



عملکرد چاه نفتی^۱

در این فصل معادلات کاربردی مهندسی مخزن برای پیش‌بینی عملکرد چاههای افقی و عمودی بررسی خواهند شد. همچنین برخی از ضریب‌های مؤثر بر کنترل جریان سیالات، از درون مخزن تا چاه، توصیف می‌شوند و چگونگی تأثیر آنها بر عملکرد تولید چاه بررسی می‌شود. عملکرد تولید اصولاً بر پایه خصوصیات از سیال و چاه تحلیل می‌شود:

- خواص PVT سیال؛
- داده‌های نفوذپذیری نسبی؛
- رابطه عملکرد جریان IPR ^۲.

1- Oil Well Performance

2- Inflow-Performance-Relationship

عملکرد چاه نفتی عمودی

شاخص بهره‌دهی^۱ و IPR

معمولاً برای اندازه‌گیری توانایی تولید یک چاه از بهره‌دهی آن استفاده می‌شود که با علامت J نشان داده می‌شود. شاخص بهره‌دهی نسبت دبی کل جریان سیال مایع به افت فشار است. برای تولید نفت بدون آب این شاخص به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$J = \frac{Q_o}{p_r - p_{wf}} = \frac{Q_o}{\Delta p} \quad (1-7)$$

Q_o دبی جریان نفت، STB/day ؛

J شاخص بهره‌دهی، $STB/day/psi$ ؛

\bar{p}_r فشار حجمی متوسط ناحیه زهکشی (فشار استاتیک)، psi ؛

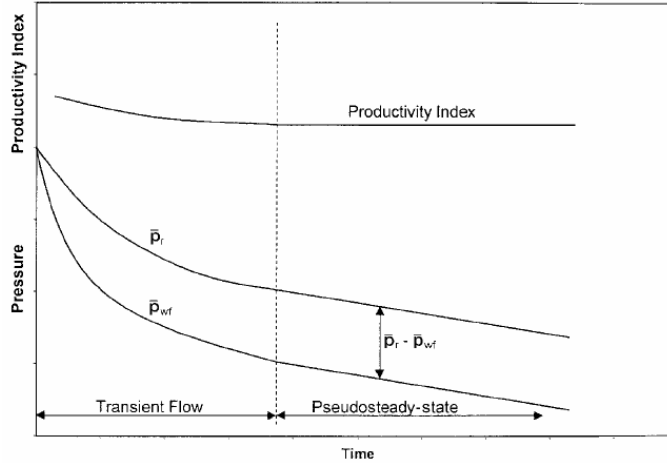
p_{wf} فشار جریانی ته چاه، psi ؛

Δp افت فشار، psi .

در حالت کلی، شاخص بهره‌دهی در حین آزمایش تولید چاه اندازه‌گیری می‌شود. در این آزمایش چاه تا زمانی که فشار مخزن به فشار استاتیک برسد بسته نگه داشته می‌شود. بعد از رسیدن به فشار استاتیک، چاه با یک دبی ثابت جریان Q و فشار جریانی تثبیت شده ته چاه p_{wf} در مدار تولید گذاشته می‌شود. چون فشار تثبیت شده در سطح اصولاً یک p_{wf} تثبیت شده را مشخص نمی‌کند، فشار جریانی ته چاه باید از زمان شروع تولید پیوسته ثبت شود. بعد از انجام این مراحل می‌توان شاخص بهره‌دهی را با معادله (۱-۷) به دست آورد.

باید توجه کرد که شاخص بهره‌دهی تنها در صورتی یک سنجش معتبر از پتانسیل تولید چاه است که چاه در شرایط حالت شبه پایدار تولید کند. بنابراین، برای اندازه‌گیری شاخص بهره‌دهی، چاه باید در زمانی کافی در دبی ثابت تولید کند تا رژیم

جریان به حالت شبه پایدار برسد (شکل ۱-۷). این شکل نشان می‌دهد که در طول دوره ترانزینت جریان، مقادیر محاسبه شده شاخص بهره‌دهی، بسته به زمان اندازه‌گیری p_{wf} ، متغیر خواهد بود.



شکل ۱-۷: شاخص بهره‌دهی در رژیم‌های جریان

می‌توان شاخص بهره‌دهی را با توجه به این که حتماً باید در ترم‌هایی از شرایط جریان شبه پایدار تعریف شود، به صورت عددی حساب کرد. با توجه به معادله (۱۴۹-۶):

$$Q_o = \frac{0.00708 k_o h (\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]} \quad (2-7)$$

از ترکیب معادله بالا با معادله (۱-۷):

$$J = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]} \quad (3-7)$$

J شاخص بهره‌دهی، $STB/day/psi$ ،

k_o نفوذپذیری نسبی نفت، mD ؛

s ضریب پوسته؛

h ضخامت، ft .

مفهوم نفوذپذیری نسبی نفت را به راحتی می توان در معادله (۳-۷) گنجانند:

$$J = \frac{0.00708kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \quad (۴-۷)$$

چون عمر چاه در رژیم جریانیه که تقریباً حالت شبه پایدار دارد می گذرد، شاخص بهره دهی روش ارزشمندی برای پیش بینی عملکرد آینده چاههاست. همچنین، با اندازه گیری شاخص بهره دهی در طول عمر یک چاه، تعیین این که آیا چاه با عملیات تکمیل، تعمیر، تولید، تزریق یا با مشکلات مکانیکی آسیب دیده یا خیر ممکن است. اگر یک J اندازه گیری شده کاهش غیر منتظره داشت، امکان وجود یکی از این مشکلات باید بررسی شود.

