gas
 remaining free gas = ?

$$\begin{aligned} NR_{si} - (N - N_p)R_s - N_p R_p &= 243.2 \times 10^6 \times 575 \\ \downarrow & \quad \downarrow \quad \downarrow \\ \text{initial} & \quad \text{Remaining} & \quad \text{produced} \\ \text{sol.} & \quad \text{sol.} & \quad \text{gas.} \\ \text{gas} & \quad \text{gas} & & \\ & & & - (243.2 - 26) \times 10^6 \times 384 \\ & & & - 26 \times 10^6 \times 954 \\ & & & = 139782.5 \times 10^6 - 83366.4 \times 10^6 - 24804 \times 10^6 \\ & & & = 31612.1 \times 10^6 \text{ SCF} = 31.6 \text{ MMM SCF} \end{aligned}$$

c) $\bar{S}_{g_{1600}} = ?$

$$S_o = (1-r)(1 - S_{wi}) \frac{B_{oi}}{B_o}$$

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} = \frac{(N - N_p)B_o}{N B_{oi}} = \frac{(243.2 - 26) \times 10^6 \times 1.215}{243.2 \times 10^6 \times 1.29} = 0.6897$$

$$S_g = 1 - S_o - S_w = 1 - 0.18 - 0.6897 = 0.1303$$

$$\Rightarrow S_g = 13.03\%$$

d) اگر تمام گاز تولیدی را در همین تولید مجدد به معنای تزریق ^{در صورت} چه مقدار وقت که می توانستیم برداشت کنیم؟

$$r = \frac{B_o - B_{oc} + (R_{si} - R_s) B_g}{B_o + B_g (R_p - R_s)}$$

$$r = \frac{1.215 - 1.29 + (575 - 384)(0.001575)}{1.215 + (0.001575)(0 - 384)} = 0.3706$$

$$N_p = r \cdot N = 0.3706 \times 243.2 \times 10^6 = 90.1 \text{ MM STB}$$

$$\Rightarrow N_p = 90.1 \text{ MM STB}$$

e) $B_t = ?$

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g$$

$$= 1.215 + (575 - 384)(0.001575) = 1.516 \frac{\text{Rbbl}}{\text{STB}}$$

$$\Rightarrow B_{t_{1600}} = 1.516 \frac{\text{Rbbl}}{\text{STB}}$$

f) assuming no free gas^{Flow}, calculate r at 2000 psia^{, NP}.

در فشار 1900 psia مقدار S_g برابر 13٪ بود. پس قطعاً در فشار 2000 psia مقدار S_g کمتر خواهد بود و احتمالاً کمتر از 10٪ می باشد.

$$p = 2000 \text{ psia}, p_b = 2200 \text{ psia}$$

$$r = \frac{B_t - B_{ti}}{B_t + (R_p - R_{si}) B_g}$$

at 2000 psia:

$$z = 0.82, B_o = 1.272 \frac{\text{Rbbl}}{\text{STB}}, R_s = 510 \frac{\text{SCF}}{\text{STB}}, R_{si} = 575 \frac{\text{SCF}}{\text{STB}}$$

$$B_g = 0.00504 \frac{0.82 \times (150 + 460)}{2000} = 0.001261 \frac{\text{Rbbl}}{\text{SCF}}$$

$$B_{ob} = 1.3$$

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g$$

$$= 1.272 + (575 - 510)(0.001261) = 1.3539 \frac{R_{bb1}}{STB}$$

$$\Rightarrow B_{t,2000} = 1.3539 \frac{R_{bb1}}{STB}$$

این بردن را $R_{p,2000}$ می‌گویند.

$$R_p = \frac{\sum \Delta N_p \cdot R}{N_p} = \frac{N_{pb} \cdot R_{si} + (N_{pi} - N_{pb}) R_{av}}{N_{pi}}$$

$$= \frac{r_{pb} \cdot R_{si} + (r_{2000} - r_{pb}) R_{av}}{r_{2000}}$$

$$R_{av} = \frac{R_{si} + R_{s2000}}{2} = \frac{575 + 510}{2} = 542.5 \text{ SCF/STB}$$

$$r_{pb} = 1 - \frac{B_{oi}}{B_o} \rightarrow \text{چون مقرون Volumetric است.}$$

$$= 1 - \frac{1.29}{1.3} = 7.69 \times 10^{-3}$$

در اینجا C_p و C_w را ناچیز در نظر گرفتیم. اما در استخوان باید از رابطه زیر استفاده کرد:

$$N = \frac{N_p B_t - w_e + w_p \cdot B_w}{C_e \Delta P B_{ti}}$$

$$\Rightarrow R_{p,2000} = \frac{7.69 \times 10^{-3} \times 575 + (r_{2000} - 7.69 \times 10^{-3}) 542.5}{r_{2000}}$$

این معادله را در عبارتی زیر قرار می‌دهیم

$$r_{2000} = \frac{1.3539 - 1.29}{1.3539 + (R_{p,2000} - 575)(0.001261)}$$

$$\Rightarrow r_{2000} = 4.843 \times 10^{-2}$$

$$\text{Recovery} = rN = 243.2 \times 10^6 \times (4.843 \times 10^{-2}) = 11.8 \text{ MM STB}$$

checking (cross check)

$$S_g = 1 - S_w - S_o, \quad S_o = (1 - r)(1 - S_{wi}) \frac{B_{oi}}{B_o}$$

$$S_o = (1 - 4.843 \times 10^{-2})(1 - 0.18) \frac{1.272}{1.29} = 0.769$$

$$S_g = 1 - 0.18 - 0.769 = 0.051 \Rightarrow S_g = 5.1 \%$$

هر چند مسأله خود بیان کرده که گاز آزاد نداریم اما ما درستی این مسأله را چک کردیم.

g)

۸۵،۹،۲۵

شبه ۱۳:۴۰ - ۱۴:۴۰

Chapter 6

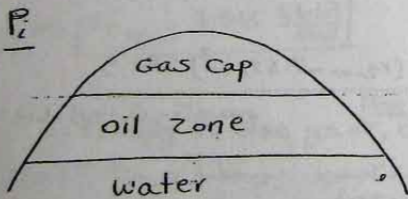
Generation material Balance Equation

معادله‌ی موازنه‌ی مواد ارتباطی است میان دسته‌ی اعداد:

1. Oil & gas in place
2. Production data N_p, w_p, G_p
3. water influx
4. Average reservoir pressure.

- در معادله‌ی موازنه‌ی مواد ترم \bar{P} مستقیماً وارد شده اما پارامترهای PVT وابسته به آن در معادله دیده می‌شوند.

