

مخازن گازی^۱

مخازنی که تنها گاز آزاد^۲ داشته باشند، مخازن گازی اند که شامل مخلوطی از هیدروکربن‌های تماماً گازی هستند. بسته به ترکیب گاز همراه و دما و فشاری که تجمع هیدروکربنی در آن قرار دارد، این مخلوط می‌تواند گاز خشک^۳، گاز تر^۴ یا میعانات گازی^۵ باشد.

مخازن گازی یا زیر نفوذ آب آکیفر سازند مجاور یا به صورت حجمی اند (یعنی نفوذ آب وجود ندارد).

-
- 1- Gas Reservoirs
 - 2- Free Gas
 - 3- Dry Gas
 - 4- Wet Gas
 - 5- Condensate Gas

در اکثر محاسبات مهندسی از ضریب حجمی گاز (B_g) و ضریب انبساط گاز (E_g) استفاده می شود. هر دو ضریب در فصل دوم با معادلات (۲-۵۲) تا (۲-۵۶) تعریف شدند که دوباره در این جا یادآوری می شوند:

ضریب حجمی گاز (B_g) به صورت حجم اشغال کرده n مول از گاز در دما و فشار معین تقسیم بر حجم اشغال کرده مقدار معادلی گاز در شرایط استاندارد تعریف شده است. با استفاده از معادله حالت گاز حقیقی^۱ برای هر دو شرایط:

$$B_g = \frac{p_{sc}}{T_{sc}} \frac{zT}{p} = 0.02827 \frac{zT}{p} \quad (۱-۱۳)$$

ضریب انبساط گاز به سادگی به صورت عکس B_g تعریف می شود:

$$E_g = \frac{T_{sc}}{p_{sc}} \frac{p}{zT} = 35.37 \frac{p}{zT} \quad (۲-۱۳)$$

B_g ضریب حجمی گاز، ft^3/scf ؛

E_g ضریب انبساط گاز، scf/ft^3 ؛

در این فصل دو رویکرد برای تخمین مقدار گاز در جای اولیه و میزان ذخیره گاز ارائه می شوند. مقدار نهایی ضریب برداشت نیز برای هر دو مکانیزم آبران و حجمی بررسی می شوند:

• روش حجمی؛

• روش موازنه جرم.

روش حجمی^۲

داده‌های استفاده شده برای تخمین حجم خلل و فرج یک مخزن گازی داده‌های حاصل از لاگ‌های چاه پیمایی، آنالیزهای مغزه، فشار ته چاه^۱ (BHP)، نمونه سیال

1- Real Gas

2- Volumetric Method

سازند و آزمایش های فشار سازند هستند. این داده‌ها برای توسعه نقشه‌های زیرزمینی گوناگون استفاده می‌شوند. از این میان، نقشه‌های برش مقطع ساختمانی و چینه‌شناسی می‌توانند برای تخمین مساحت گستره مخزن و شناسایی ناپیوستگی‌های موجود در مخزن مانند گم‌شدن لایه به صورت ناپیوستگی، گسل‌ها یا سطوح تماس گاز-آب مفید باشند. نقشه‌های بسته یا همتراز (*Contour Maps*)، که معمولاً برای یک سازند شناخته شده و معلوم رسم می‌شوند، با خطوطی که نقاط هم ارتفاع را به هم مرتبط می‌کنند ساخته می‌شوند. این نقشه‌ها ساختار زمین شناسی سازند را مجسم می‌کنند. نقشه‌های زیرزمینی ایزوپچ^۲ با هم وصل کردن نقاط هم ضخامت سازند گازدار ساخته می‌شوند. با این نقشه‌ها می‌توان مقدار حجم متخلخل مخزن را با محاسبه مساحت بین خطوط هم ضخامت (ایزوپچ) و استفاده از تکنیک‌های محاسبه تقریبی حجم مانند روش دوزنقه‌ای یا هرمی تخمین زد.

معادله حجمی برای تخمین مقدار گاز درجا در هر مرحله تولید مفید است. در زمان توسعه مخزن، قبل از این که محدوده‌های مخزن به درستی تعریف شوند، معمولاً مقدار گاز درجا در هر ایکرفوت از حجم کل سنگ مخزن محاسبه می‌شود. ضرب کردن این واحد در حجم کل مخزن مقدار گاز درجای مخزن را به دست می‌دهد. بعد از گذشت مدتی از عمر مخزن (زمانی که مرزهای مخزن به خوبی تعریف شدند) و با استفاده از داده‌های عملکرد تولیدی آن مخزن می‌توان با محاسبات حجمی مقدار گاز به دست آمده از روش‌های موازنه جرم را کنترل کرد. معادله محاسبه گاز درجا به صورت زیر است:

$$G = \frac{43,560 Ah \phi (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \quad (3-13)$$

G گاز درجا، *scf*؛

A مساحت مخزن، *acres*؛

h متوسط ضخامت مخزن، *ft*؛

1- Bottom Hole Pressure
2- Subsurface Isopachous Maps

ϕ تخلخل؛

S_{wi} درجه اشباع آب؛

B_{gi} ضریب حجمی گاز، ft^3/scf .

از این معادله می‌توان برای محاسبه مقدار گاز قابل برداشت از یک مخزن، چه در شرایط اولیه و چه در شرایط ترک مخزن، بهره گرفت.

گاز باقی مانده - گاز اولیه = گاز تولید شده

یا:

$$G_p = 43,560 Ah \phi (1 - S_{wi}) \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{ga}} \right) \quad (4-13)$$

B_{ga} ضریب حجمی گاز است که در فشار ترک مخزن ارزیابی می‌شود. در روش حجمی فرض می‌شود که حجم خلل و فرجی که گاز اشغال کرده ثابت است. البته زمانی که مکانیزم مخزن آبران باشد، مقادیر h, A و S_w تغییر خواهند کرد.

مثال ۱-۱۳

یک مخزن گازی دارای خصوصیات زیر است:

$$h = 30 \text{ ft}$$

$$\phi = 0.15$$

$$p_i = 2600 \text{ psi}$$

$$S_{wi} = 20\%$$

$$A = 3000 \text{ acres}$$

$$T = 150^\circ F$$

p	z
2600	0.82
1000	0.88
400	0.92

مقدار تولید انباشتی گاز و همچنین ضریب برداشت گاز را در فشارهای 1000 و 400 psi محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: محاسبه حجم متخلخل مخزن ($P.V$):

$$P.V = 43,560 Ah \phi$$

$$P.V = 43,560(3000)(30)(0.15) = 588.06 \text{MMft}^3$$

مرحله دوم: محاسبه B_g در هر فشار داده شده با معادله (۱۳-۱):

p	z	$B_g, \text{ft}^3/\text{scf}$
2600	0.82	0.0054
1000	0.88	0.0152
400	0.92	0.0397

مرحله سوم: محاسبه گاز درجا در فشار 2600 psi :

$$G = 588.06(10^6)(1 - 0.2)/0.0054 = 87.12 \text{MMMscf}$$

مرحله چهارم: چون فرض شده مخزن حجمی است، مقدار گاز باقی مانده در 1000 و 400 psi را محاسبه کنید.

* گاز باقی مانده در 1000 psi :

$$G_{1000 \text{ psi}} = 588.06(10^6)(1 - 0.2)/0.0152 = 30.95 \text{MMMscf}$$

* گاز باقی مانده در 400 psi :

$$G_{400 \text{ psi}} = 588.06(10^6)(1 - 0.2)/0.0397 = 11.95 \text{MMMscf}$$

مرحله پنجم: محاسبه تولید انباشتی گاز (G_p) و ضریب برداشت (RF)^۱ در 1000 و 400 psi * در 1000 psi :

1- Recovery Factor

$$G_p = (87.12 - 30.95) \times 10^9 = 56.17 \text{ MMMscf}$$

$$RF = \frac{56.17 \times 10^9}{87.12 \times 10^9} = 64.5\%$$

* در 400 psi:

$$G_p = (87.12 - 11.95) \times 10^9 = 75.17 \text{ MMMscf}$$

$$RF = \frac{75.17 \times 10^9}{87.12 \times 10^9} = 86.3\%$$

ضریب برداشت برای مخازن گازی حجمی 80 تا 90 درصد است. اگر یک آکیفر قوی در مخزن وجود داشته باشد، در فشارهای بالا گیر افتادن گاز باقی مانده می تواند ضریب برداشت را بسیار کاهش دهد و به 50 تا 80 درصد برساند.

روش موازنه جرم^۱

اگر تاریخچه فشار-تولید یک مخزن گازی کافی باشد، گاز در جای اولیه (G)، فشار اولیه مخزن و ذخیره گاز را می توان بدون معلوم بودن مقادیر S_w یا h, ϕ, A محاسبه کرد. این مسئله یک موازنه مولی یا جرمی گاز را تشکیل می دهد:

$$n_p = n_i - n_f \quad (۵-۱۳)$$

n_p مول های گاز تولید شده؛

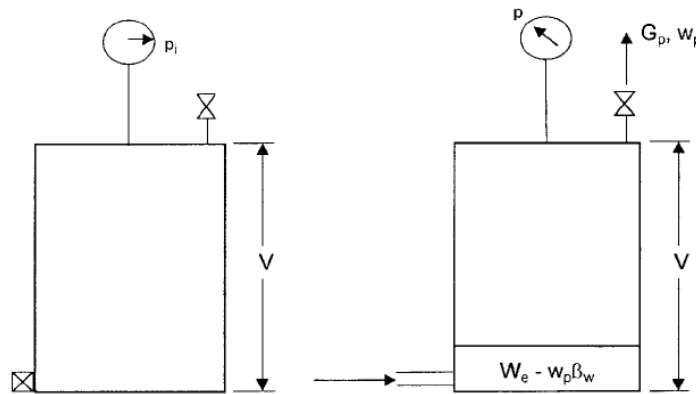
n_i مول های گاز اولیه در مخزن؛

n_f مول های گاز باقی مانده در مخزن.

شکل ۱-۱۳ یک مخزن گازی ایده آل را به شکل یک ظرف نشان می دهد. با استفاده از قانون گاز حقیقی می توان معادل مقدار مول های گاز را در معادله (۵-۱۳) قرار داد:

$$\frac{p_{sc} G_p}{RT_{sc}} = \frac{p_i V}{z_i RT} - \frac{p[V - (W_e - W_p)]}{zRT} \quad (۶-۱۳)$$

- p_i فشار اولیه مخزن؛
- G_p تولید انباشتی گاز، scf ؛
- p فشار کنونی مخزن؛
- V حجم گاز اولیه، ft^3 ؛
- z_i ضریب انحراف گاز در p_i ؛
- z ضریب انحراف گاز در p ؛
- T دما، $^{\circ}R$ ؛
- W_e نفوذ انباشتی آب، ft^3 ؛
- W_p تولید انباشتی آب ft^3 .



شکل ۱-۱۳: نمای ایده ال یک مخزن گازی آبران

معادله (۶-۱۳) اصولاً یک معادله کلی موازنه جرم (MBE) است و بسته به نوع کاربرد و مکانیزم رانش به شکل های مختلفی بیان می شود. در کل، مخازن گاز خشک به دو زیردسته تقسیم می شوند:

- مخازن گاز حجمی؛

• مخازن گاز آبران!

در ادامه این فصل تلاش می‌شود زمینه‌ای پایه از مهندسی گاز طبیعی ارائه شود.

مخازن گاز حجمی

برای یک مخزن حجمی با فرض تولید نشدن آب، معادله (۶-۱۳) به شکل زیر خلاصه می‌شود:

$$\frac{p_{sc} G_p}{T_{sc}} = \left(\frac{p_i}{z_i T} \right) V - \left(\frac{p}{z T} \right) V \quad (۷-۱۳)$$

این معادله معمولاً به دو حالت بیان می‌شود:

حالت اول: به صورت عبارتی از p/z

با آرایش مجدد معادله (۷-۱۳) و حل آن نسبت به p/z :

$$\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \left(\frac{p_{sc} T}{T_{sc} V} \right) G_p \quad (۸-۱۳)$$

این معادله زمانی که (p/z) نسبت به تولید انباشتی گاز (G_p) رسم شود، یک خط راست را نشان می‌دهد (شکل ۲-۱۳). این رابطه یکی از روابط تعیین ذخیره گاز^۲ است که به وفور از آن استفاده می‌شود.

مهندسان نفت می‌توانند با این رابطه خصوصیات مخزنی را به دست آورند:

شیب خط راست:

$$Slope = \frac{p_{sc} T}{T_{sc} V} \quad (۹-۱۳)$$

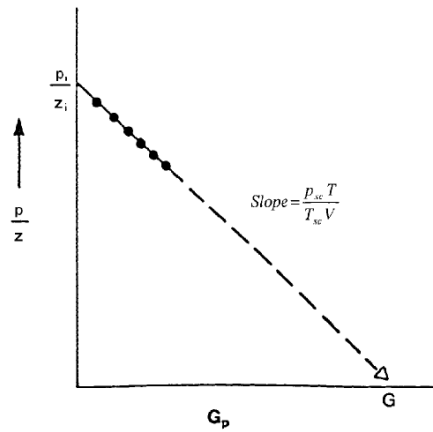
1- Water- Drive Gas Reservoirs

2- Gas Reserve

می توان حجم اولیه گاز (V) را با شیب این خط محاسبه کرد. از روی این حجم می توان مقدار مساحت گستره مخزن را به دست آورد:

$$V = 43,560 Ah \phi (1 - S_{wi}) \quad (۱۰-۱۳)$$

در این معادله A بیانگر مساحت مخزن به ایگر است؛
 عرض از مبدأ این خط در $G_p = 0$ مقدار p_i/z_i را به دست می دهد؛
 تقاطع این خط با خط $p/z = 0$ مقدار گاز در جای اولیه G_p را به scf نشان می دهد؛
 مقدار تولید انباشتی گاز یا ضریب برداشت گاز را در هر فشاری با این خط می توان محاسبه کرد.



شکل ۱۳-۲: معادله موازنه جرم گاز

مثال ۲-۱۳

تاریخچه تولید یک مخزن گاز حجمی به صورت زیر است:

Time, t years	Reservoir pressure, p psia	z	Cumulative production, G _p MMMscf
0.0	1798	0.869	0.00
0.5	1680	0.870	0.96
1.0	1540	0.880	2.12
1.5	1428	0.890	3.21
2.0	1335	0.900	3.92

داده‌های زیر نیز موجوداند:

$$\phi = 13\%$$

$$S_{wi} = 0.52$$

$$A = 1060 \text{ acres}$$

$$h = 54 \text{ ft}$$

$$T = 160^\circ F$$

مقدار گاز در جای اولیه را با روش‌های حجمی و موازنه جرم به دست آورید.