همچنین مقایسه شاخص های بهره دهی چاه های مختلف در یک مخزن می تواند نشان دهد که بعضی از چاه ها ممکن است دچار مشکلات غیر معمولی باشند و یا در حین فرایند تکمیل چاه آسیب دیده باشد. چون شاخص های بهره دهی ممکن است به خاطر تغییر ضخامت مخزن در چاه ها متفاوت باشند، بد نیست این شاخص ها را با تقسیم کردن هر یک از آنها بر ضخامت چاه نرمالیزه کرد. در این صورت به شاخص جدید، شاخص بهره دهی ویژه J_s گفته می شود:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{Q_o}{h(p_r - p_{wf})} \quad (۵-۷)$$

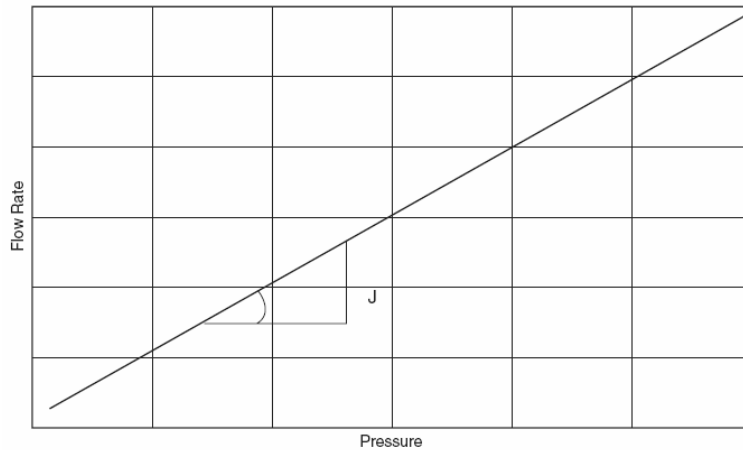
با فرض این که شاخص بهره‌دهی چاه ثابت است، می‌توان معادله (۱-۷) را به صورت زیر نوشت:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}) = J\Delta p \quad (۶-۷)$$

Δp افت فشار، psi ؛

J شاخص بهره‌دهی.

معادله (۶-۷) رابطه خطی Q_o و Δp را نشان می‌دهد. این خط از مبدأ مختصات عبور می‌کند و شیب آن نیز برابر J است (شکل ۲-۷).

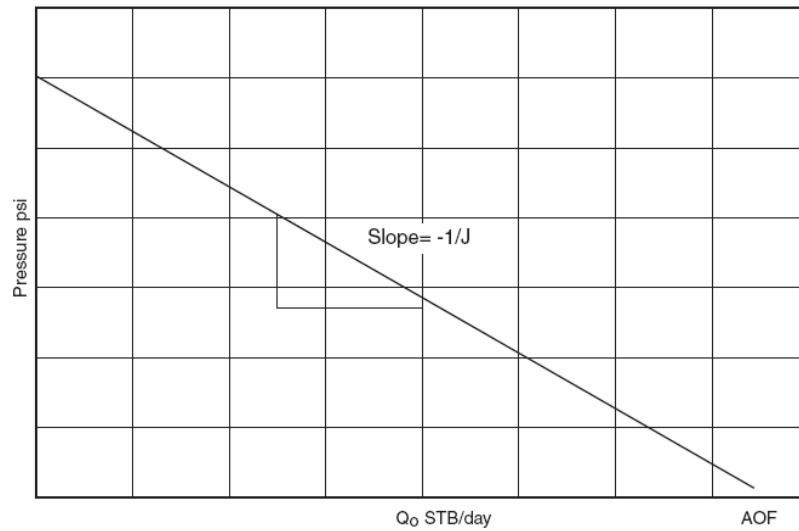


شکل ۲-۷: رابطه Q_o بر حسب Δp

می‌توان معادله (۱-۷) را به صورت زیر نیز نوشت:

$$p_{wf} = \bar{p}_r - \left(\frac{1}{J}\right)Q_o \quad (۷-۷)$$

عبارت بالا نشان می‌دهد که رسم نمودار p_{wf} نسبت به Q_o یک خط راست را با شیب $(-1/J)$ تشکیل می‌دهد (شکل ۳-۷).



شکل ۳-۷: منحنی IPR

نمودار معرف رابطه دبی جریان نفت و فشار جریانی ته چاه، معروف به رابطه عملکرد جریان یا IPR ، است. چندین نکته مهم درباره خط راست IPR در شکل ۳-۷ دیده می‌شود:

زمانی که p_{wf} برابر با فشار متوسط مخزن باشد، دبی جریان به خاطر نبود افت فشار دبی جریان صفر خواهد بود.

بیشترین دبی جریان در $p_{wf} = 0$ رخ می‌دهد که جریان کاملاً باز^۱ یا AOF نامیده می‌شود. دست یافتن به اینچنین شرطی ممکن نیست اما در کل، AOF تعریف مفیدی است که در صنعت نفت بسیار استفاده می‌شود (مثلاً برای مقایسه پتانسیل جریان چاههای مختلف در یک میدان). AOF به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$AOF = J \bar{p}_r$$

شیب خط راست برابر معکوس شاخص بهره‌دهی است.

مثال ۱-۷

آزمون بهره‌دهی برای چاهی انجام شده است. نتایج آن نشان می‌دهند که چاه می‌تواند در دبی ثابت جریان 110 STB/day و فشار جریانی ته چاه $p_{wf} = 900 \text{ psi}$ تولید کند. بعد از بستن چاه به مدت 24 hrs ، فشار ته چاه به مقدار استاتیک 1300 psi رسیده است. محاسبه کنید:

- شاخص بهره‌دهی چاه؛
- AOF ؛
- دبی جریان نفت در فشار جریانی ته چاه 600 psi ؛
- فشار جریانی ته چاه لازم برای تولید 250 STB/day .