Saturated oil Reservoir (Gas cap reservoir)



$$m = \frac{\text{initial reservoir free gas volume}}{\text{initial reservoir oil volume}}$$

- منظور gas cap یعنی مقدار گاز آزاد که در oil zone قرار دارد مد نظر نیست چون این مقدار گاز با گذشتن زمان وارد gas cap می‌شود.

G : gas cap volume (SCF)

N : original oil in place in oil zone

dimensionless

$$\Rightarrow m = \frac{G \cdot B_{gi}}{N \cdot B_{oi}} \Rightarrow G \cdot B_{gi} = m N B_{oi}$$

$$\Rightarrow G = \frac{m N B_{oi}}{B_{gi}} \text{ SCF}$$

$$V_{oi} = S_{oi} \cdot V_{P_i}$$

$$+ V_{gi} = S_{gi} \cdot V_{P_i}$$

$$V_{oi} + V_{gi} = (S_{oi} + S_{gi}) V_{P_i}$$

$$NB_{oi} + GB_{gi} = (1 - S_{wi}) V_{P_i}$$

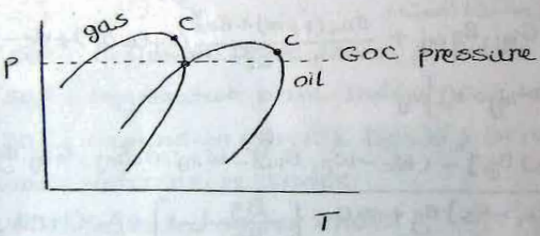
$$\Rightarrow V_{P_i} = \frac{NB_{oi} + GB_{gi}}{1 - S_{wi}}$$

آرغی را بصورت نظر بگیریم مقدار V_{P_i} برای مقدار d under saturat به است
 می آید

$$= \frac{NB_{oi} + \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \cdot B_{gi}}{1 - S_{wi}} = \frac{NB_{oi} + mNB_{oi}}{1 - S_{wi}} = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1 - S_{wi}}$$

$$\Rightarrow V_{P_i} = \frac{(1+m)NB_{oi}}{1 - S_{wi}}$$

همیشه فشار موجود در GOC فشار حباب است و فشار زمین با راست.



$$P_i \rightarrow P$$

new pore volume (pore volume at P) = volume of remaining oil + volume of free gas + water

assume:

$$\Delta P = P_i - P$$

و خواهیم ΔP را نسبت فرض کنیم

$$\text{New pore volume} = V_{P_i} (1 - C_p \Delta P)$$

$$= \frac{(1+m)NB_{oi}}{1 - S_{wi}} (1 - C_p \Delta P)$$

remaining oil volume = $(N - N_p) B_o$

remaining gas volume = $\left[\frac{N R_{Si}}{S_{oin}} + G_i - \frac{(N - N_p) R_s}{S_{oin}} - \frac{N_p R_p}{S_{oin}} \right] + G_{inj} \cdot B_{g_{inj}}$

مقدار گاز موجود در سنگ از ابتدا
مقدار گاز موجود در درختا حقیقی
تاری که تولید شده

B_g ها را مساوی در نظر گرفتیم. زیرا ممکن است گاز تزریقی مساوی از گاز آزاد درون مخزن باشد.

از حل شدن گاز تزریقی در نفت صرف نظر می کنیم.

حلایت نیتروژن در نفت کم است پس برای miscible injection نباید از آن استفاده کرد.
 در reservoir simulator ها مقدار گاز حل شده را نیز در نظر می گیرند.

remaining water volume = $S_{wi} \bar{V}_p (1 + C_w \Delta P) + W_e - W_p \cdot B_{w_p} + W_{inj} \cdot B_{w_{inj}}$

بصورت معادله
 \Rightarrow

$$\frac{(1+m) N B_{oi}}{1 - S_{wi}} (1 - C_f \Delta P) = (N - N_p) B_o + \left[N R_{Si} + \frac{m N B_{oi}}{B_{gi}} - (N - N_p) R_s - N_p R_p \right] + G_{inj} \cdot B_{g_{inj}} + \frac{S_{wi} (1+m) N B_{oi}}{1 - S_{wi}} (1 + C_w \Delta P) + W_e - W_p \cdot B_w + W_{inj} \cdot B_{w_{inj}}$$

B_o بصورت
 \downarrow

$$\Rightarrow N = \frac{N_p [B_o - (R_p - R_s) B_g] - (W_e - W_p \cdot B_w) - W_{inj} \cdot B_{w_{inj}} - G_{inj} \cdot B_{g_{inj}}}{B_o - B_{oi} + (R_{Si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] + B_{oi} (1+m) \left[\frac{S_{wi} \cdot C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P}$$

STB, OOIP

B_{ti} بصورت
 \downarrow رقم هایی که وارد مخزن می شوند وقتی هستند.