جواب

مرحله اول: محاسبه B_{gi} با معادله (۱-۱۳):

$$B_{gi} = 0.02827 \frac{(0.869)(164 + 460)}{1798} = 0.00853 \text{ ft}^3 / \text{scf}$$

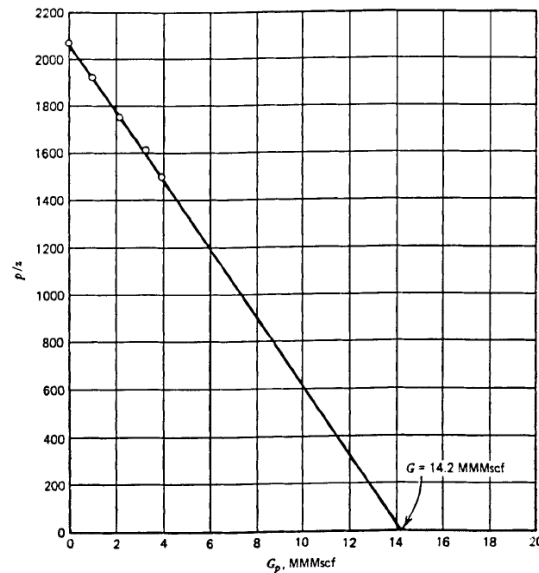
مرحله دوم: محاسبه گاز در جای اولیه با روش حجمی و معادله (۳-۱۳):

$$G = 43,560(1060)(54)(0.13)(1 - 0.52) / 0.00853 = 18.2 \text{ MMMscf}$$

مرحله سوم: رسم p/z نسبت به G_p و تعیین مقدار G (شکل ۳-۱۳):

$$G = 14.2 \text{ MMMscf}$$

این مقدار محاسبات حجم را کنترل می‌کند.



شکل ۱۳-۳: رابطه p/z و G_p برای مثال ۱۳-۲

می‌توان حجم گاز اولیه مخزن (V) را به صورت عبارتی از حجم گاز در شرایط استاندارد بیان کرد:

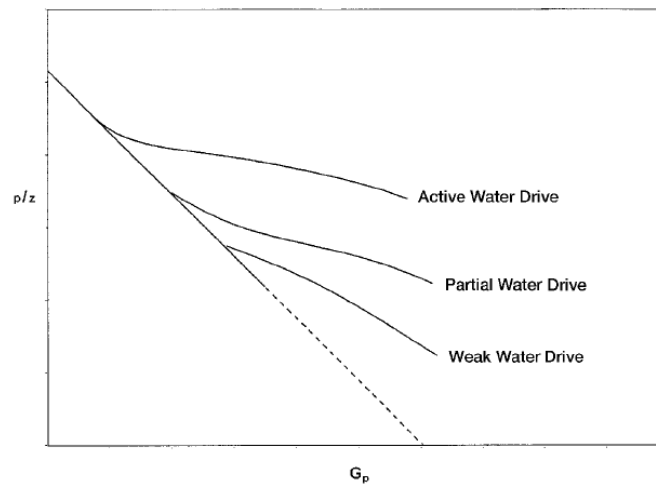
$$V = B_g G = \left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}} \frac{z_i T}{p_i} \right) G$$

از ترکیب معادله بالا با معادله (۱۳-۸):

$$\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \left[\left(\frac{p_i}{z_i} \right) \frac{1}{G} \right] G_p \quad (11-13)$$

این معادله دوباره نشان می‌دهد که برای یک مخزن حجمی، رابطه p/z و G_p اساساً خطی است و نیز برونیابی این خط راست در $p/z = 0$ مقدار گاز درجای اولیه $G = G_p$ را به دست می‌دهد.

از نمودار معادله (۱۳-۱۱) برای تشخیص حضور جریان نفوذی آب استفاده می‌شود (شکل ۱۳-۴). انحراف گراف p/z نسبت به G_p رابطه خطی حضور جریان نفوذی آب را در مخزن نشان می‌دهد.



شکل ۴-۱۳: تأثیر رانش آب بر رابطه p/z و G_p

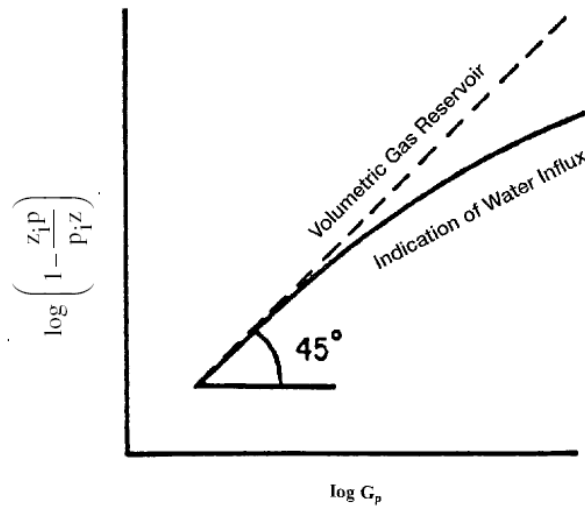
تعدادی روش نموداری نیز برای حل موازنه جرم گاز پیشنهاد شده‌اند که برای تشخیص حضور نفوذ آب مفیداند. یکی از این روش‌ها روش نمودار انرژی (*Energy Plot*) است. این نمودار بر اساس معادله (۱۱-۱۳) بنا نهاده شده و از هر دو طرف این معادله لگاریتم گرفته شده است (شکل ۵-۱۳):

$$\log \left[1 - \frac{z_i p}{p_i z} \right] = \log G_p - \log G \quad (12-13)$$

معادله بالا نشان می‌دهد که نتیجه رسم $\left[1 - \frac{z_i p}{p_i z} \right]$ نسبت به G_p در مختصات لگاریتمی، خطی راست با شیب واحد (زاویه 45°) است. از برونمایی این خط تا یک، روی محور عمودی ($p = 0$)، مقدار گاز در جای اولیه (G) به دست می‌آید. گراف‌های این نوع تحلیل به عنوان نمودارهای انرژی شناخته می‌شوند. از این نمودارها برای تشخیص نفوذ آب^۱ در اوایل عمر یک مخزن استفاده می‌شود. اگر W_e صفر نباشد، شیب منحنی کمتر از یک خواهد بود و با گذشت زمان نیز به علت

1- Water Influx

افزایش W_e مقدار شیب کاهش می‌یابد. یک شیب در حال افزایش، تنها در نتیجه نشت گاز از مخزن یا برداشت بد داده‌ها حاصل می‌شود زیرا افزایش شیب نشان می‌دهد که با گذشت زمان گاز فضای خالی مخزن را اشغال کرده است.



شکل ۱۳-۵: یک نمودار انرژی

حالت دوم: به صورت عبارتی از B_g

با استفاده از تعریف ضریب ضریب حجمی گاز:

$$B_{gi} = \frac{V}{G}$$

ترکیب عبارت بالا با معادله (۱۳-۱) نتیجه می‌دهد:

$$\frac{p_{sc}}{T_{sc}} \frac{z_i T}{p_i} = \frac{V}{G} \quad (13-13)$$

V حجم اولیه گاز درجا در شرایط مخزن، ft^3 ؛

G حجم گاز اولیه درجا در شرایط استاندارد، scf ؛

p_i فشار اولیه مخزن؛

z_i ضریب تراکم‌پذیری گاز در p_i .

معادله (۱۳-۱۳) را می‌توان با معادله (۱۳-۷) ترکیب کرد:

$$G = \frac{G_p B_g}{B_g - B_{gi}} \quad (14-13)$$

این معادله نشان می‌دهد برای محاسبه حجم اولیه گاز تنها به اطلاعات مربوط به تولید، فشار، وزن مخصوص گاز برای محاسبه ضرایب z و دمای مخزن نیاز است. در اوایل عمر تولیدی یک مخزن، مقدار مخرج کسر طرف راست معادله موازنه جرم بسیار کوچک و صورت کسر نسبتاً بزرگ است. تغییری اندک در مخرج کسر باعث ایجاد اشتباهی فاحش در مقدار گاز محاسبه شده در جای اولیه می‌شود. بنابراین در زمان‌های اولیه عمر تولیدی یک مخزن، نمی‌توان زیاد به معادله موازنه جرم اعتماد کرد.

موازنه‌های جرم مخازن گاز حجمی ساده هستند. مقدار گاز درجای اولیه را می‌توان از معادله (۱۴-۱۳) با گذاردن تولید انباشتی گاز و ضریب‌های حجمی سازند متناسب در فشارهای مربوطه در طول دوره تاریخچه تولید به دست آورد. اگر نتیجه محاسبات متوالی در زمان‌های مختلف در طول تاریخچه مقادیری سازگار با گاز درجای اولیه باشد، مخزن تحت کنترل حجمی عمل می‌کند و می‌توان به مقدار G محاسبه شده اعتماد کرد (شکل ۱۳-۶). با تعیین G و اثبات فقدان نفوذ آب در مخزن می‌توان از معادله مشابهی برای پیش‌بینی‌های عملکرد تولید گاز به صورت تابعی از فشار مخزن استفاده کرد.

ایکوکو^۱ نشان داده اگر جریان نفوذی آب در مخزن وجود داشته باشد، استفاده متوالی از معادله (۱۴-۱۳) نشان می‌دهد که طبیعتاً با گذشت زمان مقادیر گاز درجای اولیه G افزایش می‌یابند.

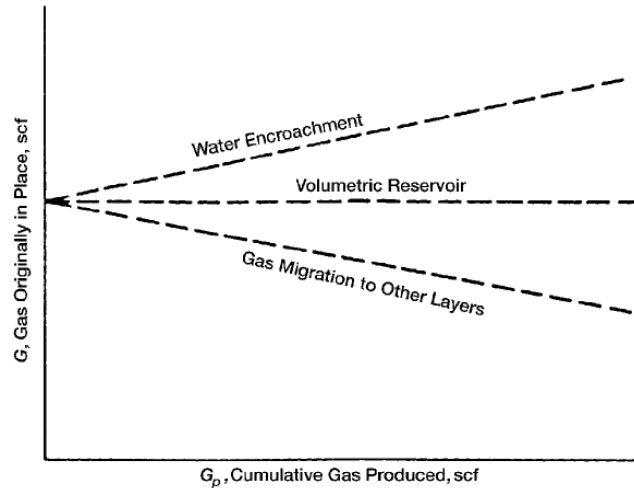
اگر به دلیل سیمانکاری بد یا نشت لوله جداره، گاز به یک لایه دیگر نشت کند، مقدار G با گذشت زمان کاهش می‌یابد.

بعد از تولید 360MMscf گاز از یک مخزن گاز حجمی، فشار مخزن از 3200psi به 3000psi افت کرده است. با این تغییر فشار مقادیر ضریب حجمی سازند نیز به صورت زیر تغییر کرده اند:

$$B_{gi} = 0.005278\text{ ft}^3/\text{scf}$$

$$B_g = 0.005390\text{ ft}^3/\text{scf}$$

الف) مقدار گاز درجای اولیه را محاسبه کنید.



شکل ۱۳-۶: تخمین گرافیکی گاز درجای اولیه

ب) با فرض این که فشارهای اندازه‌گیری شده نادرست‌اند و فشار متوسط مخزن 2900psi است، مقدار گاز درجای اولیه را دوباره محاسبه کنید. ضریب حجمی گاز سازند در این فشار معادل $0.005390\text{ ft}^3/\text{scf}$ است.

جواب

الف) مقدار G با معادله (۱۳-۱۴) به دست می‌آید:

$$G = \frac{360 \times 10^6 (0.00539)}{0.00539 - 0.005278} = 17.325\text{MMMscf}$$

ب) محاسبه مجدد G با مقدار صحیح B_g :

$$G = \frac{360 \times 10^6 (0.00558)}{0.00558 - 0.005278} = 6.652 \text{ MMMscf}$$

بنابراین خطای 100 psi که تنها 3.5% از کل فشار مخزن است، تقریباً باعث 160% افزایش مقدار گاز در جای اولیه (یعنی تقریباً $2/5$ برابر افزایش) شده است. در اواسط عمر مخزن یا اواخر آن خطایی در محاسبه گاز درجا در مخزن به وجود نخواهد آمد و تنها در زمانهای اولیه عمر یک مخزن رخ می‌دهد.

مخازن گازی آبران

اگر مکانیزم یک مخزن گازی آبران باشد، با وجود معلوم بودن داده‌های فشار، دما، تولید و وزن مخصوص هنوز دو مجهول در موازنه جرم وجود دارند: گاز در جای اولیه و نفوذ انباشتی آب. برای استفاده از معادله موازنه جرم برای محاسبه گاز در جای اولیه، باید بعضی از روش‌های مستقل تخمین W_e (نفوذ انباشتی آب) را به صورتی که در فصل یازدهم آمده ارائه داد. معادله (۱۳-۱۴) را می‌توان با شامل کردن جریان نفوذ انباشتی آب و تولید آب به صورت زیر اصلاح کرد:

$$G = \frac{G_p B_g - (W_e - W_p B_w)}{B_g - B_{gi}} \quad (15-13)$$

معادله بالا را می‌توان به صورت زیر نوشت:

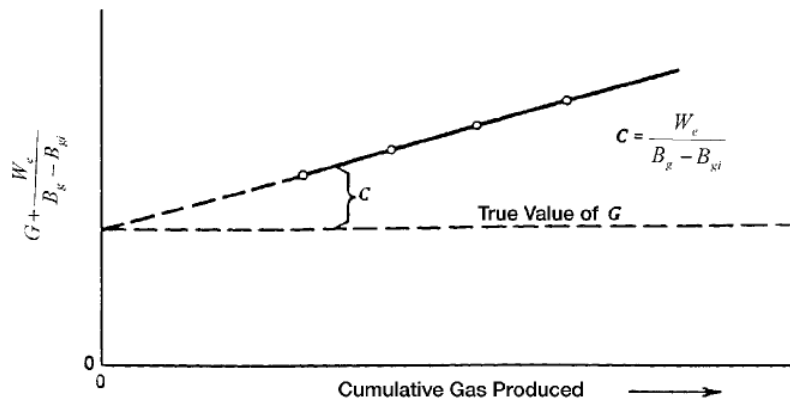
$$G + \frac{W_e}{B_g - B_{gi}} = \frac{G_p B_g + W_p B_w}{B_g - B_{gi}} \quad (16-13)$$

این معادله نشان می‌دهد که برای یک مخزن حجمی ($W_e = 0$) طرف سمت راست معادله، بدون توجه به مقدار G_p گازی که تولید شده، ثابت خواهد بود. برای یک

مخزن آبران، مقادیر سمت راست این معادله به خاطر ترم $(B_g - B_{gi})$ افزایش خواهند یافت. نموداری از چندین مقدار در بازه‌های متوالی زمان در شکل ۷-۱۳ نشان داده شده است. برونیابی خط تشکیل شده با رسم این نقاط به صورت پسر و تا نقطه $G_p = 0$ مقدار حقیقی G را نشان می‌دهد زیرا زمانی که $G_p = 0$ باشد $(B_g - B_{gi})$ نیز صفر است.