جواب

الف) محاسبه J با معادله (۱-۷):

$$J = \frac{110}{1300 - 900} = 0.275 \text{ STB/psi}$$

ب) تعیین AOF :

$$AOF = J \bar{p}_r = 0.275(1300) = 375.5 \text{ STB/day}$$

ج) حل معادله (۱-۷) نسبت به دبی جریان نفت:

$$Q_o = 0.275(1300 - 600) = 192.5 \text{ STB/day}$$

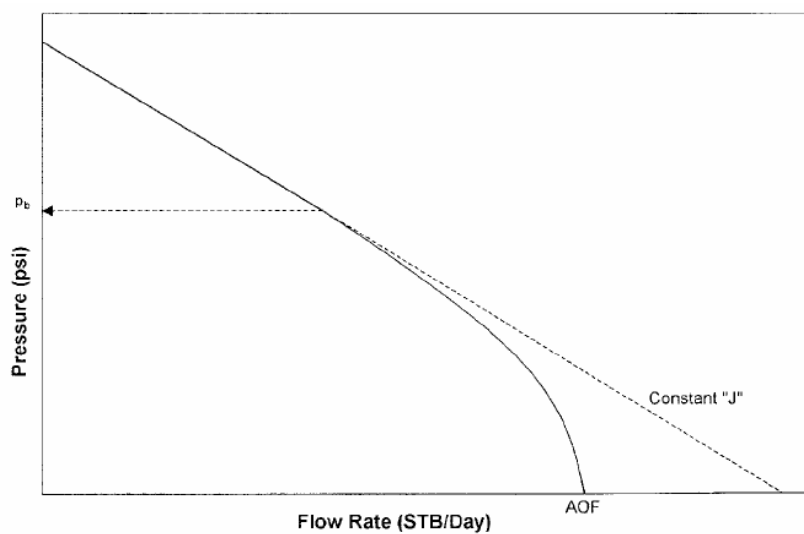
د) حل معادله (۷-۷) نسبت به p_{wf} :

$$p_{wf} = 1300 - \left(\frac{1}{0.275} \right) 250 = 390.9 \text{ psi}$$

معادله (۶-۷) نشان می‌دهد که جریان ورودی به یک چاه مستقیماً با افت فشار متناسب و ثابت تناسب نیز شاخص بهره‌دهی است. ماسکت، اوینگر و ووگل^۱ مشاهده

1- Muskat, Evinger and Vogel

کردند زمانی که فشار به زیر فشار نقطه حباب می‌رسد، روند IPR از رابطه خطی ساده فاصله می‌گیرد (شکل ۴-۷).



شکل ۴-۷: منحنی IPR زیر p_b

با فراخوانی مجدد معادله (۴-۷):

$$J = \frac{0.00708kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)$$

با ثابت در نظر گرفتن عبارت بین براکت به صورت ثابت C ، معادله بالا را می‌توان دوباره نوشت:

$$J = c \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \quad (۸-۷)$$

ضریب c به صورت زیر تعریف می‌شود:

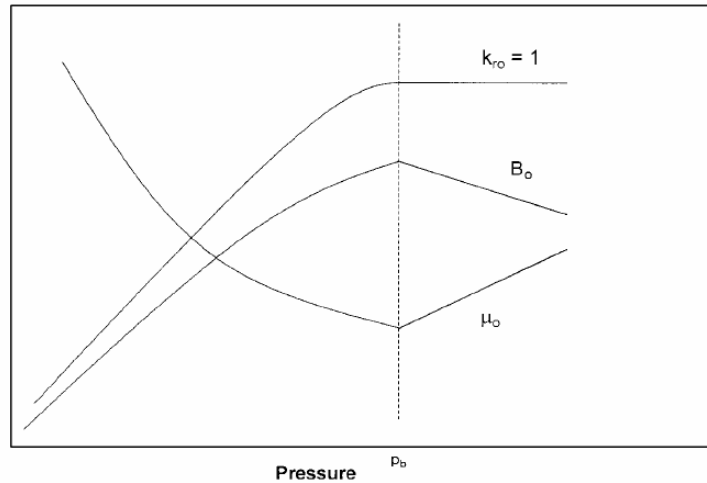
$$c = \frac{0.00708kh}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]}$$

معادله (۸-۷) نشان می‌دهد که اساساً متغیرهای مؤثر در شاخص بهره‌دهی به فشار

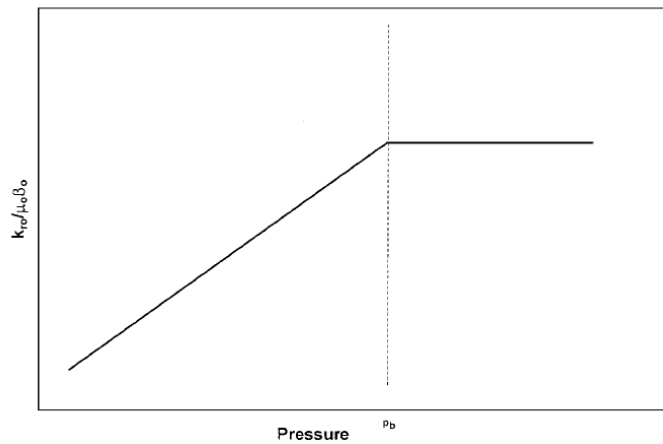
وابسته‌اند:

- ویسکوزیته نفت، μ_o ؛
- ضریب حجمی سازند نفت، B_o ؛
- نفوذپذیری نسبی نفت، k_{ro} .

شکل ۷-۵ رفتار این متغیرها را به صورت تابعی از فشار و شکل ۷-۶ اثر کلی تغییرات فشار را بر ترم $(k_{ro}/\mu_o B_o)$ نشان می‌دهد. بالای فشار نقطه حباب p_b ، نفوذپذیری نسبی نفت برابر یک است ($k_{ro} = 1$) و ترم $(k_{ro}/\mu_o B_o)$ تقریباً ثابت خواهد بود. با کاهش فشار و رسیدن به زیر فشار نقطه حباب، گاز از نفت جدا می‌شود که این باعث کاهش نسبتاً زیاد هر دو ترم k_{ro} و $(k_{ro}/\mu_o B_o)$ می‌شود. شکل ۷-۷ اثر کیفی تخلیه مخزن بر IPR نشان می‌دهد.