$$N = \frac{N_p [B_{ti} + (R_p - R_{Si}) B_g] - (W_e - W_p \cdot B_w) - W_{inj} \cdot B_{w_{inj}} - G_{inj} \cdot B_{g_{inj}}}{B_{ti} - B_{ti} + m B_{ti} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] + B_{ti} (1+m) \left[\frac{S_{wi} \cdot C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P}$$

فشار اولیه ی مخزن در GOC برابر است، حساب است، در قسمت های پایین تر نسبت oil zone فشار بیشتر است یعنی فشار undersaturated. بنابراین $B_{oi} = B_{ti}$

مشمول قبن را طرفین و وسطین می‌کنیم

$$N(B_t - B_{t_i}) + N m B_{t_i} \left[\frac{B_g}{B_{g_i}} - 1 \right] + N B_{t_i} (1+m) \left[\frac{S_{w_i} C_w + C_f}{1 - S_{w_i}} \right] \Delta P$$

$$= N_p [B_t + (R_p - R_{s_i}) B_g] - (w_e - w_p \cdot B_w) - w_{inj} \cdot B_{winj} - G_{inj} \cdot B_{ginj}$$

| | | |
|-------------------------------------|--|---|
| DDI | SDI | EDI |
| $\frac{N(B_t - B_{t_i})}{A}$ | $\frac{N m B_{t_i} \left[\frac{B_g}{B_{g_i}} - 1 \right]}{A}$ | $\frac{N B_{t_i} (1+m) \left[\frac{S_{w_i} C_w + C_f}{1 - S_{w_i}} \right] \Delta P}{A}$ |
| + $\frac{(w_e - w_p B_w)}{A}$ | + $\frac{w_{inj} \cdot B_{winj}}{A}$ | + $\frac{G_{inj} \cdot B_{ginj}}{A}$ |
| $= N_p [B_t + (R_p - R_{s_i}) B_g]$ | | |

طرفین را بر A تقسیم می‌کنیم

$$\Rightarrow DDI + SDI + EDI + WDI + WII + GII = 1$$

A میانگین تولید نفت در کار از مقرون است.

DDI: Depletion Drive Index (solution gas drive)

SDI: Segregation Drive Index [(Gas-cap) Drive Index]

EDI: Expansion (rock & liquid) Drive Index

WDI: Water Drive Index

در عبارت فوق اثر از Cp و Sw

WII: Injected water Index

مقدار تزریق آب به چاه

GII: Injected Gas Index

نفت آید

- فاکتورهای مشخص شده در بالا ✓ مربوط به "natural production" هستند.

یعنی primary production

| | | | |
|--------------------------|---------------------------|------------|---|
| | *** | | |
| Cp: Rock compressibility | $3-10 \times 10^{-6}$ | psi^{-1} | حجمه مقدار تراشیده یابد c کاهش می‌یابد |
| Cw: water | $2-4 \times 10^{-6}$ | psi^{-1} | |
| under saturated oil | $5-100 \times 10^{-6}$ | psi^{-1} | |
| Gas at 1000 psi | $900-1300 \times 10^{-6}$ | psi^{-1} | |
| Gas " 5000 " | $50-200 \times 10^{-6}$ | psi^{-1} | |

شان ۱-۱۱

۱-۵ Problem, مراحل گنجد

شماره مقرون نی توان کمتر از فشار حساب باشد

uses and Limitations of the Material Balance Method:

هدست از ~ ~ یا متن ~ فاکتور زیر است:

1. Determining the initial hydrocarbon in place, N & G
2. calculating water influx, w_e
3. Predicting average reservoir pressure.

برای مقایسه ی w_e باید N را داشته باشیم. برای این کار از روش Volumetric
 N را مقایسه می کنیم و با از مدل های موجود w_e را مقایسه میکنیم.

Limitations:

1. Time → در $Material\ Balance$ زمان در نظر گرفته نشده است
 - Flow Eq. و مکافهات های مختلف از لحاظ رژیم نیز در نظر گرفته می شود
 - Flow Regime
2. Rock Properties
 - ϕ
 - K
 - Capillarity
3. P.V.T data
 - supersaturation برای اینکه گاز از درون نفت آزاد شده و حرکت کند
 باید فشار بیش از 20 psi زیر فشار saturation باشد.

وقتی گاز از نفت جدا شده و در مجاورت آن باشد ← Flash

در separator و well bore دیده می شود differential

در separator و well bore دیده می شود differential اتفاق می افتد اما

در reservoir دیده می شود differential اتفاق می افتد به همراه Flash

اگر vertical permeability زیاد باشد اثر دیده می شود differential واضح تر

در پرده ی Flash انتقال حجم میان فازها رخ می دهد و وجود دارد.

4. Average Reservoir Pressure

اگر فشار متوسط مقعر را استنباط بیان کنیم، PVT Data اطلاعات مناسبی می شوند.

روش های یافتن فشار متوسط:

- pressure Buildup Test

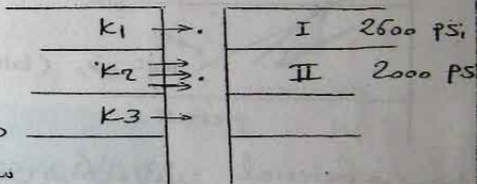
در این تست مقعر باید شرایط زیر را داشته باشد:

- * Low oil viscosity
- * High rock permeability
- * Large thickness

- pressure Gauge

assume: $k_2 \gg k_1$

در چینی حاتی Flow از لایه ۱ خینی بیشتر از لایه ۱ است. انتشار



اولیه را مثلاً 3000 psi در نظر بگیریم، انتشار در لایه ۱

بیشتر از لایه ۱ خواهد بود. اثر از gauge استعداده کن

فشاری حدود 2200 psi گزارش می کند که به خاطر اختلاف

فشار در لایه این عدد reliable نیست. این شرایط در

مقعر می مانند مارون که layered هسته حکم می نماید.