از این تکنیک گرافیکی برای تخمین مقدار W_e استفاده می‌شود زیرا، در هر زمان، اختلاف خط افقی (مقدار حقیقی G) و خط مورب $(G + W_e)/(B_g - B_{gi})$ مقدار $W_e/(B_g - B_{gi})$ را به دست می‌دهد.

چون نفوذ آب همیشه گاز را دور می‌زند و یا به دام می‌اندازد، ضرایب برداشت برای مخازن گازی با مکانیزم آبران بسیار کمتر از ضرایب برداشت مخازن حجمی با انبساط ساده گاز هستند. به علاوه، حضور ناهنجاری‌هایی مانند مناطقی با نفوذپذیری پایین یا لایه‌بندی‌ها در مخزن می‌تواند مقدار استحصال گاز را پایین بیاورد. در مخازن حجمی گاز نهایت میزان برداشت 80% تا 90% است در حالی که در مخازن آبران گازی به 50% تا 80% پایین می‌آید.



شکل ۷-۱۳: تأثیر نفوذ آب بر محاسبه گاز در جای اولیه

معادله موازنه جرم به صورت خطی راست

هاولنا و اوده موازنه جرم را به صورت عباراتی از گاز تولیدی، انبساط سیال و نفوذ آب بیان کرده‌اند:

میزان تولید به دلیل انبساط گاز = میزان استحصال سیال از مخزن
 نفوذ آب + میزان تولید به دلیل انبساط آب یا تراکم خلل و خرج +

یا:

$$G_p B_g + W_p B_w = G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi} \frac{(c_w S_{wi} + c_f)}{1 - S_{wi}} \Delta p + W_e B_w \quad (17-13)$$

با استفاده از نامگذاری و علامت هایی که هاولنا و اوده در فصل یازدهم ارائه کرده‌اند:

$$F = G(E_g + E_{f,w}) + W_e B_w \quad (18-13)$$

عبارات F , E_g و $E_{f,w}$ به صورت زیر تعریف می‌شوند:

تخلیه سیال زیر سطحی F :

$$F = G_p B_g + W_p B_w \quad (19-13)$$

انبساط گاز E_g :

$$E_g = B_g - B_{gi} \quad (20-13)$$

انبساط سنگ و آب $E_{f,w}$:

$$E_{f,w} = B_{gi} \frac{(c_w S_{wi} + c_f)}{1 - S_{wi}} \quad (21-13)$$

با فرض این که انبساط سنگ و آب (ترم $E_{f,w}$) در مقایسه با انبساط گاز (E_g) قابل چشم‌پوشی است، معادله (۱۲-۱۸) به صورت زیر خلاصه می‌شود:

$$F = GE_g + W_e B_w \quad (۱۳-۲۲)$$

در نهایت با تقسیم هر دو طرف معادله بر E_g :

$$\frac{F}{E_g} = G + \frac{W_e B_w}{E_g} \quad (۱۳-۲۳)$$

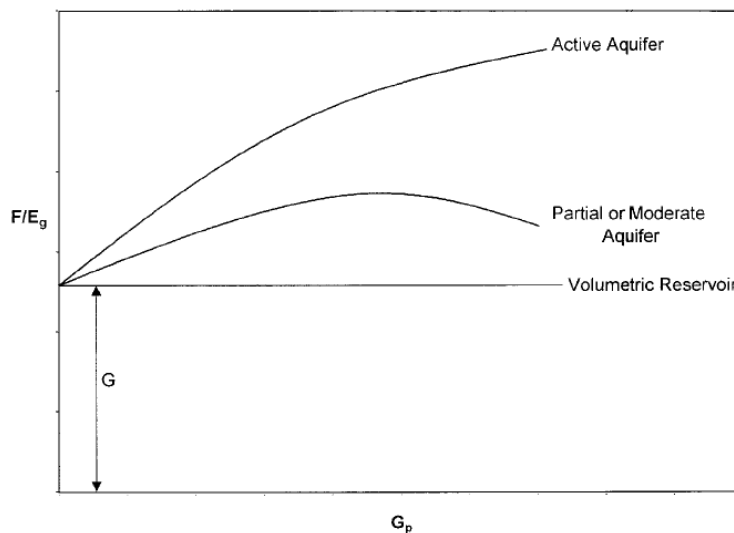
با استفاده از داده‌های تولید، فشار و PVT ، طرف سمت چپ این عبارت باید به صورت تابعی از تولید انباشتی گاز (G_p) رسم شود تا تغییرات این عبارت در زمان تخلیه مخزن بازبینی شوند. رسم F/E_g نسبت به زمان تولید یا افت فشار Δp می‌تواند گویای این تغییرات باشد.

دایک نظر جالبی دربارهٔ نقاط ضعف و قوت MBE به صورت یک خط راست دارد. او نشان داده که منحنی یکی از سه حالت شکل ۱۳-۸ را خواهد داشت. اگر مخزن از نوع تخلیه حجمی باشد ($W_e = 0$)، مقادیر F/E_g ارزیابی شده باید در طول یک بازهٔ شش ماهه به صورت یک خط راست موازی با محور طول‌ها قرار گیرند و عرض از مبدأ این خط بیانگر $GIIP$ خواهد بود.

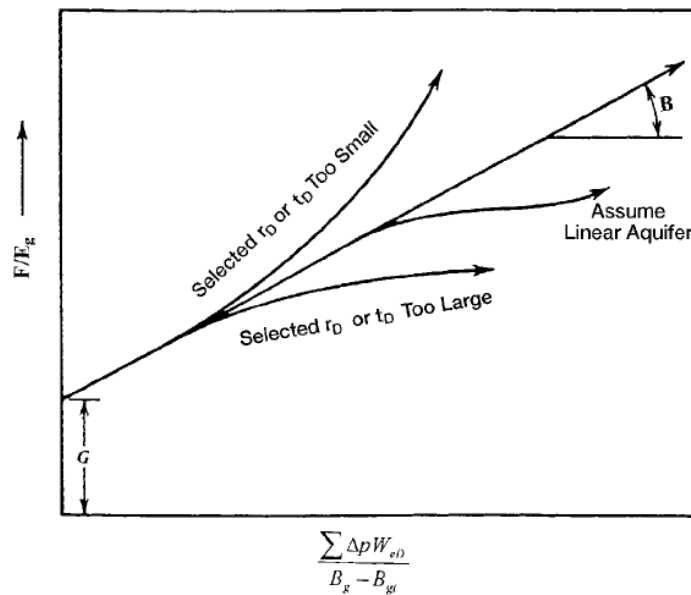
دوباره، اگر جریان نفوذ طبیعی آب بر مخزن تأثیر بگذارد، معمولاً نمودار F/E_g به صورت یک سهمی به سمت پایین خواهد بود که شکل دقیقش به اندازه و قدرت آکیفر و میزان دبی برداشت گاز از مخزن بستگی دارد. برونیایی پسرو روند F/E_g در محور عرض‌ها تخمینی از $GIIP$ به دست می‌دهد ($W_e \approx 0$). البته در این ناحیه منحنی می‌تواند به شدت غیر خطی شود که در این صورت نتایج نامطمئن به دست خواهند آمد. امتیاز عمده رسم F/E_g بر حسب G_p به دیگر روش‌ها این است که درک این که یک مخزن زیر نفوذ طبیعی آب است یا خیر در این روش

راحت تر است. نمودار معادله (۱۳-۲۳) در شکل ۱۳-۹ نشان داده شده است. به شرط این که مجموع حالت ناپایدار جریان نفوذی ($\sum \Delta p W_{eD}$) درست فرض شده باشد، گراف F/E_g بر حسب $\sum \Delta p W_{eD}/E_g$ خطی راست است. این خط محور Y ها را در مقدار گاز در جای اولیه (G) قطع می‌کند و شیب آن معادل ثابت جریان نفوذی آب B است.

منحنی‌های غیرخطی در صورتی به دست می‌آیند که آکیفر به خوبی توصیف نشده باشد. یک منحنی سیستماتیک به سمت بالا یا پایین نشان می‌دهد که عبارت مجموع به ترتیب یا بسیار کوچک و یا بسیار بزرگ است؛ در حالی که منحنی S شکل نشان می‌دهد که باید یک آکیفر خطی را به جای شعاعی در نظر گرفت. نقاط مربوطه باید به صورت متوالی از چپ به راست رسم شوند. نقض این توالی مشخص می‌کند که یک مرز آکیفر حساب نشده در مخزن وجود دارد و یا این که باید آکیفر کوچکتری در محاسبه ترم نفوذ آب فرض شود.



شکل ۱۳-۸: تشخیص مکانیزم رانش مخزن



شکل ۹-۱۳: معادله موازنه جرم هاولنا و اوده برای یک مخزن گازی

یک سیستم نامتناهی خطی می‌تواند بهتر از یک سیستم شعاعی معرف بعضی از مخازن مانند مخازنی به شکل بلوک‌های گسلی در گنبد‌های نمکی باشد. ریشه دوم زمان جایگزین ترم بدون بعد جریان نفوذی آب ون اوردینگن- هارست (W_{eD}) می‌شود:

$$W_e = C \sum \Delta p_n \sqrt{t - t_n} \quad (24-13)$$

C ثابت جریان نفوذی آب، ft^3/psi ؛

t زمان (در هر واحد دلخواه مثلاً روز، سال و ...).

ثابت جریان نفوذی آب (C) را باید با استفاده از تولید گذشته و فشار میدان همراه با روش هاولنا- اوده تعیین کرد. برای یک سیستم خطی، میزان تخلیه زیر سطحی^۱ (F) بر حسب $(B_g - B_{gi}) / \left[\sum \Delta p_n \sqrt{t - t_n} \right]$ در مختصات کارتزین

رسم می‌شود نتیجه خطی راست است که عرض از مبدأ آن مقدار G و شیب آن ثابت جریان نفوذی آب (C) را به دست می‌دهد.
 برای نمایش استفاده از مدل آکیفر خطی در معادله موازنه جرم گاز به صورتی که اوده پیشنهاد داده است، مسئله زیر را دنبال می‌کنیم.

مثال ۱۳-۴

تخمین حجمی گاز درجای اولیه برای یک مخزن گاز خشک $1.3-1.65 \times 10^{12} scf$ است. ترم‌های تولید، فشارها و انبساط گاز مربوطه ($E_g = B_g - B_{gi}$) در جدول ۱۳-۱ نمایش داده شده‌اند. مقدار گاز درجای اولیه را برای این مخزن محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: فرض کنید مخزن گاز حجمی است.

مرحله دوم: نمودار p/z را نسبت به G_p یا نمودار $G_p B_g / (B_g - B_{gi})$ نسبت به G_p رسم کنید.

مرحله سوم: با رسم $G_p B_g / (B_g - B_{gi})$ برحسب $G_p B_g$ یک منحنی رو به بالا به دست می‌آید که نشانگر جریان نفوذی آب است (شکل ۱۳-۱).

مرحله چهارم: با فرض یک جریان نفوذی آب خطی، نمودار $G_p B_g / (B_g - B_{gi})$ نسبت به $\left[\sum \Delta p_n \sqrt{t - t_n} \right] / (B_g - B_{gi})$ رسم کنید (شکل ۱۳-۱۱).

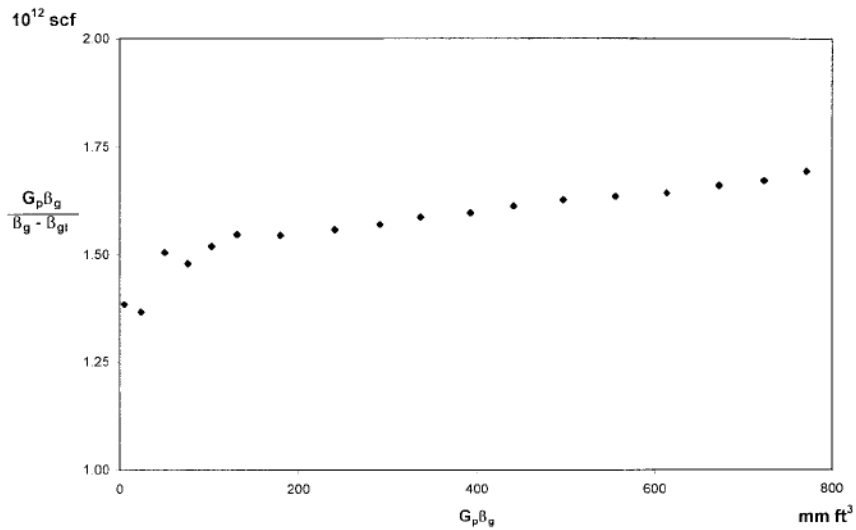
مرحله پنجم: همان‌طور که شکل ۱۳-۱۱ نشان می‌دهد، رابطه خط راست مدرکی کافی برای اثبات حضور آکیفر خطی است.

مرحله ششم: از شکل ۱۳-۱۱ مقدار گاز درجای اولیه G و ثابت جریان نفوذی آب خطی C را به دست آورید.