شکل ۵-۷: تأثیر فشار بر k_{ro} , μ_o و B_o

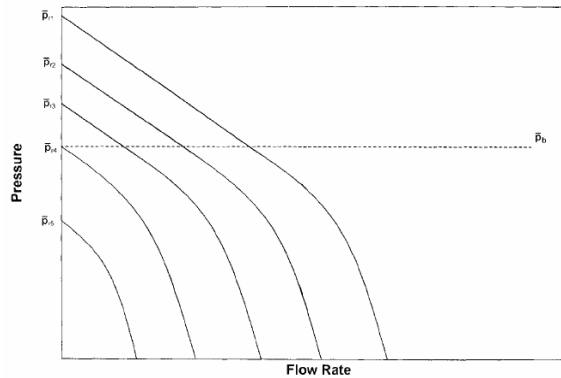


شکل ۶-۷: ترم $(k_{ro}/\mu_o B_o)$ به صورت تابعی از فشار

چندین روش تجربی برای پیش‌بینی رفتار غیر خطی IPR در مخازن تحت رانش گاز محلول طراحی شده‌اند که اکثر آنها حداقل به یک آزمایش جریان ثابت نیاز دارند که در آن Q_o و p_{wf} اندازه‌گیری شده باشند. همه این روشها شامل دو مرحله محاسباتی زیراند:

استفاده از داده‌های آزمایش جریان ثابت و تشکیل منحنی IPR در فشار متوسط کنونی مخزن \bar{p}_r .

پیش‌بینی روابط عملکرد جریان در آینده به صورت تابعی از فشارهای متوسط مخزن.



شکل ۷-۷: اثر فشار مخزن بر IPR

روشهای تجربی زیر برای تولید روابط عملکرد جریان در آینده طراحی شده‌اند:

- روش ووگل؛
- روش ویگینز؛^۱
- روش استندینگ؛^۲
- روش فتکوویچ؛^۳
- روش کلینز – کلارک.^۴

روش ووگل

ووگل با یک مدل کامپیوتری *IPR* های چندین مخزن اشباع نفتی فرضی را در بازه گسترده‌ای از شرایط تولیدی به دست آورد. او *IPR* های محاسبه شده را با معرفی دو پارامتر بدون بعد زیر نرمالیزه کرد و روابطی را به صورت بدون بعد ارائه داد:

-
- 1- Wiggins
 - 2- Standing
 - 3- Fetkovich
 - 4- The Klins – Clark Method

$$\text{فشار بدون بعد} = \frac{P_{wf}}{P_r}$$

$$\text{دبی بدون بعد} = \frac{Q_o}{(Q_o)_{\max}}$$

$(Q_o)_{\max}$ دبی جریان در فشار ته چاه صفر است، یعنی AOF ؛

و وگل منحنی‌های بدون بعد IPR را برای همه این مخازن رسم کرد و در نهایت به رابطه پارامترهای بدون بعد گفته شده دست یافت:

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (9-7)$$

Q_o دبی نفت در P_{wf} ؛

$(Q_o)_{\max}$ بیشترین دبی جریان نفت در $P_{wf} = 0$ ، یعنی AOF

\bar{P}_r فشار متوسط کنونی مخزن، $psig$ ؛

P_{wf} فشار چاه، $psig$.

\bar{P}_r و P_{wf} هر دو در واحد $psig$ هستند.

روش و وگل را می‌توان برای محاسبه تولید آب با گذاردن $Q_L / (Q_o)_{\max}$ به جای دبی بدون بعد ارائه کرد. اعتبار این تغییر معادله و وگل در چاه‌هایی با میزان آبدهی تا 97% نیز ثابت شده است. این روش به اطلاعات زیر نیاز دارد:

- فشار متوسط کنونی مخزن؛
 - فشار نقطه حباب P_b ؛
 - داده‌های آزمون جریان ثابت شامل Q_o در P_{wf} .
- می‌توان از روش و وگل برای پیش‌بینی منحنی IPR دو نوع مخزن استفاده کرد:
- مخازن نفتی اشباع $\bar{P}_r \leq P_b$ ؛

- مخازن نفتی فوق اشباع $\bar{p}_r > p_b$

مخازن نفتی اشباع

زمانی که فشار یک مخزن نفتی معادل فشار نقطه حباب باشد، به آن مخزن نفتی اشباع می‌گویند. فرایند محاسبه برای تولید منحنی IPR یک چاه با یک نقطه داده جریان تثبیت شده (یک مقدار Q_o ثبت شده در p_{wf}) در یک مخزن اشباع با روش ووگل به صورت خلاصه آورده شده است:

مرحله اول: استفاده از داده‌های جریان ثابت، یعنی Q_o و p_{wf} و محاسبه $(Q_o)_{max}$ با معادله (۷-۹):

$$(Q_o)_{max} = \frac{Q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2}$$

مرحله دوم: محاسبه منحنی IPR با فرض مقادیر مختلف p_{wf} و محاسبه Q_o مربوط به هر یک با معادله زیر:

$$Q_o = (Q_o)_{max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right]$$

مثال ۲-۷

چاهی از یک مخزن اشباع با فشار متوسط مخزن 2500 psig تولید می‌کند. داده‌های آزمایش تولید ثابت نشان می‌دهند که دبی ثابت و فشار چاه 350 STB/day و 2000 psig هستند. محاسبه کنید:

- دبی جریان نفت در $p_{wf} = 1850 \text{ psig}$ ؛
- دبی جریان نفت با فرض J ثابت.

-
- 1- Saturated Oil reservoir
 - 2- Undersaturated Oil Reservoir

با روش ووگل و رویه شاخص بهره‌دهی ثابت منحنی IPR را تشکیل دهید.