- انواع average گیری

- Thickness weighted average

$$\bar{P} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}{\sum h_i}$$



- Areal weighted average

$$\bar{P} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot A_i}{\sum A_i}$$



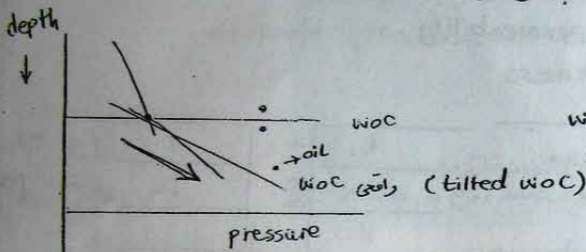
Volume weighted average =

$$\bar{P} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i V_i}{\sum_{i=1}^n V_i}$$

m ratio (uncertainty in m ratio)

$$m = \frac{V_b \cdot g \cdot \phi_g \cdot (1 - S_{wi})_g}{V_{b.o} \cdot \phi_o \cdot (1 - S_{wi})_o}$$

تمام فاکتورهای معادله‌ی رو برابر
همواره با عدم قطعیت متناسبی می‌شوند.



اثر آب جاری باشد
مورب خواهد بود

material balance خوب جواب

اگر به اندازه‌ی کافی فشار در مخزن افت پیدا کرده باشد
نی‌دهد پس باید به اندازه‌ی کافی تولید کرد.

- در مخازن که water drive و gas cap drive قوی داشته باشند چون

مستقر و مخزن کاملاً می‌شود، material balance خوب جواب نمی‌دهد.

یکشنبه ۱۶، ۹، ۸۵ ساعت: ۱۴:۴۰ - ۱۲:۴۰

- هیچ فرقی به طور کامل شبیه هم نیستند.

primary recovery

- برای حرکت، نیروی محرکه یا اختلاف پتانسیل نیاز است.

- در مخازن زیرزمینی‌های محرکه‌ای وجود دارد که ما را از اعلان نیروی اضافی برای تولید بی‌نیازی کند.

- اگر در مخزن primary recovery از immiscible gas injection استفاده شود، آن secondary recovery می‌کند.

در استخراج نفت از مخزن برای طبقه بندی:

- ultimate recovery factor
- pressure decline rate
- Gas_oil ratio
- water production

There are basically six driving mechanisms for primary recovery:

- 1 - Rock and liquid expansion drive
- 2 - Depletion drive
- 3 - Gas cap drive
- 4 - water drive
- 5 - Gravity drainage drive
- 6 - Combination drive

1. Rock and liquid expansion drive

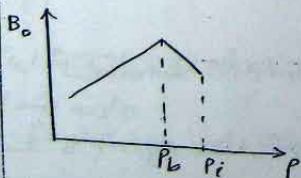
در این نوع از drive که خود را در قالب Liquid & rock compress. می دهد

$$N = \frac{N_p B_o}{C_e \Delta P B_{oi}}$$

liquid = oil + water

این مکانیزم در شرایط بالای bubble point مطرح است.

در زیر فشار اشباع نیز gas and water وجود دارد اما oil expansion expansion



$$e = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP}, \quad c = \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta P} \rightarrow \text{magnitude}$$

$$\Delta V = CV \Delta P$$

در کتابهای فشار اشباع هستند با مقدار کمی تولید، فشار به شدت افت می کند.

مقدار recovery نیز در این مخازن کم است. حدود ۱۰-۳٪.

- ultimate recovery factor $\rightarrow r < 3\%$
- pressure decline rate \rightarrow very rapid
- Gas oil ratio \rightarrow constant (R_{si}) [instantaneous GOR]
- water production \rightarrow rare or not.

(dissolved gas drive)
 (internal gas drive)

2. Depletion drive mechanism (solution gas drive)

شایع ترین نوع drive استار همیشه وجود دارد.

این نوع drive از فشار اشباع به پایین مطمح است. در زیر فشار اشباع

گاز آزاد شده و تا critical gas saturation به حرکت می ماند. این

مساب های گاز آزاد شده در اثر افت فشار expand شده و به هم می پیوندند

سپس شروع می کنند به حرکت کردن به سمت چپ و تا این

مقدار کمتر یعنی well bore. در همین حرکت

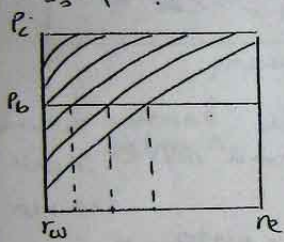
بند در اثر افت فشار expand می شوند. در

این جا به جایی گاز کمتر را با خود به چتری راند.

اینه مسأله اشکالاتی را در پی دارد.

گاز non wetting phase و وقت

wetting phase است.



critical saturation برای گاز بسیار کمتر از مایع است

چون گاز تا جایی به چسبیدن به سنگ ندارد

اثر اشباع گاز زیاد شود، K_{ro} به شدت

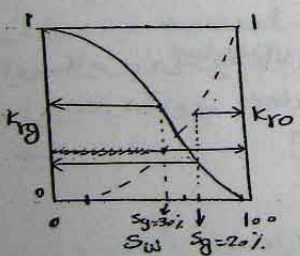
کاهش می یابد.

مثلا با $S_g = 70\%$ مقدار K_{ro} به حدود 50٪ کاهش می یابد

یا با $S_g = 30\%$ مقدار K_{ro} به 30٪

به موازات آن مقدار K_{rg} افزایش می یابد

برای مواجهه با این مشکل چه باید کرد؟



vertical permeability در مخزن زیاد باشد گاز به سمت بالا حرکت کرده و یک secondary gas cap تشکیل می‌دهد.