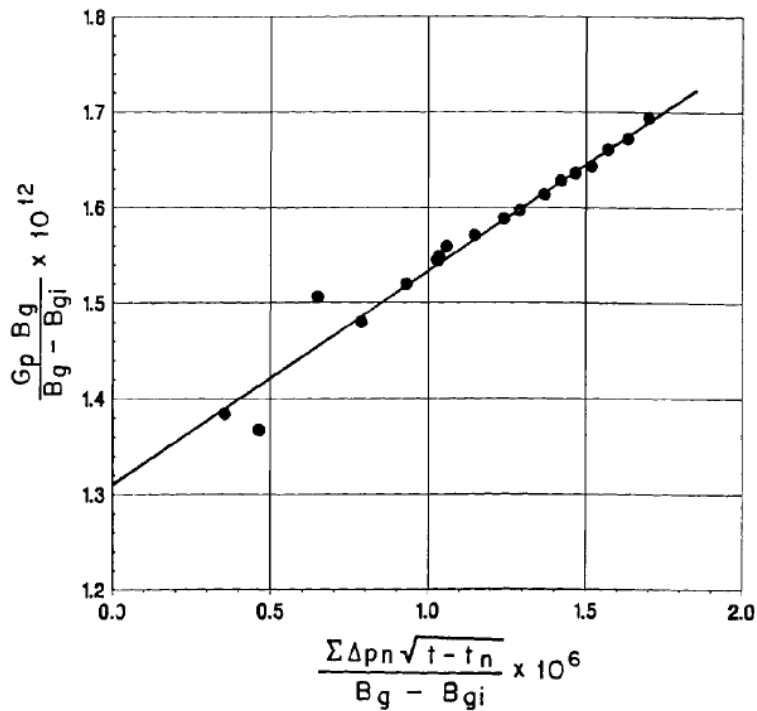
$$G = 1.325 \times 10^{12} scf$$

$$C = 212.7 \times 10^3 ft^3 / psi$$

Time (months)	Average Reservoir Pressure (psi)	$E_g = (B_g - B_{gi}) \times 10^{-6}$ (ft ³ /scf)	$F = (G_b B_g) \times 10^6$ (ft ³)	$\frac{\sum \Delta p_n Z t - t_n}{B_g - B_{gi}}$ (10 ⁶)	$\frac{F/E_g = G_p B_g}{B_g - B_{gi}}$ (10 ¹²)
0	2,883	0.0	—	—	—
2	2,881	4.0	5.5340	0.3536	1.3835
4	2,874	18.0	24.5967	0.4647	1.3665
6	2,866	34.0	51.1776	0.6487	1.5052
8	2,857	52.0	76.9246	0.7860	1.4793
10	2,849	68.0	103.3184	0.9306	1.5194
12	2,841	85.0	131.5371	1.0358	1.5475
14	2,826	116.5	180.0178	1.0315	1.5452
16	2,808	154.5	240.7764	1.0594	1.5584
18	2,794	185.5	291.3014	1.1485	1.5703
20	2,782	212.0	336.6281	1.2426	1.5879
22	2,767	246.0	392.8592	1.2905	1.5970
24	2,755	273.5	441.3134	1.3702	1.6136
26	2,741	305.5	497.2907	1.4219	1.6278
28	2,726	340.0	556.1110	1.4672	1.6356
30	2,712	373.5	613.6513	1.5174	1.6430
32	2,699	405.0	672.5969	1.5714	1.6607
34	2,688	432.5	723.0868	1.6332	1.6719
36	2,667	455.5	771.4902	1.7016	1.6937



شکل ۱۰-۱۳: تشخیص جریان نفوذی آب



شکل ۱۳-۱۱: نمودار معادله هاولنا و اوده برای مثال ۱۳-۴

مخازن گاز با فشار غیر نرمال^۱

همرلیندل^۲ نشان داده که در مخازن گاز حجمی که فشارشان غیرعادی بالاست، با رسم منحنی p/z نسبت به G_p ، به خاطر اثرات تراکم‌پذیری سیال دو شیب مجزا ظاهر می‌شوند (شکل ۱۳-۱۲). شیب نهایی نمودار p/z تندتر از شیب اولیه است. در نتیجه مقدار ذخیره تخمین زده شده از قسمت اولیه منحنی به شدت همراه با خطاست. شیب اولیه ناشی از انبساط گاز و صیانت فشار حاصل از متراکم شدن سازند، انبساط کریستال‌ها و انبساط آب است. در گرادیان فشار تقریباً نرمال، متراکم شدن سازند اصولاً کامل است. در این صورت در مخزن تنها انبساط گاز نرمال در نظر گرفته می‌شود. این فرضیه برای شیب دوم مصداق دارد. اکثر تصمیمات اولیه بر اساس برونیایی نمودار p/z در اوایل عمر مخزن گرفته می‌شوند؛ بنابراین اثرات

1- Abnormally Pressured Gas Reservoirs

2- Hammerlindl

تغییر حجم متخلخل هیدروکربن بر تخمین های ذخیره، بهره‌دهی و فشار را باید به خوبی درک کرد.

عملکرد همه مخازن گازی به تراکم‌پذیری مؤثر، نه تراکم‌پذیری گاز، وابسته است. زمانی که فشار غیرنرمال و بیش از اندازه بالاست، تراکم‌پذیری مؤثر ممکن است دو برابر یا بیشتر از تراکم‌پذیری گاز باشد. در این صورت مقدار فوت مکعب گاز تولیدی اولیه از مخزن ناشی از 50 درصد انبساط گاز و 50 درصد تراکم‌پذیری سازند و انبساط آب خواهد بود. با افت فشار مخزن، سهم انبساط گاز در تولید، به دلیل نزدیک شدن تراکم‌پذیری گاز به تراکم‌پذیری مؤثر، بیشتر می‌شود. با استفاده از تراکم‌پذیری سازند، تولید گاز و فشارهای ته چاهی مسدود، دو شیوه برای تصحیح ذخیره تخمین زده شده از داده‌های زمان های آغازین برداشت از مخزن (با فرض نبود نفوذ آب) ارائه می‌شوند.

روچ^۱ تکنیکی گرافیکی را برای تحلیل مخازنی گازی که فشارشان غیرطبیعی بالاست ارائه داده است. معادله موازنه جرم (معادله ۱۳-۱۷) را می‌توان به صورت زیر برای یک مخزن حجمی گاز نوشت:

$$(p/z)c_t = (p_i/z_i) - \left[1 - \frac{G_p}{G} \right] \quad (13-25)$$

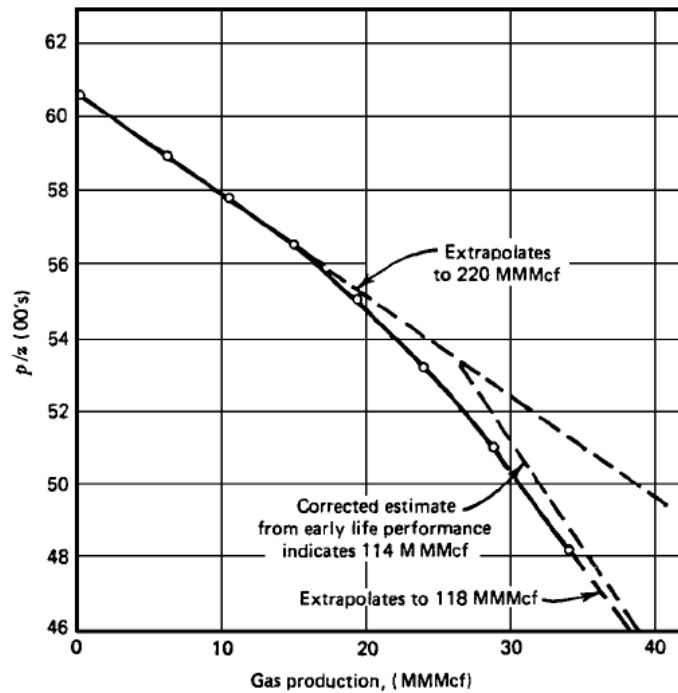
$$c_t = 1 - \frac{(c_f + c_w S_{wi})(p_i - p)}{1 - S_{wi}} \quad (13-26)$$

ترم E_R (انبساط سنگ)^۲ به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$E_R = \frac{c_f + c_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (13-27)$$

1- Roach

2- Rock Expansion



شکل ۱۳-۱۲: p/z بر حسب تولید انباشتی

می‌توان معادله (۱۳-۲۶) را به صورت زیر دوباره نویسی کرد:

$$c_i = 1 - E_R(p_i - p) \quad (۱۳-۲۸)$$

معادله (۱۳-۲۵) نشان می‌دهد که رسم $(p/z)c_i$ نسبت به تولید انباشتی گاز در مختصات کارتیزین خطی راست است که تقاطع آن با محور x ها مقدار گاز درجای اولیه و تقاطع آن با محور y ها مقدار p/z اولیه را به دست می‌دهد. چون c_i مجهول است و باید با انتخاب مقادیر تراکم‌پذیری حاصل از بهترین انطباق خط راست به دست آید، این روش یک فرایند آزمایش و خطاست.

روچ از داده‌های میدان گازی *Mobile - David Anderson* برای نمایش کاربرد معادلات (۱۳-۲۵) و (۱۳-۲۸) و تعیین نمودار مقدار گاز درجای اولیه استفاده کرد. فشار اولیه این مخزن در عمق 11300 ft برابر با 9507 psig بوده است.

تخمین های حجمی گاز در جای اولیه نشان دادند که مخزن حاوی $69.5MMMscf$ گاز است. نمودار تاریخچه p/z نسبت به G_p (شکل ۱۳-۱۳) مقدار گاز در جای اولیه را $87MMMscf$ نشان داده است.

روچ با رویه سعی و خطا نشان داد که یک خط راست مقدار ترم انبساط سنگ (E_R) را برابر 18.5×10^{-6} و مقدار گاز در جای اولیه $75MMMscf$ را نشان می دهد (شکل ۱۳-۱۳).

به نظر روچ برای خودداری از استفاده از روش سعی و خطا، می توان معادلات (۱۳-۲۵) و (۱۳-۲۸) را با هم ترکیب کرد و به صورت یک معادله خطی در آورد:

$$\alpha = \left(\frac{1}{G}\right)\beta - E_R \quad (29-13)$$

$$\alpha = \frac{[(p_i/z_i)(p/z)] - 1}{(p_i - p)} \quad (30-13)$$

$$\beta = \frac{(p_i/z_i)(p/z)}{(p_i - p)} \quad (31-13)$$

G گاز در جای اولیه، scf ؛

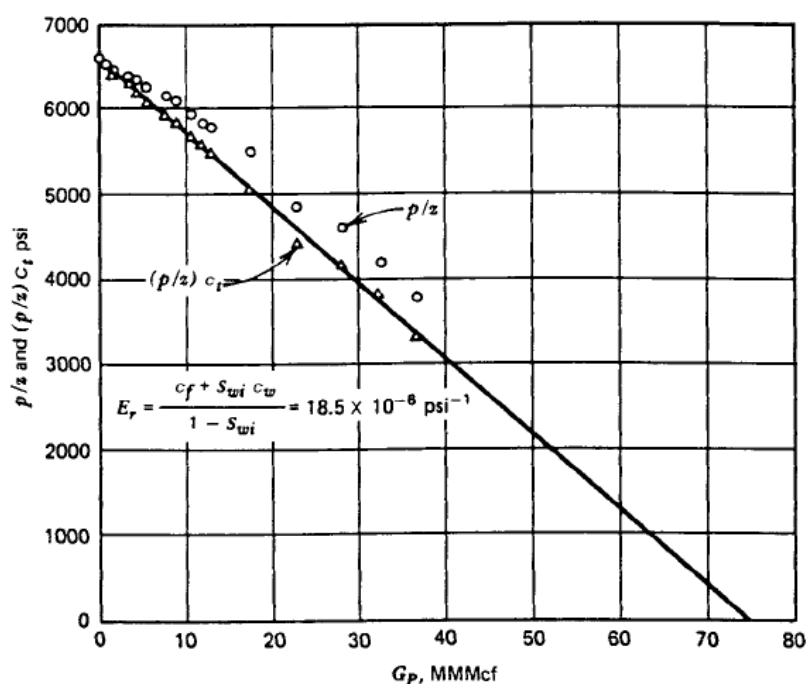
E_R ترم انبساط سنگ، psi^{-1} ؛

S_{wi} درجه اشباع آب اولیه.

روچ نشان داده که نتیجه رسم α نسبت به β خطی راست با شیب $1/G$ و عرض از مبدأ $-E_R$ است. وی برای این نمایش از معادله (۱۳-۲۹) برای میدان گازی موبیل - دیوید^۱ استفاده کرد (شکل ۱۳-۱۴). با استفاده از شیب این خط مقدار G برابر با $75.2MMMscf$ و با استفاده از عرض از مبدأ مقدار $E_R = 18.5 \times 10^{-6}$ به دست آمد.

بگلند و وایتهد^۱ روشی را برای پیش‌بینی درصد برداشت از مخازن گازی فشار بالای حجمی، از فشار اولیه تا فشار ترک مخزن، تنها با استفاده از داده‌های اولیه مخزن پیشنهاد کرده‌اند. در این روش، تراکم‌پذیری‌های سنگ و آب به فشار وابسته‌اند. این دو حالت زیر را برای معادله موازنه جرم برای یک مخزن حجمی گاز به دست آوردند:

$$r = \frac{G_p}{G} = \frac{B_g - B_{gi}}{B_g} + \frac{B_{gi} S_{wi} \left[\frac{B_{tw}}{B_{twi}} - 1 + \frac{c_f (p_i - p)}{S_{wi}} \right]}{B_g} \quad (۱۳-۳۲)$$



شکل ۱۳-۱۳: p/z بر حسب تولید انباشتی

r ضریب برداشت؛

B_g ضریب حجمی گاز سازند، bbl/scf ؛

c_f تراکم پذیری سازند، psi^{-1} ؛

B_{fw} ضریب حجمی آب دو فازی bbl/STB ؛

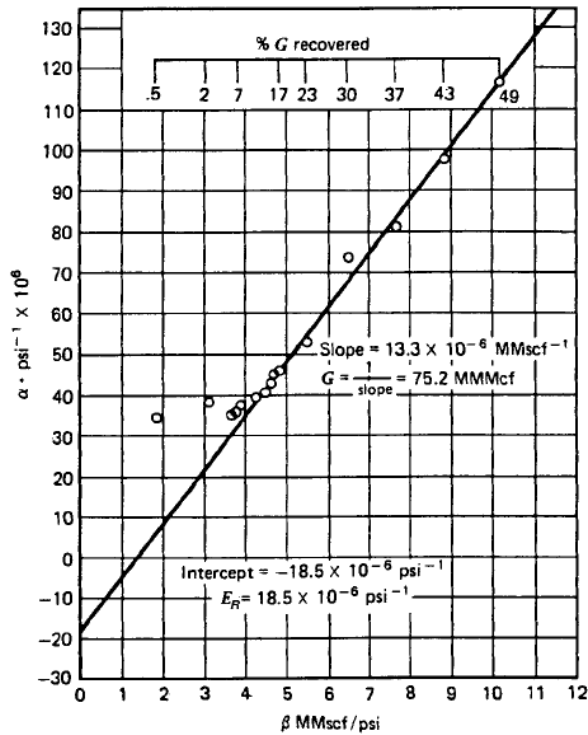
B_{fwi} ضریب حجمی آب دو فازی اولیه، bbl/STB .

FVF دو فازی آب از معادله زیر به دست می آید:

$$B_{fw} = B_w + B_g (R_{swi} - R_{sw}) \quad (۱۳-۳۳)$$

R_{sw} قابلیت انحلال گاز در فاز آب، scf/STB ؛

B_w FVF آب، bbl/STB .



شکل ۱۳-۱۴: موازنه جرم گاز

سه فرض زیر به صورت ذاتی در معادله (۱۳-۳۲) وجود دارند:

- وجود یک مخزن گازی تک فازی، حجمی؛

- عدم وجود تولید آبی؛
- ثابت بودن تراکم‌پذیری سازند (c_f) در کل دوره افت فشار ($p_i - p$).
 بگلند و وایتهد نشان داده‌اند که تغییرات تراکم‌پذیری آب (c_w) در تغییرات B_{fw} همراه با فشار نهفته است (معادله ۱۳-۳۳).
 به نظر آن دو به علت وابستگی c_f به فشار، اگر فشار مخزن از فشار اولیه به چند صد psi پایین‌تر افت کند، معادله (۱۳-۳۲) صحیح نیست. وابستگی c_f به فشار را می‌توان در حل معادله (۱۳-۳۲) به صورت افزایشی لحاظ کرد.

تأثیر دبی تولیدی گاز بر میزان برداشت نهایی

مخازن گاز حجمی اساساً با انبساط گاز تخلیه می‌شوند؛ بنابراین میزان برداشت نهایی از دبی تولید گاز مستقل است. درجه اشباع گاز در این نوع مخازن هرگز کاهش نمی‌یابد و تنها تعداد پوندهای اشغال‌کننده خلل و فرج مخزن کم می‌شود. بنابراین کاهش فشار ترک مخزن^۱ تا حد امکان مهم است. در مخازن گازی بسته، استحصال ۹۰٪ از گاز در جای اولیه غیرمعمول نیست.