جواب

قسمت اول:

مرحله اول: محاسبه $(Q_o)_{\max}$:

$$(Q_o)_{\max} = \frac{Q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2}$$

$$(Q_o)_{\max} = \frac{350}{1 - 0.2 \left(\frac{2000}{2500} \right) - 0.8 \left(\frac{2000}{2500} \right)^2} = 1067.1 \text{ STB/day}$$

مرحله دوم: محاسبه Q_o در $p_{wf} = 1850 \text{ psig}$ با معادله ووگل:

$$Q_o = (Q_o)_{\max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right]$$

$$Q_o = 1067.1 \left[1 - 0.2 \left(\frac{1850}{2500} \right) - 0.8 \left(\frac{1850}{2500} \right)^2 \right] = 441.7 \text{ STB/day}$$

قسمت دوم:

مرحله اول: تعیین J با معادله (۱-۷):

$$J = \frac{350}{2500 - 2000} = 0.7 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله دوم: محاسبه Q_o :

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}) = 0.7(2500 - 1850) = 455 \text{ STB/day}$$

قسمت سوم:

محاسبه مقادیر Q_o با فرض چندین مقدار p_{wf} :

P_{wf}	Vogel's	$Q_o = J (\bar{p}_r - p_{wf})$
2500	0	0
2200	218.2	210
1500	631.7	700
1000	845.1	1050
500	990.3	1400
0	1067.1	1750

مخازن نفتی فوق اشباع

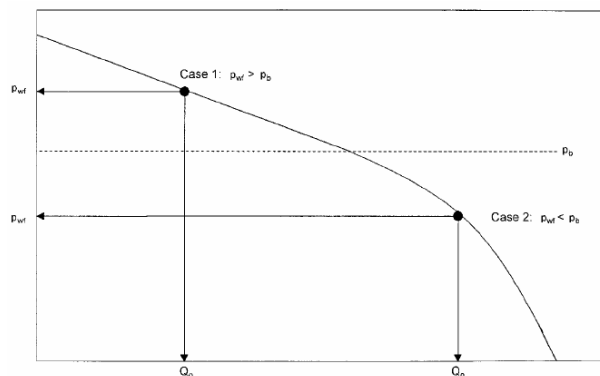
بگز نشان داده که روش ووگل را برای مخازن نفتی زیر اشباع در دو حالت باید بازبینی کرد (شکل ۷-۸).

- فشار جریانی ته چاه تثبیت شده بزرگتر یا مساوی فشار نقطه حباب باشد:

$$P_{wf} \geq P_b$$

- فشار جریانی ته چاه تثبیت شده کوچکتر از فشار نقطه حباب باشد:

$$P_{wf} < P_b$$



شکل ۷-۸. داده‌های آزمایش جریان تثبیت شده

حالت اول: $P_{wf} \geq P_b$

بگز فرایند زیر را برای تعیین I_{PR} ، زمانی که فشار ته چاهی تثبیت شده بزرگتر یا

مساوی فشار نقطه حباب است، ارائه کرده است (شکل ۷-۸):

مرحله اول: استفاده از نقطه داده آزمایش تثبیت شده (p_{wf}, Q_o) و محاسبه شاخص بهره‌دهی J :

$$J = \frac{Q_o}{p_r - p_{wf}}$$

مرحله دوم: محاسبه دبی جریان نفت در فشار نقطه حباب:

$$Q_{ob} = J(\bar{p}_r - p_b) \quad (10-7)$$

Q_{ob} دبی جریان نفت در p_b است.

مرحله سوم: تولید مقادیر IPR زیر فشار نقطه حباب با فرض مقادیر مختلف $p_{wf} < p_b$ و محاسبه دبی‌های جریان مربوطه با رابطه زیر:

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{Jp_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right] \quad (11-7)$$

بیشترین دبی جریان نفت، $(Q_o)_{max}$ یا AOF ، در فشار جریانی ته چاه برابر با صفر رخ می‌دهد ($p_{wf} = 0$). با استفاده از این مطلب رابطه بالا به عبارت زیر تبدیل می‌شود:

$$(Q_o)_{max} = Q_{ob} + \frac{Jp_b}{1.8}$$

باید توجه داشت زمانی که $p_{wf} \geq p_b$ است، IPR خطی است و با معادله زیر توصیف می‌شود:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf})$$

مثال ۳-۷

یک چاه نفت از مخزنی زیر اشباع با فشار نقطه حباب 2130 psig تولید می‌کند. فشار متوسط کنونی مخزن 3000 psig است. داده‌های آزمایش جریان موجود نشان

می‌دهند که دبی جریان 250 STB/day در $p_{wf} = 2500 \text{ psig}$ تولید شده است. داده‌های IPR را به دست آورید.

جواب

مسئله نشان می‌دهد که داده‌های آزمون جریان در بالای فشار نقطه حباب ثابت شده‌اند، بنابراین فرایند حالت اول برای مخازن فوق اشباع، به صورتی که قبلاً توضیح داده شد، باید در اینجا اعمال شود:
مرحله اول: محاسبه J با داده‌های آزمون جریان:

$$J = \frac{250}{3000 - 2500} = 0.5 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله دوم: محاسبه دبی جریان نفت در فشار نقطه حباب با معادله (۷-۱۰):

$$Q_{ob} = 0.5(3000 - 2130) = 435 \text{ STB/day}$$

مرحله سوم: تولید داده‌های IPR با رویکرد J ثابت برای همه فشارهای بالای p_b و معادله (۷-۱۱) برای همه فشارهای زیر p_b :

p_{wf}	Equation #	Q_o
3000	(7-6)	0
2800	(7-6)	100
2600	(7-6)	200
2130	(7-6)	435
1500	(7-11)	709
1000	(7-11)	867
500	(7-11)	973
0	(7-11)	1027

حالت دوم: $p_{wf} < p_b$

زمانی که p_{wf} ثابت شده در آزمون جریان ثابت^۱ زیر فشار نقطه حباب باشد، فرایند زیر برای تولید داده‌های IPR پیشنهاد می‌شود:

مرحله اول: استفاده از داده‌های آزمون جریان تثبیت شده و ترکیب معادلات (۷-۱۰) و (۷-۱۱) و حل معادله جدید نسبت به J :

$$J = \frac{Q_o}{(\bar{p}_r - p_b) + \frac{p_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]} \quad (۷-۱۲)$$