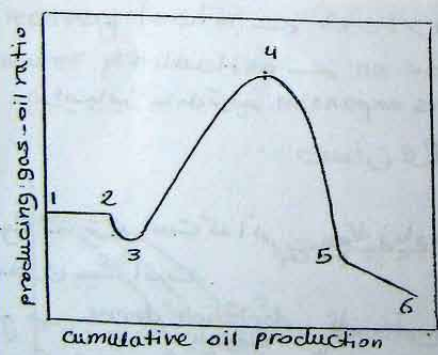
باید توجه کرد که هرچند در حالت ترازابی عمودی مناسب، گاز نسبتاً رارو به جلو نمی‌راند و تنها به سمت بالا حرکت می‌کند اما از طرفی دیگر بر ترازابی لسی لغتاً نیز تأثیر سوء نمی‌گذارد. ضمناً با تشکیل secondary gas cap نوع دیگری از drive مطرح می‌شود ← gravity drainage

- ultimate recovery factor → $5\% < R < 30\%$
- pressure decline rate → falls rapidly and continuously
- gas oil ratio → increases to a max. and then declines
- water production → little or no production

recovery factor این نوع drive زیاد خوبی نیست.

کتابهای قدیمی depletion drive را از بالای فشار اشباع یعنی فشار initial مخزن در نظر می‌گرفتند.

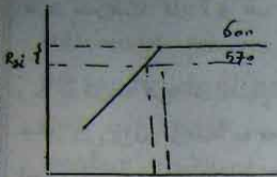
GOR in Depletion Drive Reservoirs



نقطه ۱ در فشار اولیه مخزن و نقطه ۲ در فشار اشباع مخزن است. در این محدوده مقدار GOR برابر R_{sc} است. پس از آن فشار در زیر فشار اشباع می‌افتد، یعنی که در حالت ۳ به سطح زیرین می‌رسد. کاری جدا خود ندارد و مقداری از گاز خود را در مخزن جا گذاشته که باعث می‌شود GOR کاهش یابد. کاری نیز در سطح آزادی شود در دل لغتاً بوده که الان به سطح رسیده و آنه جناب‌های به جا مانده در مخزن نیست.

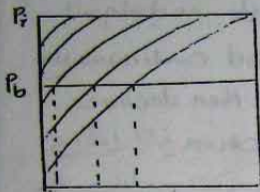


است نقطه که به سطح زمین می رسد هموزجانت $undersaturated$ برد



- پس از آن گاز شروع به حرکتی کند
 با رسیدن آنها فشار به تقاطع در دست
 مقن ، گاز در آن مناطق نیز آزاد شده و
 روی هم مقدار زیادی گاز تولیدی بشود .

این امر سبب افزایش ناگهانی مقدار GOR می شود .
 ضمناً در طول این مدت مقدار نفتی که تولید می شود
 ثابت است در حالی که مقدار گاز افزایش می یابد .



از نقطه ی E به سمت نقطه ی H چون مقدار
 R_s در وقت کاهش یافته که باعث می شود مقدار

گاز آزاد درون مقن به اندازه ی $critical\ gas\ saturation$ برسد
 یعنی نقطه ی H .

- در $actual\ case$ ما هیچ وقت به نقطه ی H نمی رسیم چون در این
 صورت برداشت از چاه به صفر نه دست .

3- Gas Cap Drive

در اینجا نیز عامل تولید $gas\ expansion$ است .

$$C = \frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \Rightarrow \Delta V = CV \Delta P$$

حجم $gas\ cap$

C_g عدد بزرگی است که اثر $V_{res. gas\ cap}$ زیاد باشد اثر جلوگیری از انقباض مقن
 مقن بیشتر است .

- در $depletion\ drive$ گاز شروع به حرکتی به سمت $wellbore$
 می کند به صورت توده های $Fingers$ اما در $gas\ cap\ drive$ ، گاز به صورت یک
 میبه در سطح وسیع به تقن فشار وارد می کند . به این جا به جایی
 $frontal\ displacement$ فریبند .

- اثر $vertical\ perm.$ زیاد باشد میبه کار $gas\ cap$ بهتری تواند
 به تقن فشار وارد کند .

oil viscosity کم باشد، چنانچه که گاز آزاد شده به نسبت cap که حرکت می کند مقدار به نسبت با این حرکت می دهد. چنانچه هرچه oil viscosity کمتر باشد، سایر cap که بزرگتر خواهد بود این بهتر است.

- آئر production rate زیاد باشد گاز زیادی آزادی می شود که آئر vertical perm. زیاد باشد گاز به cap gas می رود، در غیر این صورت گاز به نسبت چاه حرکت می کند و شیب استقامت در wellbore زیادی می شود. بنابراین گفته می شود که gas cap drive rate sensitive است.

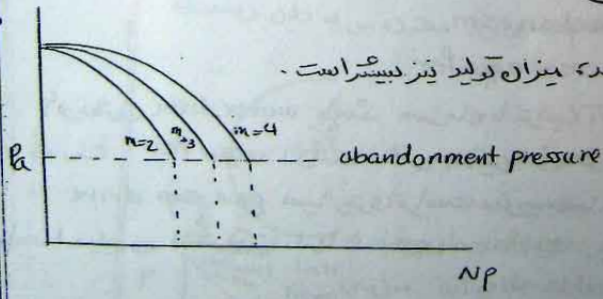
- در gas cap drive، اختلافی داشته باشد مانند gravity drainage اهمیت دارد. و هرچنانچه که به چنانچه در فشار ننگا کند بهترین خواهد بود.

- علاوه بر vertical perm. مناسب، سایر gas cap نیز باید در نظر گرفته شود. بنابراین در حالت gas cap drive و gravity drainage باید تقریباً یکسان داشت.

- rate of pressure decline \rightarrow very low (because of expansion)
- recovery factor $\rightarrow 20 < r < 60\%$
- water production \rightarrow no water production

عمیقترین باین نوع drive طولانی است.