کول نشان داده در مخازن گازی آبران، ضریب برداشت به دبی وابسته است. میزان دبی تولیدی می‌تواند دو اثر بر درصد نهایی برداشت گاز بگذارد: ۱- در یک مخزن آبران، فشار ترک ممکن است نسبتاً بالا باشد (گاهی تنها چندین psi زیر فشار اولیه). در چنین حالتی، تعداد پوندهای گاز باقی‌مانده در خلل و فرج در فشار ترک مخزن نسبتاً زیاد است.

البته نفوذ آب باعث کاهش درجه اشباع گاز می‌شود. بنابراین فشار ترک بالا تا حدی با کاهش درجه اشباع اولیه گاز جبران می‌شود. اگر مخزن بتواند با دبی بیشتری از دبی جریان نفوذ آب تولید کند، بدون این که پدیده مخروطی آب رخ دهد، می‌توان با یک دبی تولیدی بالا از دو امتیاز ترکیب کاهش فشار ترک و کاهش درجه اشباع اولیه گاز استفاده کرد و مقدار ضریب برداشت را به حداکثر رساند. ۲- مشکلات

1- Reservoir Abandonment Pressure

مربوط به پدیده مخروطی آب در مخازن گازی بسیار شدیداند. در این حالت میزان دبی تولیدی را برای کاهش دامنه بزرگی این مشکل باید محدود کرد. کول نشان داده که میزان برداشت از مخازن گازی آبران اساساً کمتر از میزان برداشت از مخازن بسته گازی^۱ است. به صورت یک قانون عمومی، میزان برداشت از مخازن گازی آبران تقریباً 50 تا 80 درصد از گاز درجای اولیه است. موقعیت ساختاری چاه های تولید کننده و درجه پدیده مخروطی آب ملاحظات مهمی در تعیین میزان برداشت نهایی هستند. در بعضی موقعیت ها میزان برداشت آبران می تواند بیشتر از میزان برداشت حجمی باشد (مثلاً زمانی که مکان چاه بسیار بالا باشد که پدیده مخروطی آب به وجود نیاید). فشار ترک عامل اصلی تعیین کارایی میزان برداشت و نفوذپذیری و معمولاً مهمترین عامل تعیین اندازه بزرگی فشار ترک مخزن است. مخازنی با نفوذپذیری پایین فشارهای ترک بالاتر از مخازن با نفوذپذیری بالا دارند. در مخازن گازی با نفوذپذیری بالاتر باید یک دبی جریان حداقل مشخص را در نظر گرفت. نفوذپذیری بالاتر باعث می شود که این دبی در یک فشار پایین تر به دست آید.

مخازن گازی سفت^۲

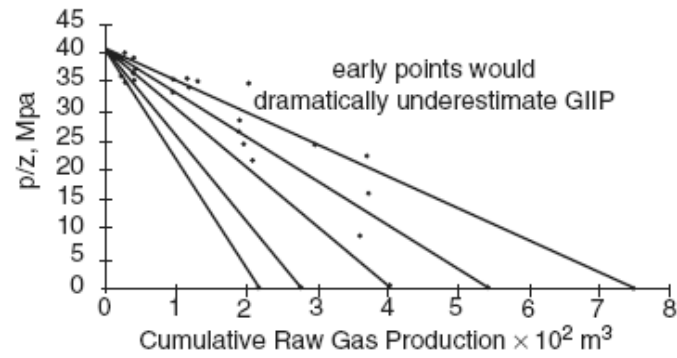
به مخازن گازی که نفوذپذیری آنها کمتر از ۰/۱ میلی داری است اصطلاحاً مخازن سفت گفته می شود. زمانی که از معادله موازنه جرم برای پیش بینی مقدار گاز درجا و میزان بازیافت نهایی در اینگونه مخازن استفاده می کنیم با مسائل و مشکلات منحصر به فردی برخورد می کنیم.

روش موازنه جرم متعارف در ترم هایی از نمودار p/Z ابزاری قدرتمند در ارزیابی عملکرد مخازن گازی است. برای یک مخزن گازی حجمی، MBE (معادله موازنه جرم) در شکل های مختلفی بیان می شود که یک رابطه خطی بین p/Z و تولید گاز

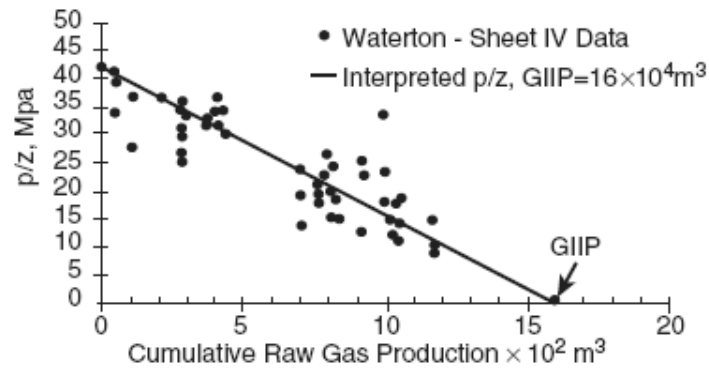
1- Closed- Gas Reservoirs

2- Tight Gas Reservoir

انباشتی G_p تولید می‌کند. دو نمونه از این رابطه‌ها به صورت معادله ۱۱-۱۳ بیان می‌شوند.



(a)



(b)

شکل ۱۳-۱۵ نمودار p/Z بر حسب G_p میدان گازی واترتون

این رابطه در صورت ساده شدن به صورت زیر تغییر می‌یابد:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - \left[\left(\frac{p_i}{Z_i} \right) \frac{1}{G} \right] G_p$$

این رابطه به شکل زیر ساده می‌شود:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left[1 - \frac{G_p}{G} \right]$$

استفاده از معادله موازنه جرم به صورت یکی از این دو معادله بسیار ساده است زیرا این عبارات به دبی‌های جریان، تشکیلات مخزنی، خواص سنگ یا جزئیات چاه وابستگی ندارند. البته در شکل‌گیری این روابط فرضیاتی پایه هستند که باید در زمان استفاده از این معادلات در نظر گرفته شوند:

- در هر زمانی در مخزن درجه اشباع آب به صورت یکنواخت پراکنده است؛
 - درون مخزن هیچ تغییرات فشاری مشاهده نمی‌شود و یا در صورت وجود مقدار آن ناچیز است؛
 - می‌توان فشار مخزن را در هر زمانی با یک فشار متوسط وزنی بیان کرد؛
 - مخزن مشابه تانکی با مساحت زهکشی ثابت با خواص همگن است.
- پاین^۱ نشان داده که برای فرض توزیع فشار یکنواخت باید از این که اندازه‌گیری‌های فشار در چاه‌های مختلف معرف فشارهای متوسط مخزن هستند مطمئن بود. این فرض نشان می‌دهد که فشار متوسط مخزنی که در روش موازنه جرم استفاده می‌شود مقداری مشخص دارد. در مخازنی با نفوذپذیری بالا، در فواصل دور از چاه گرادیان‌های فشار کوچکی وجود دارند و فشار متوسط مخزن را می‌توان به راحتی با برداشت‌های فشار کوتاه مدت آزمایش ساخت فشار یا برداشت فشار استاتیکی تخمین زد.

متأسفانه مفهوم نمودار خط راست p/Z ، به صورتی که با معادله موازنه جرم متعارف توصیف شد، نمی‌تواند این رفتار خط راست را، در زمانی که در مخازن گازی سفت به کار می‌رود، ایجاد کند زیرا این مخازن یک ناحیه زهکشی ثابت ندارند. پایین ذات و ماهیت خط‌های مرتبط با استفاده از نمودارهای p/Z را در مخازن گازی سفت وجود گرادیان‌های فشار ذاتی در سازند می‌داند که در نتیجه تغییرات فرض تانک بودن مخزن به وجود می‌آیند. این گرادیان‌ها خودشان را در ترم‌هایی از رفتار پراکنده، منحنی‌وار و رفتار وابسته به دبی نمودار p/Z نشان می‌دهند. این رفتار غیرخطی نمودارهای p/Z (شکل ۱۳-۱۵) باعث می‌شوند مقدار گاز در جای اولیه ($GIIP$) از

مقدار واقعی بسیار کمتر تخمین زده شود. شکل ۱۳-۱۵ الف نشان می‌دهد که فشار مخزن به سرعت افت می‌کند زیرا ناحیه احاطه کننده چاه نمی‌تواند به همان سرعتی که با چاه تخلیه می‌شود پر شود. این افت فشار اولیه و سریع اغلب در مخازن گازی سفت دیده می‌شود و نشان می‌دهد که آنالیز نمودار p/Z در این حالت مناسب نیست. نسبتاً مشهود است که استفاده از نقاط اولیه باعث می‌شود که مقدار $GIIP$ از مقدار حقیقی کمتر تخمین زده شود (شکل ۱۳-۱۵ الف). این داده‌ها متعلق به فیلد گازی واترتون^۱ اند؛ بر اساس این شکل میزان گاز در جای این فیلد $7/5$ میلیارد متر مکعب تخمین زده می‌شود. البته داده‌های تولید و فشار در اواخر عمر فیلد میزان ذخیره گاز این فیلد را تقریباً دو برابر ($16/5$ میلیارد متر مکعب) نشان می‌دهند (شکل ۱۳-۱۵ ب).

مسئله اصلی مرتبط با مخازن گازی سفت دشواری تخمین صحیح فشار متوسط مخزن لازم برای نمودارهای p/Z ، به صورت تابعی از Gp یا زمان، است. اگر فشارهای به دست آمده حین بسته بودن چاه فشار متوسط مخزن را منعکس نکنند، نتایج آنالیز نادرست خواهند بود. در مخازن گازی سفت ممکن است برای تخمین صحیح فشار متوسط مخزن لازم باشد چاه برای ماه‌ها و یا سال‌ها بسته بماند. حداقل زمان انسداد چاه برای به دست آوردن فشار مخزنی معرف فشار متوسط باید حداقل برابر با زمانی باشد که جریان در مخزن به حالت شبه پایدار می‌رسد (t_{pss}). این مدت برای چاهی در مرکز یک ناحیه زهکشی دایره‌ای یا مربعی از رابطه زیر تخمین زده می‌شود:

$$t_{pss} = \frac{15.8\phi\mu_{gi}c_{ti}A}{k}$$

$$c_{ti} = S_{wi}c_{wi} + c_g S_{gi} + c_f$$

t_{pss} زمان پایداری (حالت شبه پایدار)، *days*؛

c_{ti} ضریب تراکم پذیری کل در فشار اولیه، psi^{-1} ؛

c_{wi} ضریب تراکم پذیری آب در فشار اولیه، psi^{-1} ؛

c_{gi} ضریب تراکم پذیری گاز در فشار اولیه، psi^{-1} ؛
 ϕ تخلخل.

اکثر مخازن گازی سفت را به صورت هیدرولیکی شکافدار می‌کنند. بر این اساس ایرلوگر^۱ عبارت زیر را برای تخمین حداقل زمان انسداد چاه برای رسیدن به حالت شبه پایدار پیشنهاد داده است:

$$t_{pss} = \frac{474\phi\mu_g c_i x_f^2}{k}$$

x_f نصف طول فرکچر، ft ؛

k نفوذپذیری، md .

مثال ۱۳-۵

زمان لازم را برای بستن چاهی گازی، تا این که موج تغییرات به مرز ناحیه زهکشی ۴۰ فوتی برسد، تخمین بزنید. این چاه در مرکز یک مرز زهکشی مربع شکل با خواص زیر قرار دارد:

$$\phi = 14\%$$

$$\mu_{gi} = 0.016cp$$

$$c_{ii} = 0.0008psi^{-1}$$

$$A = 40acres$$

$$k = 0.1md$$

جواب

زمان پایداری را با استفاده از معادله ایرلوگر محاسبه کنید:

$$t_{pss} = \frac{15.8\phi\mu_{gi}c_{ii}A}{k}$$

$$t_{pss} = \frac{15.8(0.14)(0.016)(0.0008)(40)(43560)}{0.1} = 439days$$

این مثال نشان می‌دهد که برای زمانی بسیار طولانی (تقریباً ۱۶ ماه) چاه باید بسته باشد تا یک فشار متوسط مخزن قابل اعتماد به دست آید.

انحراف ناخواسته در نمودار p/Z را یکی از عوامل زیر تحمیل می‌کند:

- وجود یک آکیفر؛
- وجود یک ستون نفت در زیر گاز؛
- تراکم پذیری سازند؛
- میعان شدن گاز.

تفرق و پراکندگی نمودار p/Z مشخصه‌ای از گرادپانهای ذاتی فشار در مخزن است. بنابراین اگر این تفرق ذاتی در یک نمودار p/Z دیده شود فرض تانک بودن مخزن نقض می‌شود و نباید از این روش برای تعیین $GIIP$ استفاده کرد. یک راه حل مشهود برای مسئله موازنه جرم در مخازن گازی سفت استفاده از شبیه سازهای عددی است. دو روش نسبتاً جدید دیگر برای حل مسئله موازنه جرم، در صورت نبود نرم افزار شبیه ساز مخزن، عبارت اند از:

- روش تقسیم بندی مخزن؛^۱
 - روش مرکب منحنی افت و منحنی مادر.^۲
- این دو روش در ادامه توضیح داده خواهند شد.