مرحله دوم: محاسبه Q_o با معادله (۷-۱۰):

$$Q_{ob} = J(\bar{p}_r - p_b)$$

مرحله سوم: تولید داده‌های IPR برای $p_{wf} \geq p_b$ با فرض چندین مقدار مختلف p_{wf} بالای فشار نقطه حباب و محاسبه Q_o های مربوطه با معادله زیر:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf})$$

مرحله چهارم: استفاده از معادله (۷-۱۱) برای محاسبه Q_o در مقادیر مختلف p_{wf} زیر p_b :

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{Jp_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]$$

مثال ۷-۴

چاه توصیف شده در مثال ۷-۳ دوباره آزمایش شده و اطلاعات زیر به دست آمده‌اند:

$$p_{wf} = 1700 \text{ psig}$$

$$Q_o = 630.7 \text{ STB/day}$$

داده‌های IPR را با داده‌های آزمایش به دست آورید.

جواب

p_{wf} تثبیت شده کمتر از p_b است.

مرحله اول: استفاده از معادله (۷-۱۲) برای تعیین J :

$$J = \frac{630.7}{(3000 - 2130) + \frac{2130}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{1700}{2130} \right) - 0.8 \left(\frac{1700}{2130} \right)^2 \right]}$$

$$= 0.5 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله دوم:

$$Q_o = 0.5(3000 - 2130) = 435 \text{ STB/day}$$

مرحله سوم: تولید داده‌های IPR :

P_{wf}	Equation #	Q_o
3000	(7-6)	0
2800	(7-6)	100
2600	(7-6)	200
2130	(7-6)	435
1500	(7-11)	709
1000	(7-11)	867
500	(7-11)	973
0	(7-11)	1027

اغلب، پیش‌بینی عملکرد جریان چاه برای زمانهای آینده همراه با افت فشار مخزن ضروری است. محاسبات عملکرد آینده چاه به رابطه‌ای نیاز دارد که بتوان از آن برای پیش‌بینی دبی‌های حداکثر جریان نفت استفاده کرد.

چندین روش برای بیان مسئله چگونگی جابه‌جایی IPR همراه با افت فشار مخزن طرح شده‌اند. در بعضی از این روش‌ها باید از معادله موازنه جرم برای تولید داده‌های آینده درجه اشباع نفت به صورت تابعی از فشار مخزن استفاده کرد. زمانی که

این چنین داده‌هایی موجود نباشند، از دو روش تقریب ساده همراه با روش ووگل می‌توان برای پیش بینی IPR آینده استفاده کرد.

اولین روش تقریب

این روش تقریبی را از حداکثر دبی جریان آینده نفت $(Q_{o\max})_f$ در فشار متوسط معینی در مخزن ارائه می‌دهد. این دبی جریان حداکثر در معادله ووگل برای پیش‌بینی روابط عملکرد آینده جریان در $(\bar{p}_r)_f$ استفاده می‌شود. مراحل زیر خلاصه‌ای از کاربرد این روش‌اند:

مرحله اول: محاسبه $(Q_{o\max})_f$ در $(\bar{p}_r)_f$ با معادله زیر:

$$(Q_{o\max})_f = (Q_{o\max})_p \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right) \left[0.2 + 0.8 \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right) \right] \quad (13-7)$$

زیر نویس‌های f و p به ترتیب معرف شرایط آینده و حال‌اند.

مرحله دوم: با استفاده از مقدار جدید محاسبه شده $(Q_{o\max})_f$ و $(\bar{p}_r)_f$ ، IPR با معادله (۷-۹) به دست می‌آید.

دومین روش تقریب

فتکوویچ تقریبی ساده را برای تخمین $(Q_{o\max})_f$ در $(\bar{p}_r)_f$ پیشنهاد کرده است:

$$(Q_{o\max})_f = (Q_{o\max})_p \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right)^{3.0}$$

زیر نویس‌های f و p به ترتیب معرف شرایط آینده و حال‌اند. این معادله تنها برای تقریب زدن مقدار آینده $(Q_o)_{\max}$ ارائه شده است.

مثال ۵-۷

با استفاده از داده‌های مثال ۲-۷، در دوره‌ای که فشار متوسط مخزن از 2500 psig به 2200 psig افت می‌کند، IPR را پیش‌بینی کنید.

جواب

مثال ۲-۷ اطلاعات زیر را به دست می‌دهد:

- فشار متوسط حال حاضر مخزن $(\bar{p}_r)_p = 2500 \text{ psig}$ ؛
 - دبی حداکثر حال حاضر نفت $(Q_{o \max})_p = 1067.1 \text{ STB/day}$.
- مرحله اول: محاسبه $(Q_{o \max})_f$ با معادله (۷-۱۳):

$$(Q_{o \max})_f = 1067.1 \left(\frac{2200}{2500} \right) \left[0.2 + 0.8 \left(\frac{2200}{2500} \right) \right] = 849 \text{ STB/day}$$

مرحله دوم: تولید داده‌های IPR با معادله (۷-۹):

p_{wf}	$Q_o = 849 [1 - 0.2 (p_{wf}/2200) - 0.8 (p_{wf}/2200)^2]$
2200	0
1800	255
1500	418
500	776
0	849

امتیاز عمده روش ووگل حساسیت آن به نقطه انطباق، یعنی نقطه داده آزمایش جریان ثابت است، که برای رسم منحنی IPR چاه استفاده می‌شود.

روش ویگینز

ویگینز از چهار دسته داده‌های نفوذپذیری نسبی و خاصیت سیال به عنوان ورودی‌های مهم کامپیوتر برای ارائه معادلات پیش‌بینی عملکرد جریان استفاده کرد. روابط با این فرض که فشار مخزن اولیه همان فشار نقطه حباب است محدود می‌شوند روابطی که ویگینز پیشنهاد کرده است برای پیش‌بینی IPR در حین جریان سه فازی مناسب‌اند: این روابط مشابه روابط ووگل اند:

$$Q_o = (Q_o)_{\max} \left[1 - 0.52 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.48 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right] \quad (14-7)$$

$$Q_w = (Q_w)_{\max} \left[1 - 0.72 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.28 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right] \quad (15-7)$$

Q_w دبی جریان آب، STB/day ؛

$(Q_w)_{\max}$ حداکثر تولید آب در $p_{wf} = 0$ ، STB/day .