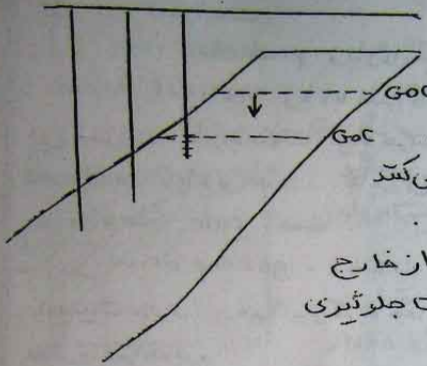
هرقدر m بزرگتر باشد، میزان تولید نیز بیشتر است.



C

Gas Conservation

چاه هایی که در بالای مقرن قرار می گیرند -
up dip wells



با تولید از چاه GOC به سمت

پایین حرکت می کند تا به

up dip wells می رسد. در چنین حالتی

این نوع چاه ها، اصولاً گاز تولید می کنند

وGOR آنها بسیار زیاد است.

در این موارد باید چاه را بست تا از خارج

شدن گاز مقرن که انرژی آن است جلوگیری

کرد.

حتی در مواردی که هنوز GOC به مشخصه های چاه نرسیده است ممکن است

پدیده ی gas coning باعث اتلاف گاز مقرن شود.

- در مواردی که oil column کوچک باشد یعنی در thin reservoir

هر قدر که gas cap نیز بزرگ باشد، گاز آن به سرعت به سمت پایین

می آید و به جای نفت، گاز شروع به تولید می کند.

4- water drive mechanism

water bearing rock \equiv aquifer

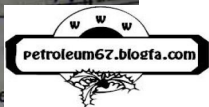
آب مقرن water drive باعث هم زمانه با تولید آب بالای آبد که نتیجه به

قدرت aquifer از امتداد فشار جلوگیری می شود. water drive از

cap drive gas بسیار قوی تر است. وجه بسا در بعضی موارد به ازای

تولید میلیون بشکه نفت تنها 1 psi افت فشار به وجود می آید.

- مقرن هم از آسانی، water drive بسیار قوی ای دارد.



pressure₂ → very low
 GOR - (because pressure drop is w
 water p₁ increases.

$$\text{water } \frac{c}{l} = \frac{q_w}{(q_o + q_w)}$$

- در اثر بالا آمدن آب مقداری از آن باقیست شراست به
 نحوی از تولید آب جلوگیری کرد. به این ترتیب water cut
 زیاد است rate تولید را کم کنیم و از طرف
 کم " " " " زیاده نابیره است چاه دوم
 هدایت کنیم

5. Gravity Mechanism → کتاب احمد فضل و بطالع کتبی

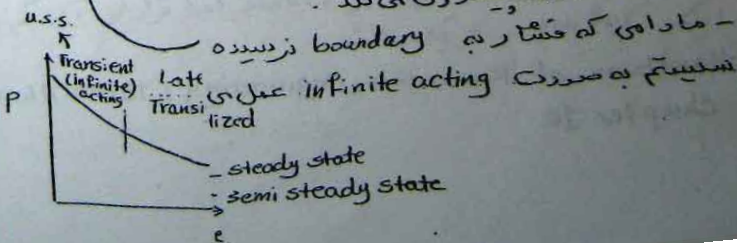
یکشنبه ۱۰، ۱۵، ۱۸

Water Influx

ی خزاینه نموی ورود آب به مخزن با ^{مطابق} شرایط های مختلفا
 موجود برای آن را بررسی کنیم.
 - آئر water bearing rocks در مجاورت سنگ شکر در امتد شرایط
 می توانند آب خورد را وارد مخزن کنند.
 - آب در اثر expansion وارد مخزن می یه دلیل رسیدن
 افت فشار به حسیت aquifer



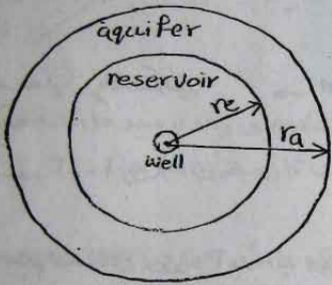
افت فشار از دهانه ی چاه آغاز شده و تا
 boundary مخزن می شیری می کند



ت زمان خاصی طول می کشد تا effect انتفاک را به همی
 boundary... های. مقرر برسد به این زمان
 Late transient
 گویند. مثلاً برای یک مقرر کاملاً استوانه‌ای
 دارد. اما برای اشکال دیگر چنین نیست.



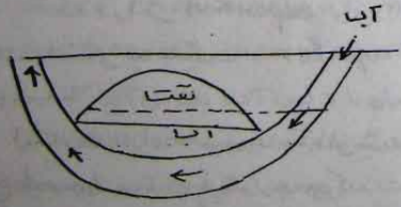
معادلات Late transient بسیار دشوار است.
 تمام معادلات Fluid Flow که تاکنون برای تعقا در دسترس مقرر
 مطرح شده است، برای آب در aquifer نیز صادق است.



مقدار آبی که از aquifer بر اثر
 expansion آب وارد مقرر می شود:

$$\Delta V = C_T \Delta P$$

هنگامی که از aquifer آب وارد مقرر می شود بر اثر عبور
 overburden pressure، pore volume، مربوط به aquifer کاهش
 می یابد. این مسئله منجر می شود به هزایت بیشتر سیال به سمت چاه



هر جا سطح آب از سطح مقرر
 با نالتر باشد به آن Artesian Flow
 گویند.

classification of Aquifers

1. Degree of Pressure Maintenance
2. Outer Boundary Conditions
3. Flow Regimes
4. Flow Geometries

از نظر فوق برای دسته بندی aquifer ها استفاده می کنند.