روش تقسیم بندی مخزن

یک مخزن تقسیم شده مخزنی شامل دو یا چند ناحیه مشخص مرتبط با هم است. هر قسمت یا هر تانک را با موازنه جرم مربوط به خودش توصیف می‌کنند. موازنه جرم هر بخش با بخش‌های مجاور با جریان خروجی و ورودی به هر بخش در مرزهای مشترک متصل است. پایین و هاگورت و هوگسترا^۳ دو طرح قوی را برای حل عددی معادلات موازنه جرم مخازن گازی چند بخشی ارائه داده‌اند. عمده‌ترین

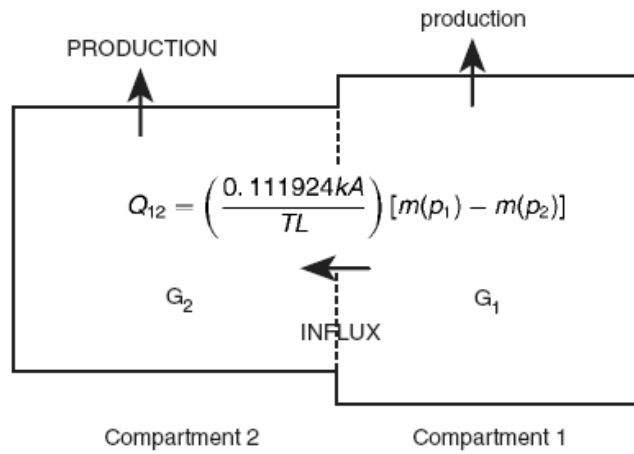
1- The Compartmental Reservoir Approach
 2- The Combined Decline – Curve and Type – Curve
 3- Hagoort and Hoogstra

اختلاف این دو روش این است که برای حل فشار در هر بخش مشخص پایین از روش صریح و هاگورت و هوگسترا از روش ضمنی استفاده کرده‌اند. البته هر دو روش از رویه بنیادی زیر پیروی می‌کنند:

- مخزن را به چند بخش تقسیم کنید تا هر بخش یک یا چند چاه تولیدی را که فشارهای تقریباً سازگاری دارند در بر گیرد. اولویت تقسیم‌بندی مخزن این است که تا حد ممکن تعداد تانک‌ها کمتر باشد و هر قسمت ابعادی متفاوت (طول L ، عرض W و ارتفاع h) داشته باشد؛
 - هر بخش باید یک تاریخچه تولیدی و داده‌های افت فشار به صورت تابعی از زمان داشته باشد؛
 - اگر در تقسیم بندی اولیه نتوانیم افت فشارهای مشاهده شده را انطباق دهیم، می‌توانیم تانک‌های در نظر گرفته شده را نیز به بخش‌هایی کوچکتر تقسیم کنیم. این تانک‌ها می‌توانند چاهی را هم در برگیرند.
- کاربرد عملی روش تقسیم بندی با دو روش زیر نمایش داده شده است:
- روش پایین؛
 - روش هاگورت - هوگسترا.

روش پایین

پایین پیشنهاد داده که بهتر است به جای روش متعارف MBE و در نظر گرفتن مخزن به صورت یک تانک یکپارچه در مخازن گازی سفت، مخزن را به چند مخزن (تانک) کوچکتر مرتبط تقسیم کنیم. اینچنین تانک‌هایی (بخش‌های جدید) را می‌توان مستقیماً با چاه‌ها یا غیرمستقیم با دیگر تانک‌های مجاور تخلیه کرد. دبی جریان بین تانک‌ها متناسب با اختلاف در توان دوم فشار تانک یا اختلاف در شبه فشارها $m(p)$ تنظیم می‌شود. برای نمایش این مفهوم، یک مخزن شامل دو بخش ۱ و ۲ را در نظر بگیرید (شکل ۱۳-۱۶).



شکل ۱۳-۶: یک مخزن تقسیم شد متشکل از دو تانک

که با یک مرز نفوذپذیر از هم جدا شده اند.

در آغاز (قبل از شروع تولید) این دو قسمت در تعادل‌اند و فشار اولیه هر دو بخش یکسان است. گاز می‌تواند از یک یا هر دو بخش تولید شود. همراه با تولید گاز، بسته به دبی تولیدی از هر بخش و میزان کراس فلو بین آنها، فشار هر دو بخش به صورت مجزا شروع به افت می‌کند. اگر گاز از بخش ۱ وارد بخش ۲ شود، جریان را مثبت در نظر بگیرید. دبی جریان خطی گاز بین دو بخش در ترمهایی از شبه فشار گاز در فصل ششم آورده شد (معادله ۶-۲۳):

$$Q_{12} = \left(\frac{0.111924kA}{TL} \right) [m(p_1) - m(p_2)]$$

Q_{12} دبی جریان بین دو بخش، scf/day

$m(p_1)$ شبه فشار گاز در تانک ۱، psi^2/cp

$m(p_2)$ شبه فشار گاز در تانک ۲، psi^2/cp

k نفوذپذیری، md

L فاصله مراکز دو بخش، ft

A مساحت سطح مقطع، طول \times عرض، ft^2

T دما، R

این معادله را می‌توان با شامل کردن ضریب ارتباط^۱ C_{12} بین دو بخش پیچیده‌تر کرد:

$$Q_{12} = C_{12} [m(p_1) - m(p_2)] \quad (۱۳-۳۴)$$

C_{12} را بین دو بخش، با محاسبه ضریب ارتباط منفرد برای هر بخش و استفاده از تکنیک میانگین‌گیری، محاسبه می‌کنند. ضریب ارتباط برای هر یک از بخشها به صورت زیر به دست می‌آید:

* برای تانک اول:

$$C_1 = \frac{0.111924k_1A_1}{TL_1}$$

* برای تانک دوم:

$$C_2 = \frac{0.111924k_2A_2}{TL_2}$$

ضریب ارتباط بین دو تانک C_{12} را می‌توان با استفاده از تکنیک میانگین هارمونیک به صورت زیر به دست آورد:

$$C_{12} = \frac{2C_1C_2}{(C_1 + C_2)}$$

C_{12} ضریب ارتباط دو بخش، $scf/day/psi^2/cp$ ؛

C_1 ضریب ارتباط برای بخش ۱، $scf/day/psi^2/cp$ ؛

C_2 ضریب ارتباط برای بخش ۲، $scf/day/psi^2/cp$ ؛

L_1 طول تانک ۱، ft ؛

L_2 طول تانک ۲، ft ؛

A_1 سطح مقطع تانک ۱، ft^2 ؛

A_2 سطح مقطع تانک ۲، ft^2

گاز انباشتی در جریان، G_{p12} از بخش ۱ به بخش ۲، رامی توان با انتگرال گیری از

دبی جریان در بازه زمانی t به صورت زیر محاسبه کرد:

$$G_{p12} = \int_0^1 Q_{12} dt = \sum_0^1 (\Delta Q_{12}) \Delta t \quad (35-13)$$

به پیشنهاد پایین، فشارهای منفرد هر بخش را می توان با فرض یک رابطه خط

راست p/Z بر حسب G_{pt} با تولید کل گاز C_{pt} از یک تانک منفرد تعیین کرد:

$$G_{pt} = G_p + G_{p12}$$

G_p گاز انباشتی تولیدی از چاههای درون تانک و G_{p12} جریان گاز انباشتی خروجی

یا ورودی تانکهای متصل به هم است. با حل معادله ۸-۵۹ برای فشار در هر بخش

و فرض یک جریان مثبت از بخش ۱ به بخش ۲:

$$p_1 = \left(\frac{p_i}{Z_i} \right) Z_1 \left[1 - \frac{G_{p1} + G_{p12}}{G_1} \right] \quad (36-13)$$

$$p_2 = \left(\frac{p_i}{Z_i} \right) Z_2 \left[1 - \frac{G_{p2} + G_{p12}}{G_2} \right] \quad (37-13)$$

$$G_1 = 43560 A_1 h_1 \phi_1 \frac{1 - S_{wi}}{B_{gi}} \quad (38-13)$$

$$G_2 = 43560 A_2 h_2 \phi_2 \frac{1 - S_{wi}}{B_{gi}} \quad (39-13)$$

G_1 گاز درجای اولیه در بخش ۱، scf ؛

G_2 گاز درجای اولیه در بخش ۲، scf ؛

G_{p1} تولید انباشتی گاز از بخش ۱، scf ؛

G_{p2} تولید انباشتی گاز از بخش ۲، scf ؛

A_1 گستره بخش ۱، $acres$ ؛

A_2 گستره بخش ۲، $acres$ ؛

h_1 ضخامت متوسط بخش ۱، ft ؛

h_2 ضخامت متوسط بخش ۲، ft ؛

B_{gi} ضریب حجمی اولیه گاز، ft^3/scf ؛

ϕ_1 تخلخل متوسط بخش ۱؛

ϕ_2 تخلخل متوسط بخش ۲؛

داده‌های ورودی لازم در روش پایین عبارت‌اند از:

- مقدار گاز درون هر تانک؛
- ضرایب ارتباطی قسمت‌های مختلف، C_{12} ؛
- فشار اولیه در هر بخش؛
- پروفیل‌های داده‌های تولیدی از تانک‌های منفرد.

تکنیک پایین به صورت کاملاً صریح در زمان اجرا می‌شود. در هر گام زمانی فشارهای تانک‌های مختلف محاسبه می‌شوند تا پروفیل فشاری که می‌تواند بر منحنی فشار حقیقی منطبق شود به دست آید. خلاصه مراحل خاص این روش تکرار در زیر آورده شده است:

مرحله اول: داده‌های خواص گاز موجود را به صورت جدول بندی و گرافیکی تهیه کنید. این خواص عبارت‌اند از:

• Z بر حسب p

• μ_g بر حسب p ؛

- $2p/(\mu_g z)$ بر حسب p ؛

- $m(p)$ بر حسب p ؛

مرحله دوم: مخزن را به بخش‌های کوچکتری تقسیم و ابعاد هر بخش را در ترم‌هایی

زیر تعیین کنید:

- طول، L ؛

- عرض، W ؛

- ارتفاع، h ؛

- مساحت سطح مقطع، A .

مرحله سوم: برای هر بخش میزان گاز درجای اولیه G را به دست آورید. برای مثال

دو تانک را در نظر بگیرید؛ سپس G_1 و G_2 را با استفاده از معادلات (۱۳-۳۸) و

(۱۳-۳۹) به دست آورید:

$$G_1 = 43560 A_1 h_1 \phi_1 \frac{1 - S_{wi}}{B_{gi}}$$

$$G_2 = 43560 A_2 h_2 \phi_2 \frac{1 - S_{wi}}{B_{gi}}$$

مرحله چهارم: برای هر تانک نمودار p/Z بر حسب G_p را رسم کنید. این نمودار را می‌توانید به سادگی با رسم یک خط راست بین p_i/Z_i به میزان گاز درجای اولیه در هر دو بخش G_1 و G_2 انجام دهید.

مرحله پنجم: ضرایب ارتباط را برای هر تانک و ضرایب ارتباط بین تانک‌های مختلف را محاسبه کنید. برای هر دو تانک داریم:

$$C_1 = \frac{0.111924 k_1 A_1}{TL_1}$$

$$C_2 = \frac{0.111924 k_2 A_2}{TL_2}$$

$$C_{12} = \frac{2C_1 C_2}{(C_1 + C_2)}$$

مرحله ششم: یک گام زمانی کوچک Δt را انتخاب و میزان حقیقی تولید انباشتی گاز از هر تانک G_P را تعیین کنید. اگر از تانکی هیچ تولیدی انجام نشده $G_P = 0$ را برای آن اعمال کنید.

مرحله هفتم: توزیعات فشار را در کل سیستم هر تانک فرض کنید (حدس بزنید) و ضرایب انحراف گاز Z را در هر فشار تعیین کنید. برای یک سیستم حاوی دو تانک مقادیر اولیه را به صورت p_1^K و p_2^K نشان دهید. مرحله هشتم: با استفاده از مقادیر فرضی فشار، p_1^K و p_2^K ، مقادیر شبه فشار $m(p_1)$ و $m(p_2)$ را از داده‌های مرحله اول تعیین کنید.

مرحله نهم: دبی گاز در جریان بین دو تانک Q_{12} را محاسبه کنید و جریان انباشتی گاز بین دو تانک G_{P12} را با استفاده از معادلات (۱۳-۳۴) و (۱۳-۳۵) به دست آورید.

$$Q_{12} = C_{12} [m(p_1) - m(p_2)]$$

$$G_{p12} = \int_0^1 Q_{12} dt = \sum_0^1 (\Delta Q_{12}) \Delta t$$

مرحله دهم: مقادیر G_{P12} ، Z - ضریب و مقادیر حقیقی G_{P1} و G_{P2} را در معادلات (۱۳-۳۶) و (۱۳-۳۷) بگذارید و فشار را در هر تانک به دست آورید (p_1^{K+1} و p_2^{K+1}).

$$p_1^K = \left(\frac{p_i}{Z_i} \right) Z_1 \left[1 - \frac{G_{p1} + G_{p12}}{G_1} \right]$$

$$p_2^K = \left(\frac{p_i}{Z_i} \right) Z_2 \left[1 - \frac{G_{p2} + G_{p12}}{G_2} \right]$$

مرحله یازدهم: مقادیر فرضی و محاسبه شده را با هم مقایسه کنید: ($P_2^K - P_1^{K+1}$) و $abs(P_2^K - P_2^{K+1})$ و abs

اگر به یک بازه اطمینان مناسب در حدود ۵ تا ۱۰ *psi* برای همه مقادیر فشار رسیدید، مراحل سوم تا هفتم را در یک سطح زمانی جدید با یک تاریخچه تولید گاز مرتبط تکرار کنید.

اگر به انطباقی رضایت بخش نرسیدید مراحل چهارم تا هفتم را با در نظر گرفتن

$$p_2^K = p_2^{K+1} \text{ و } p_1^K = p_1^{K+1}$$

تکرار کنید.

مرحله دوازدهم: مراحل ششم تا یازدهم را تکرار کنید تا پروفیل افت فشار برای هر تانک به وجود آید. این پروفیل را می توان با پروفیل حقیقی فشار برای هر تانک یا پروفیل فشار به دست آمده از مرحله چهارم مقایسه کرد.

اجرای عملیات انطباق گیری تاریخچه ای موازنه جرم متشکل است از تغییر تعدادی از تانک های لازم، ابعاد تانک ها و ضرایب ارتباط تا سرانجام تطابقی قابل قبول از افت فشار به دست آید.

روش هاگورت - هوگسترا

بر اساس روش پاین، هاگورت و هوگسترا یک روش عددی را برای حل معادله موازنه جرم مخازن تقسیم بندی شده گاز بسط داده اند که از یک پروسه تکرار ضمنی استفاده می کند. این روش بر وابستگی خواص گاز به فشار استوار است. در این تکنیک تکرار از تنظیم اندازه تانک ها و مقادیر قابلیت گذردهی برای انطباق گیری از داده های تاریخچه ای فشار برای هر تانک به صورت زمان استفاده می شود. این دو محقق فرض کرده اند که یک لایه نازک نفوذپذیر با قابلیت گذردهی Γ_{12}^1 دو بخش مخزن را از هم جدا کرده اند (شکل ۱۳-۱۶). هاگورت و هوگسترا جریان آنی گاز بین دو بخش را از درون این لایه نفوذپذیر نازک معادله داری (در واحد داری) بیان کرده اند:

$$Q_{12} = \frac{\Gamma_{12}(p_1^2 - p_2^2)}{2p_1(\mu_g B_g)_{avg}}$$

Γ_{12} قابلیت گذردهی بین دو تانک است.

جریان گاز بین دو بخش (تانک) را می‌توان با اصلاح معادله (۶-۲۳) به دست آورد:

$$Q_{12} = \frac{0.111924\Gamma_{12}(p_1^2 - p_2^2)}{TL} \quad (۴۰-۱۳)$$

$$\Gamma_{12} = \frac{\Gamma_1\Gamma_2(L_1 - L_2)}{L_1\Gamma_2 + L_2\Gamma_1} \quad (۴۱-۱۳)$$

$$\Gamma_1 = \left(\frac{kA}{Z\mu_g} \right)_1 \quad (۴۲-۱۳)$$

$$\Gamma_2 = \left(\frac{kA}{Z\mu_g} \right)_2 \quad (۴۳-۱۳)$$

Q_{12} دبی جریان گاز، scf/day ؛

L فاصله مراکز تانک‌های ۱ و ۲، ft ؛

A مساحت سطح مقطع، ft^2 ؛

μ_g گرانروی گاز، cp ؛

Z ضریب انحراف گاز؛

k نفوذپذیری، md ؛

p فشار، $psia$ ؛

T دما، $^{\circ}R$ ؛

L_1 طول بخش ۱، ft ؛

L_2 طول بخش ۲، ft .