مشابه روش ووگل، داده‌های حاصل از آزمایش جریان تثبیت شده باید برای تعیین

$(Q_o)_{\max}$ و $(Q_w)_{\max}$ موجود باشند.

ویگینز روابط بالا را با مهیا کردن عباراتی برای تخمین دبی‌های آینده حداکثر

جریان برای پیش‌بینی آینده عملکرد ارائه داده است. وی دبی‌های آینده حداکثر جریان

را به صورت توابعی از پارامترهای زیر بیان کرده است:

- فشار متوسط مخزن، $(\bar{p}_r)_p$ ؛
- فشار متوسط آینده، $(\bar{p}_r)_f$ ؛
- دبی حداکثر جریان کنونی نفت، $(Q_{o\max})_p$ ؛
- دبی حداکثر جریان کنونی آب، $(Q_{w\max})_p$.

او روابط زیر را پیشنهاد داده است:

$$(Q_{o\max})_f = (Q_{o\max})_p \left[0.15 \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right) + 0.84 \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right)^2 \right] \quad (16-7)$$

$$(Q_{w\max})_f = (Q_{w\max})_p \left[0.59 \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right) + 0.36 \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right)^2 \right] \quad (17-7)$$

مثال ۶-۷

اطلاعات داده شده در مثال‌های ۲-۷ و ۵-۷ برای راحتی در این جا تکرار

می‌شوند:

- فشار متوسط کنونی 2500 psig؛
- دبی جریان تثبیت شده نفت 350 STB/day؛
- فشار تثبیت شده چاه 2000 psig.

داده‌های *IPR* را تولید و آینده *IPR* را با روش ویگینز، و در زمانی که فشار مخزن از 2500 psig به 2000 psig کاهش می‌یابد، پیش‌بینی کنید.

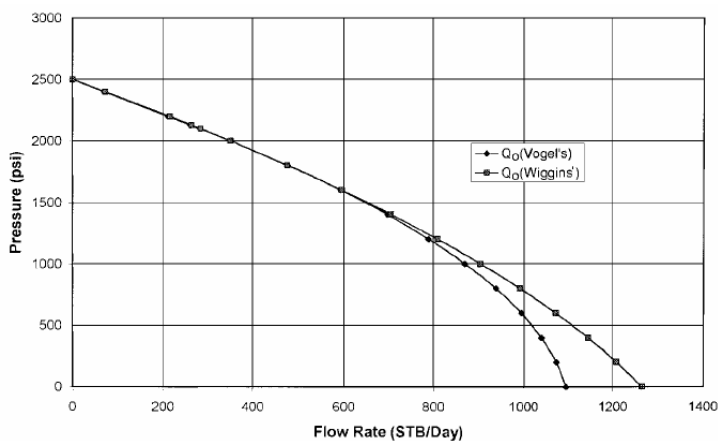
جواب

مرحله اول: استفاده از داده‌های آزمون جریان تثبیت شده و محاسبه حداکثر دبی جریان کنونی نفت با معادله (۷-۱۴):

$$Q_o = 350 \left[1 - 0.52 \left(\frac{2000}{2500} \right) - 0.48 \left(\frac{2000}{2500} \right)^2 \right] = 1264 \text{ STB/day}$$

مرحله دوم: تولید داده‌های کنونی *IPR* با روش ویگینز و مقایسه نتایج با نتایج روش ووگل. نتایج دو روش در شکل ۷-۹ نشان داده شده‌اند.

P_{wf}	Wiggins'	Vogel's
2500	0	0
2200	216	218
1500	651	632
1000	904	845
500	1108	990
0	1264	1067



شکل ۷-۹: منحنی IPR

مرحله سوم: محاسبه حداکثر دبی جریان آینده نفت با معادله (۷-۱۶):

$$(Q_{o \max})_f = 1264 \left[0.15 \left(\frac{2200}{2500} \right) + 0.84 \left(\frac{2200}{2500} \right)^2 \right] = 989 \text{ STB/day}$$

مرحله چهارم: تولید داده‌های آینده IPR با معادله (۷-۱۶):

P_{wf}	$Q_o = 989 [1 - 0.52 (p_{wf}/2200) - 0.48 (p_{wf}/2200)^2]$
2200	0
1800	250
1500	418
500	848
0	989

روش استندینگ

استندینگ به صورتی اساسی کاربرد روش ووگل را در پیش‌بینی رابطه عملکرد جریان یک چاه به صورت تابعی از فشار ارائه داد و معادله ووگل (معادله (۷-۹)) را دوباره آرایش کرد:

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{\max}} = \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_r}\right) \left[1 + 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right)\right] \quad (18-7)$$

استندینگ شاخص بهره‌دهی J معادله (۷-۱) را در معادله (۱۸-۷) قرار داد و نتیجه گرفت:

$$J = \frac{(Q_o)_{\max}}{p_r} \left[1 + 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right)\right] \quad (19-7)$$

و سپس شاخص بهره‌دهی کنونی را با افت فشار صفر به صورت زیر تعریف کرد:

$$J_p^* = 1.8 \left(\frac{(Q_o)_{\max}}{p_r}\right) \quad (20-7)$$

J_p^* شاخص بهره‌دهی با افت فشار صفر استندینگ است. J_p^* با J مرتبط است:

$$\frac{J}{J_p^*} = \frac{1}{1.8} \left[1 + 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right)\right] \quad (21-7)$$

معادله (۷-۱) محاسبه J_p^* را با استفاده از مقدار اندازه‌گیری شده J ممکن می‌کند. برای رسیدن به رابطه‌ای نهایی برای پیش‌بینی عبارت IPR دلخواه، استندینگ معادلات (۷-۱۸) و (۷-۲۰) را با هم ترکیب کرد تا ترم $(Q_o)_{\max}$ حذف شود:

$$Q_o = \left(\frac{J_f^* (\bar{p}_r)_f}{1.8} \right) \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{(\bar{p}_r)_f} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{(\bar{p}_r)_f} \right)^2 \right] \quad (۲۲-۷)$$

زیر نویس f به شرایط آینده اشاره دارد.