1. Degree of Pressure Maintenance

ممکن است یک aquifer آنقدر چتری باشد که کاملاً فشار معقرن را maintain کند. در این صورت به آن active water drive گویند.

1. Active water drive
2. partial " "
3. limited " "

- اگر مقدار سیالی که از معقرن خارج می شود برابر مقدار آبی باشد که از aquifer وارد معقرن می شود، فشار معقرن ثابت می ماند. یعنی مقادیر حجمی سیال و آب در شرایط معقرن.

partial water drive

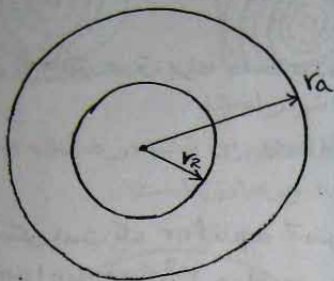
مقدار آبی که از aquifer وارد معقرن می شود کمتر از مقدار withdrawal است. این امر موجب کاهش فشار معقرن می شود.

Limited water drive

- ممکن است aquifer بزرگ باشد اما ترابی آن کم باشد و یا اینکه aquifer کوچک باشد.

outer Boundary Condition

نسبت چاه به مخزن مانند نسبت مخزن است به aquifer
 این به این معناست که مخزن مانند یک چاه عملی کند برای aquifer



- چاه به عنوان inner terminal و
 مخزن به outer برای Boundary condition عملی کند.

در سیستم مخزن - aquifer
 مخزن ← inner terminal
 aquifer ← outer

The pressure of aquifer is detected at original WOC inner boundary

- infinite acting → تا شرایط شار هتوز به r_a نرسیده است
- finite → به r_a رسیده است

$$t_s = \frac{r_a^2}{4\eta} \quad \eta = \frac{6.33 K}{\phi \mu c} \quad \left\{ \begin{array}{l} K: \text{Darcy} \\ t_s: \text{day} \end{array} \right. \quad \eta = \frac{0.000264 K}{\phi \mu c} \quad \left\{ \begin{array}{l} K: \text{d} \\ t_s: \text{hr} \end{array} \right.$$

تمام physical properties در در معادله با آن مربوط به aquifer است.

$$C_T = S_w C_w + S_o C_o + S_g C_g + C_f \rightarrow \text{Reservoir}$$

$$C_T = C_w + C_f \rightarrow \text{aquifer}$$

چون در aquifer وقت و گاز وجود ندارد

- از لحاظ Flow regime نیز aquifer مانند مخزن به سه صورت
 u.s.s, p.s.s, و عملی کند.

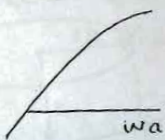
Flow Re

1. steady
2. unsteady (transient) $\rightarrow \frac{dP}{dt} \neq \text{constant}$
3. Semi-steady $\rightarrow \frac{dP}{dt} = \text{constant}$

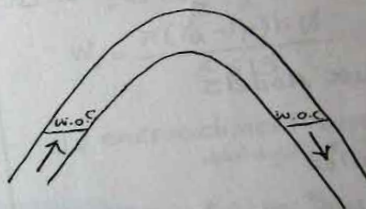
Flow Ge

1. Bottom
2. Edge
3. Linear

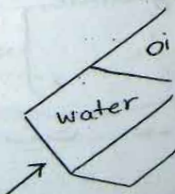
1. Bottom drive
2. Edge water drive



Bottom water



3. Linear ke:



$$q = 1.127 \frac{kA}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \quad \text{linear}$$

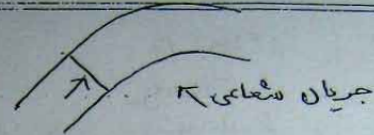
$$q = \frac{7.08 kh}{\mu B_0} \frac{P_e - P_w}{\ln \frac{r_e}{r_w} + s} \quad \text{radial}$$

در حالت فشار درجهت شعاع radial flow



در حالتی که لایه ها کاملاً horizontal

مستقیم k_v داریم



— جریان شعاعی واقعی در واقع یک component عمودی نیز دارد که برای ساده سازی معادلات از آن صرف نظر می شود.

{ Constant rate terminal solution دو حالت حل معادله
 = pressure = diffusivity

— برداشت با فشار ثابت کفچاه از طریق پمپ انجام می شود.

— در Bottom water drive ما آب هم به صورت عمودی (به سمت بالا) و هم به صورت شعاعی حرکت می کند. پس در اینجا k_v نیز اهمیت دارد.

Water Influx Models

1. Pot Aquifer
2. schilthuis² Steady-state
3. Hurst's modified steady-state
- ✓ 4. Van Everdingen and Hurst unsteady state.
 - Edge water drive
 - Bottom water drive
 } ⇒ Superposition
5. The Carter-Tracy unsteady state → در کتاب نیست
6. Fetkovich's method
 - Radial Aquifer
 - Linear Aquifer

Pot Aquifer

Compressibility در این روش ~~مکانیزم حرکت آبی در این روش~~

$$C = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \Rightarrow \Delta V = \overset{\text{total compressibility}}{C_V} \Delta P$$

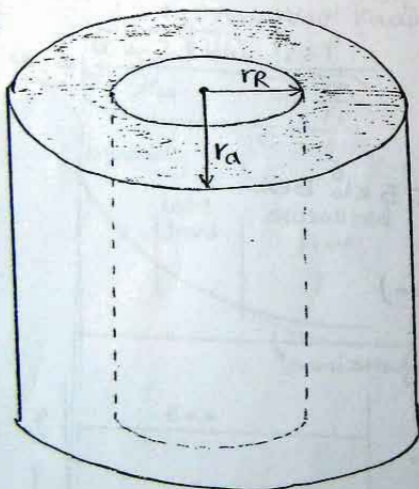
مجموع آب موجود در aquifer

$$W_e = (C_w + C_f) W_i (P_i - P)$$

W_i : initial volume of water in the aquifer, BBL

P_i : = reservoir pressure

P : current = (pressure at original water contact)



$$W_i = \frac{\pi (r_a^2 - r_R^2) h \phi}{5.615}$$

θ : encroachment angle
 زاویه احاطه

$$W_e = (C_w + C_f) W_i f (P_i - P)$$

$$f = \frac{\theta}{360}$$

f : Fractional encroachment angle

top view



ممکن است aquifer تمام مقعر را احاطه نکند -

Example

Calculate the cumulative water influx that results from a pressure drop of 200 psi at the oil-water contact with an encroachment angle of 80° . The reservoir-aquifer system is characterized by the following properties.