موازنه جرم برای دو بخش مخزن را می‌توان با شمول جریان گاز از بخش ۱ به

بخش ۲ اصلاح کرد:

$$\frac{p_1}{Z_1} = \left(\frac{p_i}{Z_1} \right) \left[1 - \frac{G_{p1} + G_{p12}}{G_1} \right] \quad (۴۴-۱۳)$$

$$\frac{p_2}{Z_2} = \left(\frac{p_1}{Z_1} \right) \left[1 - \frac{G_{p2} + G_{p12}}{G_2} \right] \quad (۴۵-۱۳)$$

p_1 فشار اولیه مخزن، psi ؛

Z_1 ضریب انحراف اولیه گاز؛

G_p تولید انباشتی حقیقی گاز، scf ؛

G_1 و G_2 گاز درجای اولیه درون بخش‌های ۱ و ۲، scf ؛

G_{p12} جریان انباشتی گاز از بخش ۱ به ۲، scf (معادله ۱۳-۳۵).

برای حل معادلات موازنه جرم، به صورتی که با روابط (۴۴-۱۳) و (۴۵-۱۳) برای دو فشار مجهول p_1 و p_2 بیان شد، دو معادله را می‌توان طوری آرایش کرد که صفر شوند:

$$F_1(p_1, p_2) = p_1 - \left(\frac{p_i}{Z_i} \right) Z_1 \left[1 - \frac{G_{p1} + G_{p12}}{G_1} \right] = 0 \quad (۴۶-۱۳)$$

$$F_2(p_1, p_2) = p_2 - \left(\frac{p_i}{Z_i} \right) Z_2 \left[1 - \frac{G_{p2} + G_{p12}}{G_2} \right] = 0 \quad (۴۷-۱۳)$$

روش کلی استفاده از این روش بسیار شبیه روش پاین است و مراحل اجرای آن چنین‌اند:

مرحله اول: داده‌های خواص گاز موجود را به صورت جدولی گرافیکی تهیه کنید. این خواص شامل داده‌های Z بر حسب p و μ_g بر حسب p هستند.

مرحله دوم: تقسیم مخزن به چندین تانک و تعیین ابعاد هر یک از این بخش‌ها در ترم‌هایی از:

- طول L ؛
- ارتفاع h ؛
- عرض، W ؛
- سطح مقطع، A .

مرحله سوم: برای هر یک از بخش‌ها مقدار گاز در جای اولیه G را تعیین کنید. برای سادگی در این جا دو بخش را فرض کنید و G_1 و G_2 را با معادلات (۱۳-۳۸) و (۱۳-۳۹) به دست آورید:

$$G_1 = 43560 A_1 h_1 \phi_1 \frac{1 - S_{wi}}{B_{gi}}$$

$$G_2 = 43560 A_2 h_2 \phi_2 \frac{1 - S_{wi}}{B_{gi}}$$

مرحله چهارم: برای هر بخش، نمودار p/Z را بر حسب G_p رسم کنید. این گراف را می‌توان به سادگی از رسم یک خط راست از p_i/Z_i تا مقدار گاز در جای اولیه در هر دو بخش G_1 و G_2 ترسیم کرد.

مرحله پنجم: قابلیت گذردهی را با استفاده از معادله ۱۳-۴۱ محاسبه کنید. مرحله ششم: یک گام زمانی را انتخاب کنید (Δt) و میزان تولید حقیقی گاز مربوط به آن را تعیین کنید (G_1 و G_2)؛

مرحله هفتم: دبی جریان گاز Q_{12} و جریان انباشتی گاز G_{p12} را با معادلات (۱۳-۴۰) و (۱۳-۳۵) محاسبه کنید.

$$Q_{12} = \frac{0.111924 \Gamma_{12} (p_1^2 - p_2^2)}{TL}$$

$$G_{p12} = \int_0^1 Q_{12} dt = \sum_0^1 (\Delta Q_{12}) \Delta t$$

با فرض تخمین‌های اولیه‌ای از فشار برای بخش‌های ۱ و ۲ (p_1^K و p_2^K) روش تکرار را شروع کنید. با استفاده از روش تکرار نیوتن - رافسون، مقادیر جدید فشار (p_1^{K+1} و p_2^{K+1}) را با حل معادلات خطی زیر به شکل یک ماتریس حل کنید:

$$\begin{bmatrix} p_1^{K+1} \\ p_2^{K+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_1^K \\ p_2^K \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial F_1(p_1^K, p_2^K)}{\partial p_1} & \frac{\partial F_1(p_1^K, p_2^K)}{\partial p_2} \\ \frac{\partial F_2(p_1^K, p_2^K)}{\partial p_1} & \frac{\partial F_2(p_1^K, p_2^K)}{\partial p_2} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} -F_1(p_1^K, p_2^K) \\ -F_2(p_1^K, p_2^K) \end{bmatrix}$$

مشتقات جزئی موجود در این سیستم معادلات را می‌توان با معادلات دیفرانسیل (۱۴۰-۸) و (۱۴۱-۸)، نسبت به p_1 و p_2 ، بیان کرد. در طول چرخه تکرار، این مشتقات در فشارهای جدید (p_1^{K+1} و p_2^{K+1}) به روز می‌شوند. زمانی که $|p_2^{K+1} - p_1^K|$ و $|p_2^{K+1} - p_2^K|$ به کمتر از یک فشار مشخص برسند (معمولاً ۵ تا ۱۰ psi)، این فرایند تکرار قطع می‌شود.

مرحله نهم: پروفیل فشار را به صورت تابعی از زمان برای هر تانک، با تکرار مراحل دوم و سوم، تشکیل دهید.

$$\frac{p_1}{Z_1} = \left(\frac{p_1}{Z_1} \right) \left[1 - \frac{G_{p1} + G_{p12}}{G_1} \right]$$

p_1 فشار اولیه مخزن، *psi*؛

Z_1 ضریب انحراف اولیه گاز؛

G_p مقدار تولید انباشتی حقیقی گاز، *scf*؛

G_1 و G_2 گاز درجای اولیه تانک‌های ۱ و ۲، *scf*؛

G_{p12} جریان انباشتی گاز از تانک ۱ به تانک ۲، *scf* (معادله ۱۳-۳۵).

مرحله دهم: مراحل ششم تا نهم را تکرار کنید تا یک پروفیل افت فشار برای هر یک از تانک‌ها به دست آید که می‌توان آن را با پروفیل فشار حقیقی برای هر بخش و یا پروفیل فشار حاصل از مرحله چهارم مقایسه کرد.

پروفیل‌های فشار محاسبه شده و پروفیل‌های فشارهای مشاهده شده را با هم مقایسه کنید. اگر انطباق خوبی بین این دو پروفیل به دست نیامد اندازه و تعداد تانک‌ها را تغییر دهید (مقدار گاز در جای اولیه) و مراحل دوم تا دهم را تکرار کنید.

مخازن گازی کم عمق

تعیین مقدار ذخیره گاز مخازن گازی کم عمق سفت موجب چالش‌های منحصر به فردی می‌شود. روش‌های متعارف مانند آنالیز افت و موازنه جرم به علت نفوذپذیری پایین سازند و داده‌های فشار با کیفیت پایین جواب‌های نادرستی به دست می‌دهند. نفوذپذیری‌های پایین باعث می‌شوند دوره‌های ترانزینت در مخزن طولانی شوند که این جدا از افت تولید سریع در زمان آنالیز متعارف افت نیست. این باعث می‌شود که بازه‌ای با اعتماد کمتر به انتخاب خصوصیات مناسب افت تحمیل شود و در نتیجه بر ضرایب بازیافت و میزان ذخیره باقی‌مانده به شدت تأثیر بگذارد. وست و کوچران^۱ میدان گازی مدیسن هت^۲ را در غرب کانادا به عنوان مثالی از این نوع مخازن بررسی و روشی را به نام تکنیک موازنه جرم مسبوط^۳ برای ارزیابی ذخیره گاز ارائه کردند.

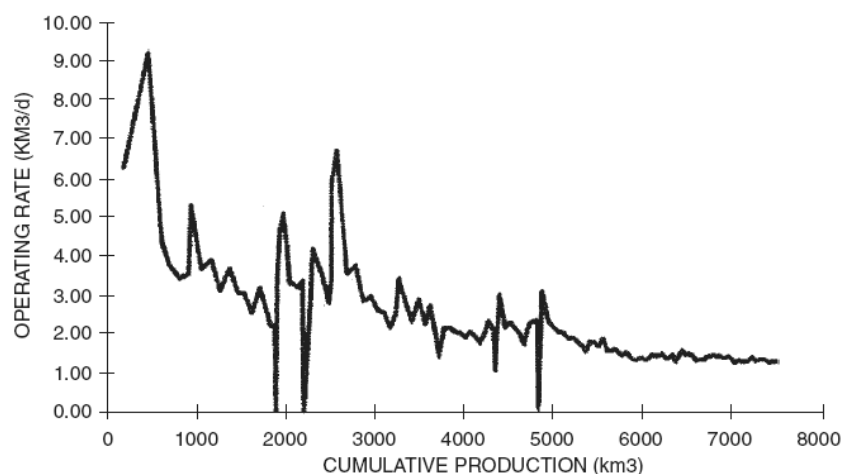
میدان مدیسن هت یک مخزن گازی کم عمق و سفت است که از چندین لایه مختلف و سازندهای ماسه‌ای سیلتی، با نفوذپذیری کمتر از ۰/۱ میلی داریسی، تشکیل شده است. این نفوذپذیری پایین خصوصیت اصلی این مخازن است که بر آنالیز متعارف افت تأثیر می‌گذارد. به علت این نفوذپذیری‌های پایین، و نیز تا حدودی اثرات تولید همزمان از چند لایه با هم، قبل از این که چاه به جریان حالت شبه پایدار برسد، دوره‌های ترانزینت طولانی را تجربه می‌کند که شروع نزول عمر این چاه‌ها را نشان می‌دهد. یکی از فرضیات اصلی، که اغلب در زمان آنالیز افت از آن چشم‌پوشی می‌شود، این است که باید در این آنالیزها حالت شبه‌پایدار برقرار باشد.

1- West and Cochrane

2- Medicine Hat Gas field

3- Extended Material Balance Technique

روند تولید ترانزینت اولیه یک چاه یا گروهی از چاهها مشخصه افت و نزول طولانی چاه نیست. اغلب تمایز تولید ترانزینت یک چاه از تولید حالت شبه پایدار دشوار است که این می‌تواند به خطاهایی در تعیین شاخص افت^۱ چاه (نمایی، هایپربولیک یا هارمونیک) منجر شود (شکل ۱۳-۱۷) و نیز دشواری انتخاب یک افت صحیح را نشان می‌دهد. یکی دیگر از مشخصه‌های مخازن گازی کم عمق و سفت، که بر آنالیز متعارف افت تأثیر می‌گذارد، می‌تواند این باشد که شرایط مخزن به خاطر تغییر استراتژی‌های عملیاتی، توسعه نادرست و افزایش میزان تولید مخزن ثابت نیستند. ثابت بودن شرایط مخزن یکی از فرضیات آنالیز متعارف افت است.

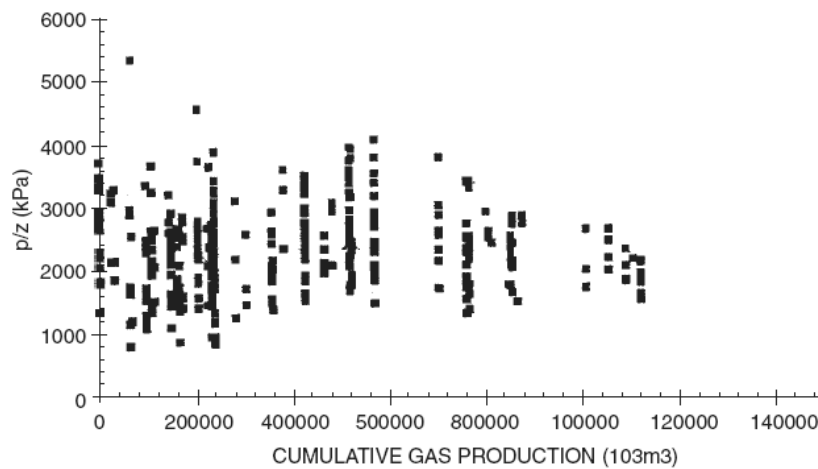


شکل ۱۳-۱۷: تاریخچه تولید میدان گازی مدیسن هت

مخازن گازی کم عمق و سفت بر معادله موازنه جرم نیز تأثیر می‌گذارند زیرا داده‌های فشار محدوداند و کیفیت‌شان پایین است و معرف فشار عموم چاه‌ها نیز نیستند. به علت پایین بودن ریسک حفاری و همچنین هزینه بر بودن آزمایش‌های ساق مته (*DST*)، در این گونه مخازن گازی معمولاً داده‌های *DST* بسیار محدود هستند. فشارهای مخزن نیز تنها در تعدادی چاه خاص اندازه‌گیری می‌شوند که به ندرت تعدادشان از ۵ درصد چاههای موجود فراتر می‌رود.

1- Decline Characteristic

چاه‌های حفر شده از مخازن گازی کم عمق از چندین سازند تولید می‌کنند که این تولیدها نیز با هم مخلوط هستند. این مسئله، در صورت اندازه‌گیری فشار، یک فشار تعادلی را به دست می‌دهد که متعلق به همه لایه‌هاست. متأسفانه چاه‌های کنترل شده با لوله‌های مغزی و پکرها بخش بخش می‌شوند و در نتیجه داده‌های فشار به دست آمده از چاه‌های کنترلی نمی‌توانند معرف بیشتر چاه‌هایی باشند که تولید گاز چند سازند را مخلوط با هم بالا می‌آورند. به علاوه مانیتور کردن فشار نیز بسیار دشوار است. نقاط اندازه‌گیری‌های متفاوت (سر چاه یا ته چاه)، زمان‌های انسداد چاه ناسازگار و گونه‌های مختلف آنالیز (مثلاً گرادیان استاتیک یا فشار ساخت) ارزیابی کمی فشار را دشوار می‌کنند. هر دو این مسائل داده‌های پراکنده‌ای را به دست می‌دهند که موازنه جرم را به شدت دشوار می‌کنند (شکل ۱۳-۱۸).