| Property | Reservoir | Aquifer |
|---------------------------|--------------------|--------------------|
| radius, ft | 2600 | 10000 |
| Porosity | 0.18 | 0.12 |
| C_p , Psi^{-1} | 4×10^{-6} | 3×10^{-6} |
| C_w | 5×10^{-6} | 4×10^{-6} |
| h | 20 | 25 |

Solution:

$$W_i = \frac{\pi (10000^2 - 2600^2) (25) (0.12)}{5.615} = 156.5 \times 10^6 \text{ bbl}$$

$$W_e = (3+4) \times 10^{-6} (156.5 \times 10^6) \left(\frac{80}{360} \right) (200)$$

$$= 48689 \text{ bbl}$$

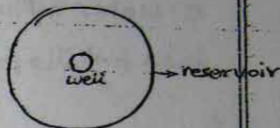
تاریخ: ۹، ۱۵، ۱۳۸۵

Schilthuis' steady state model

اساس این مدل قانون دارسی است که برای $laminar$ ، $newtonian$ و no interaction between fluid & rock است. $steady$ state کاربرد دارد. ضمناً no interaction between fluid & rock نیز مطرح است.

For oil:

$$q_o = \frac{0.00708 kh}{\mu} \frac{P_e - P_w}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \quad \frac{bbl}{day}$$



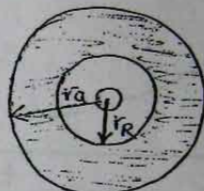
For water:

r_a : aquifer radius

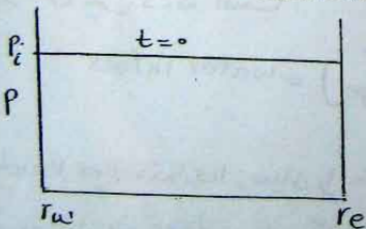
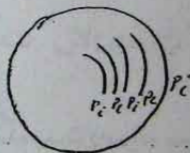
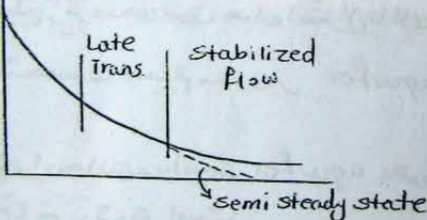
r_R : reservoir radius

$$q_w = \frac{0.00708 kh}{\mu_w} \frac{P_i - P}{\ln \frac{r_a}{r_R}}$$

q_w : rate of water influx = $\frac{dw_e}{dt}$



transient



بسته به degrees of pressure maintenance مربوط

به aquifer، مقدهای ترانزیه به S.S.

P.S.S. برسد.

- وسیله‌ای با یایعات با فشار چندان تغییر نمی‌کند.
- با ورود آب به مخزن r_R شروع به کوچک شدن می‌کند و این اشکالی است که برای مدل گرفته می‌شود، اما در کل تغییرات r_R زیاد نیست.

h aquifer ثابت است.

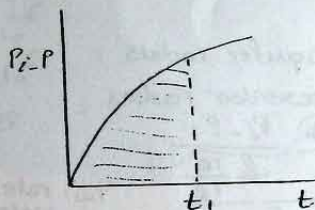
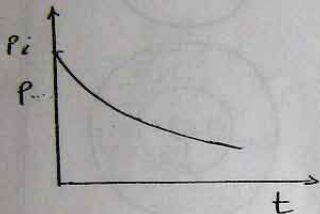
معادله *

$$\frac{dwe}{dt} = c(P_i - p) \Rightarrow dwe = c(P_i - p) dt$$

$$\Rightarrow we = c \int_0^t (P_i - p) dt \rightarrow \text{این فرمول مربوط به هیدر مدل است.}$$

c: water influx constant

اگر pressure history را در W.O.C داشته باشیم می توانیم منحنی $P_i - p$ نسبت به t را رسم کنیم.

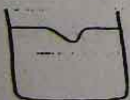


- سطح زیر منحنی فوق همان انترگرال بالای صفحه است.

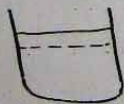
- c مشخصه ی سیستم مخزن ر aquifer است. رگانی است یکبار و همیشه مشور

- c را در حالتی می یابیم که aquifer علاوه بر اینکه مخزن را به حالت S.S درآورد خودش نیز S.S است.

$$[\text{oil voidage}] + [\text{free gas voidage}] + [\text{water voidage}] = \text{water influx}$$



چامد (مانند کرم)



(بایخ)

- voidage یعنی مقداری از سیال را خارج کنیم.

- اگر به اندازه ی voidage هر کدام از سیالات مخزن آید بار در مخزن شود، نفت است یعنی کند.

- معادله ی بالا را می توان به صورت rate نیز نوشت.

instantaneous



$$\frac{dN_p}{dt} \cdot B_0 + (R - R_s) \frac{dN_p}{dt} \cdot B_g + \frac{dW_p}{dt} \cdot B_w = \frac{dW_e}{dt}$$

مقدار به ازای $\frac{dW_e}{dt}$ را از معادله‌ی بالا وارد معادله‌ی * می‌کنیم