شکل ۱۳-۱۸: داده‌های پراکنده فشار میدان گازی مدیسن هت

چاه‌های واقع در مخزن گازی کم عمق مدیسن هت عموماً لوله جداری و بازه مشبک دارند و اکثراً در یک، دو و یا هر سه سازند شکافدار شده‌اند؛ چون مالک این سازندها با هم فرق دارند، معمولاً سازندهای مدیسن هت و میلک ریور^۱ با هم و به صورت مخلوط تولید می‌کنند. تاریخچه تولید و فشار سازند، *Second White Specks* از این

1- Milk River

دو سازند مجزاست. البته اخیراً دیده شده که تولید این سه سازند نیز با هم مخلوط می‌شوند. معمولاً در هر بخش از این مخزن گازی دو یا چهار چاه وجود دارد. به عنوان نتیجه‌ای از کیفیت پایین مخزن و فشار کم آن بهره‌دهی چاه‌ها بسیار پایین است. دبی‌های تولیدی اولیه به ندرت از 700 Mscf/day تجاوز می‌کنند. تولید کنونی متوسط هر چاه تقریباً 50 Mscf/day برای چاهی است که در هر سه سازند تکمیل شده باشد. تقریباً 24000 چاه از سازند میلک ریور در آلبرتا جنوبی و *Saskatchewan* با ذخیره تخمینی کل $5/3 \text{ TCF}$ تولید می‌کنند. تکنیک *EMB* وست و کوچران برای تعیین ذخیره گاز موجود در 2300 چاه در میدان مدیسن هت ایجاد شده است.

تکنیک *EMB* اساساً یک پروسه تکرار برای به دست آوردن خط مناسب p/Z بر حسب Gp برای مخزنی است که داده‌های فشار آن ناکافی‌اند. این تکنیک اصول تخلیه حجمی گاز را با معادله قابلیت دهش گاز (معادله فشار بازگشتی) ترکیب می‌کند. معادله قابلیت دهش^۱ برای جریان شعاعی گاز رابطه اختلاف فشار درون چاه و دبی جریان گاز چاه است:

$$Q_g = C(p_r^2 - p_{wf}^2)^n$$

با توجه به دبی‌های تولیدی بسیار پایین چاه‌های مخزن گازی مدیسن هت، رژیم جریان آرام در مخزن برقرار است. این اثر را می‌توان با در نظر گرفتن $n = 1$ به معادله تحمیل کرد. پارامترهای دخیل در ضریب C در معادله فشار بازگشتی برخی پارامترهای ثابت مخزن هستند که با گذشت زمان تغییر نمی‌کنند (مثل kh , r_e , r_w و T) و برخی نیز مثل μ_g و Z با تغییر فشار، دما و ترکیب سیال تغییر می‌کنند. ضریب عملکرد C به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$C = \frac{kh}{1422T\mu_g Z \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 \right)}$$

چون فشار اولیه مخزن در این سازندهای کم عمق پایین است، اختلاف فشارهای اولیه و ترک مخزن چندان قابل ملاحظه نیست و می توان از تغییرات ترمهای وابسته به فشار نسبت به زمان چشم پوشی کرد. می توان C را برای مخزن گازی مدیسن هت در کل طول عمرش ثابت در نظر گرفت. با این ساده کردن برای مخزن گازی کم عمق معادله قابلیت دهش به صورت زیر تغییر می کند:

$$Q_g = C(p_r^2 - p_{wf}^2)$$

مجموع دبی های تولیدی آنی با زمان باعث ایجاد رابطه ای بین Gp و فشار مخزن، مشابه معادله موازنه جرم، می شوند. با استفاده از این رابطه مشترک با مجهول بودن فشارهای مخزن p و ضریب عملکرد C ، روش EMB فرایند تکراری را دنبال می کند که می توان با آن رابطه صحیح p/Z و Gp را پیدا کرد و یک ثابت C به دست آورد. این روش تکرار به صورت مراحل زیر اجرا می شود:

مرحله اول: برای جلوگیری از محاسبه ذخایر منفرد برای هر یک از ۲۳۰۰ چاه، وست و کوچران چاهها را بر اساس سازند و تاریخ تولید گروه بندی کردند. آنها این ساده کردن را در یک گروه آزمایش، با این اطمینان که ذخایر گروه چاهها نتایج یکسانی را با مجموع ذخایر هر کدام از چاهها به دست می دهند، بررسی کردند. این گروه بندی برای هر یک از ۱۰ بخش مخزن به کار رفت و نتایج گروه بندی با هم ترکیب شدند تا پیش بینی تولید هر بخش مخزن به دست آید. همچنین برای تخمین دقیق تر شاخص های افت مخزن، دبی های تولیدی نرمالیزه شدند تا تغییرات فشار جریانی ته چاهی را منعکس کنند.

مرحله دوم: با استفاده از وزن مخصوص گاز و دمای مخزن، ضریب انحراف گاز Z را به صورت تابعی از فشار محاسبه و نمودار p/Z را بر حسب p در مقیاس کارتیزین رسم کنید.

مرحله سوم: با حدس زدن یک فشار اولیه p_i و شیب خطی m با معادله (۱۳-۱۱) می توان یک مقدار اولیه را برای تغییرات p/Z با Gp تخمین زد:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - [m]G_p$$

شیب m به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$m = \left(\frac{p_i}{Z_i} \right) \frac{1}{G}$$

مرحله چهارم: با شروع تولید مخزن، رابطه p/Z بر حسب زمان به سادگی با گذاردن تولید انباشتی حقیقی G_p در معادله MBE با شیب m تخمین زده و p_i تشکیل می‌شود زیرا تولید انباشتی حقیقی G_p بر حسب زمان معلوم است. فشار مخزن p را می‌توان به صورت تابعی از زمان از نمودار p/Z ، به صورت تابعی از p (مرحله دوم)، تشکیل داد.

مرحله پنجم: با معلوم بودن دبی‌های تولیدی حقیقی Q_g و فشارهای جریانی ته چاهی p_{wf} برای هر بازه زمانی ماهانه و همچنین معلوم بودن فشارهای مخزن تخمین زده شده در مرحله سوم مقدار C برای هر بازه زمانی از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$C = \frac{Q_g}{p^2 - p_{wf}^2}$$

مرحله ششم: C را بر حسب زمان رسم کنید. اگر C ثابت نیست (نمودار تشکیل شده یک خط افقی نیست)، یک p/Z بر حسب G_p جدید حدس بزنید و فرایند را از مرحله سوم تا پنجم تکرار کنید.

مرحله هفتم: اگر یک جواب C ثابت به دست آید، رابطه p/Z معرف برای تعیین ذخیره گاز به دست آمده است.

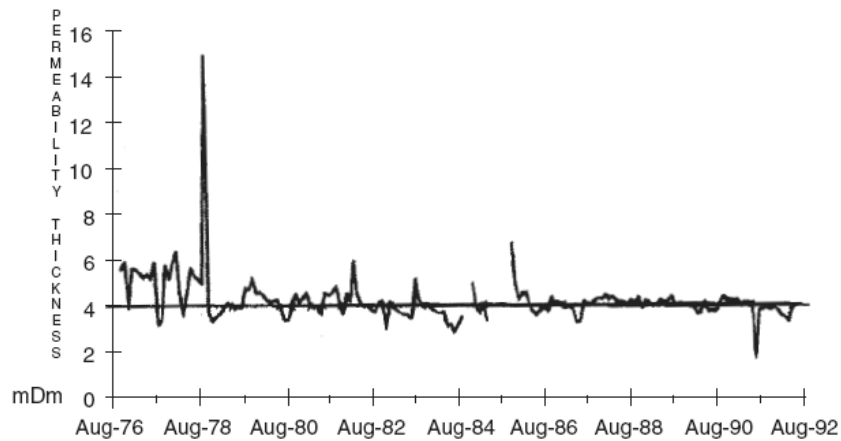
استفاده از روش EMB در مخزن گازی کم عمق مدیسن هت فرضیات زیر را در بر می‌گیرد:

- (۱) مخزن گازی به صورت حجمی (بدون وجود آکفیر در مخزن) تخلیه می‌شود.
- (۲) همه چاهها شبیه یک چاه میانگین با ثابت قابلیت دهش، ثابت آشفتگی و فشار جریانی ته چاهی یکسان رفتار می‌کنند.

در ارزیابی EMB وست و کوچران نشان دادند که چاهها برای هر سازند بر اساس بازه تولیدی شان گروهبندی می‌شوند تا بتوان تولید حقیقی چاهها را به یک روند فشار مخزن خاص ارتباط داد. در زمان محاسبه ضریب C ، یک ضریب C کل بر اساس تولید گروهبندی شده محاسبه و سپس بر تعداد چاههای تولیدی در یک بازه زمانی معین تقسیم می‌شود تا مقدار متوسط C به دست آید. از مقدار متوسط C برای محاسبه یک مقدار kh متوسط، برای مقایسه با داده‌های kh حقیقی به دست آمده از آنالیز آزمایش‌های ساخت فشار برای مخزن استفاده می‌کنند:

$$kh = 1422T\mu_g Z \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5 \right) C$$

به این دلیل است که kh بر حسب زمان، به جای C ، بر حسب زمان، در این روش رسم می‌شود. شکل ۱۳-۱۹ یک پروفیل مسطح kh بر حسب زمان را نشان می‌دهد که مشخصه یک رابطه صحیح بین p/Z و G_P است.



شکل ۱۳-۱۹: مثالی از جواب موفق MBE پروفیل kh

مسائل

۱- اطلاعات زیر از یک مخزن حجمی گاز در دست‌اند:

$$T_i = 155^\circ F \text{ دمای اولیه مخزن؛}$$

$$p_i = 3500 \text{ psia} \text{ فشار اولیه مخزن؛}$$

$$\gamma_g = 0.65 (\text{air} = 1.0) \text{ وزن مخصوص گاز؛}$$

$$h = 20 \text{ ft} \text{ ضخامت مخزن؛}$$

$$\phi = 10\% \text{ تخلخل مخزن؛}$$

$$S_{wi} = 25\% \text{ درجه اشباع اولیه آب.}$$

از این مخزن 300 MMscf تولید شده و فشار آن به 200 psia رسیده است. مقدار مساحت گستره این مخزن را محاسبه کنید.

۲- داده‌های فشار و تولید انباشتی برای یک مخزن گاز طبیعی در جدول زیر

آمده‌اند:

Reservoir pressure, psia	Gas deviation factor, z	Cumulative production, MMMscf
2080	0.759	0
1885	0.767	6.873
1620	0.787	14.002
1205	0.828	23.687
888	0.866	31.009
645	0.900	36.207

الف) مقدار گاز درجای اولیه را به دست آورید؛

ب) مقدار ذخیره قابل برداشت را در فشار ترک 500 psia محاسبه کنید. فرض کنید $z_a = 1.00$ است.

ج) مقدار ضریب برداشت را در فشار ترک 500 psia به دست آورید.

۳- یک میدان گازی با مکانیزم آبران فعال در یک دوره ۱۰ ماهه افت فشاری از

3000 psia تا 2000 psia را نشان داده است. از داده‌های تولید زیر، تاریخچه

گذشته این مخزن را به دست آورید و مقدار گاز درجای اولیه را نیز محاسبه کنید.

فرض کنید $z = 0.8$ در محدوده فشارهای مخزن و $140^\circ F$ است.

	Data				
t, months	0	2.5	5.0	7.5	10.0
p, psia	3000	2750	2500	2250	2000
G _p , MMscf	0	97.6	218.9	355.4	500.0

۴- در یک مخزن حجمی گاز میزان فشار از 3600 psia به 2600 psia افت کرده است. طی این دوره 600 MMscf گاز این مخزن با وزن مخصوص 0.62 تولید شده است. دمای مخزن $140^\circ F$ است.

پارامترهای زیر را محاسبه کنید:

الف) گاز درجای اولیه؛

ب) ذخیره باقی مانده تا فشار ترک 500 psi ؛

ج) درصد برداشت نهایی در فشار ترک.

۵- اطلاعات زیر از آن یک مخزن گازی آبرانند:

$100,000 \text{ acre-ft}$ = حجم کل مخزن

0.62 = وزن مخصوص

15% = تخلخل

$S_{wi} = 25\%$

$T = 140^\circ F$

$p_i = 3500 \text{ psi}$

فشار مخزن تا 3000 psi افت داشته در حالی که 30 MMMscf از گاز این مخزن تولید شده است. با فرض تولید نشدن آب، مقدار جریان نفوذی انباشتی آب را محاسبه کنید.

۶- داده‌های مربوط به میدان موبیل - دیوید در زیر آمده‌اند:

$$\begin{aligned} \phi &= 24\% & S_{wi} &= 35\% & G &= 70MMMscf \\ \gamma_g &= 0.94 & T &= 266^\circ F & c_w &= 401 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ p_i &= 9507 \text{ psi} \\ c_f &= 3.4 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \end{aligned}$$

برای این مخزن حجمی، که فشاری غیرعادی بالا دارد، تولید انباشتی گاز را به صورت تابعی از فشار محاسبه و رسم کنید.

۷- میدان بیگ بیوت یک مخزن گاز خشک حجمی است. فشار اولیه این مخزن 3500 psi در دمای $140^\circ F$ است. وزن مخصوص گاز تولید شده 0.65 است. داده‌های مخزنی زیر از عملیات چاه‌نگاری و تحلیل مغزه موجوداند:

مساحت مخزن: 1500 acres ؛

ضخامت مخزن: 25 ft ؛

تخلخل: 15% ؛

درجه اشباع اولیه آب: 20% .

الف) مقدار گاز درجای اولیه را به scf محاسبه کنید.

ب) گرانروی گاز را در 3500 psi و $140^\circ F$ به دست آورید.

مراجع

1. Begland, T., and Whitehead, W., "Depletion Performance of Volumetric High-Pressured Gas Reservoirs," *SPE Reservoir Engineering*, August 1989, pp. 279–282.
2. Cole, F. W., *Reservoir Engineering Manual*. Houston: Gulf Publishing Co., 1969.
3. Dake, L., *The Practice of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Publishing Company, 1994.
4. Duggan, J. O., "The Anderson 'L'—An Abnormally Pressured Gas Reservoir in South Texas," *Journal of Petroleum Technology*, February 1972, Vol. 24, No. 2, pp. 132–138.
5. Hammerlindl, D. J., "Predicting Gas Reserves in Abnormally Pressure Reservoirs." SPE Paper 3479 presented at the 46th Annual Fall Meeting of SPE, New Orleans, October 1971.
6. Havlena, D., and Odeh, A. S., "The Material Balance as an Equation of a Straight Line," *Trans. AIME*, Part 1: 228 I-896 (1963); Part 2: 231 I-815 (1964).
7. Ikoku, C., *Natural Gas Reservoir Engineering*. John Wiley & Sons, Inc., 1984.
8. Roach, R. H., "Analyzing Geopressured Reservoirs—A Material Balance Technique," SPE Paper 9968, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, December 1981.
9. Van Everdingen, A. F., and Hurst, W., "Application of Laplace Transform to Flow Problems in Reservoirs," *Trans. AIME*, 1949, Vol. 186, pp. 305–324B.