به گفته استندینگ J_f^* را می‌توان با استفاده از مقدار کنونی J_p^* و عبارت زیر به دست آورد:

$$J_f^* = J_p^* \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_f \bigg/ \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p \quad (۲۳-۷)$$

زیر نویس p به شرایط کنونی اشاره دارد.

اگر داده‌های نفوذپذیری نسبی در دست نباشند، می‌توان J_f^* را با رابطه زیر تخمین زد:

$$J_f^* = J_p^* \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right)^2 \quad (۲۴-۷)$$

روش استندینگ به شکلی خلاصه برای پیش‌بینی یک IPR آینده توضیح داده شده است:

مرحله اول: استفاده از شرط زمان کنونی و داده‌های آزمایش جریان موجود برای محاسبه $(Q_o)_{\max}$ با معادلات (۷-۹) یا (۷-۱۸).

مرحله دوم: محاسبه J^* در شرایط کنونی، یعنی J_p^* ، با معادله (۷-۲۰). از دیگر ترکیبات معادلات (۷-۱۸) تا (۷-۲۱) نیز می‌توان برای تخمین J_p^* استفاده کرد.

مرحله سوم: محاسبه عبارات $\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_p$ و $\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_f$ با استفاده از خواص سیال، داده‌های نفوذپذیری نسبی و درجه اشباع.

مرحله چهارم: محاسبه J_f^* با معادله (۷-۲۳). اگر داده‌های نفوذپذیری نسبی نفت موجود نباشند، از معادله (۷-۲۴) استفاده کنید.

مرحله پنجم: تولید IPR آینده با معادله (۷-۲۲).

مثال ۷-۷

چاهی از یک مخزن اشباع نفتی که در فشار نقطه حباب خودش (4000 psig) قرار دارد در حال تولید با دبی ثابت 600 STB/day و $p_{wf} = 3200$ psig است. محاسبات موازنه جرم پیش‌بینی‌های کنونی و آینده را برای درجه اشباع نفت و خواص PVT آن به صورت زیر ارائه کرده‌اند:

	Present	Future
\bar{p}_r	4000	3000
μ_o , cp	2.40	2.20
B_o , bbl/STB	1.20	1.15
k_{ro}	1.00	0.66

IPR آینده را برای این چاه در فشار 3000 psig با روش استندینگ به دست

آورید.

جواب

مرحله اول: محاسبه $(Q_o)_{\max}$ کنونی با معادله (۷-۱۸):

$$(Q_o)_{\max} = \frac{600}{\left(1 - \frac{3200}{4000}\right) \left[1 + 0.8 \left(\frac{3200}{4000}\right)\right]} = 1829 \text{ STB/day}$$

مرحله دوم: محاسبه J_p^* با معادله (۷-۲۰):

$$J_p^* = 1.8 \left(\frac{1829}{4000} \right) = 0.823$$

مرحله سوم: محاسبه تابع فشار زیر:

$$\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p = \frac{1}{(2.4)(1.20)} = 0.3472$$

$$\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_f = \frac{0.66}{(2.2)(1.15)} = 0.2609$$

مرحله چهارم: محاسبه J_f^* با معادله (۷-۲۳):

$$J_f^* = 0.823 \left(\frac{0.2609}{0.3472} \right) = 0.618$$

مرحله پنجم: محاسبه IPR با معادله (۷-۲۲):

Pwf	Q _o , STB/day
3000	0
2000	527
1500	721
1000	870
500	973
0	1030

یکی از اشکالات عمده روش استندینگ این است که به اطلاعات قابل اعتماد نفوذپذیری و نیز محاسبات موازنه جرم برای پیش‌بینی درجات اشباع نفت در فشارهای متوسط آینده مخزن نیاز دارد.

روش فتکوویچ

ماسکت و اونیگر برای به حساب آوردن رفتار غیرخطی جریان (IPR) چاهها تلاش کردند شاخص بهره‌دهی نظری (تئوری) را با معادله جریان حالت شبه پایدار محاسبه کنند. آنها معادله داری را به صورت زیر ارائه دادند:

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \int_{p_{wf}}^{\bar{p}} f(p) dp \quad (25-7)$$

در این معادله تابع $f(p)$ به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$f(p) = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \quad (26-7)$$

k_{ro} نفوذپذیری نسبی

k نفوذپذیری مطلق، mD

B_o ضریب حجم سازند نفت

μ_o ویسکوزیته نفت، cp

به پیشنهاد فتکوویچ تابع فشار اصولاً می‌تواند در یکی از دو ناحیه زیر قرار گیرد:

ناحیه اول: ناحیه فوق اشباع

در صورتی تابع فشار $f(p)$ در این ناحیه قرار می‌گیرد که $p > p_b$ باشد. به این دلیل که نفوذپذیری نسبی نفت در این ناحیه معادل یک است ($k_{ro} = 1$):

$$f(p) = \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right)_p \quad (27-7)$$

فتکوویچ مشاهده کرده که تغییر $f(p)$ کم است و تابع فشار در این ناحیه ثابت است (شکل ۷-۱۰).

ناحیه دوم: ناحیه اشباع

در ناحیه اشباع، یعنی $p < p_b$ ، فتکوویچ نشان داده که $\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)$ همواره به صورت خطی با تغییرات فشار تغییر می‌کند که این خط راست از مبدأ مختصات می‌گذرد (شکل ۷-۱۰). تابع فشار در این ناحیه به صورت زیر است:

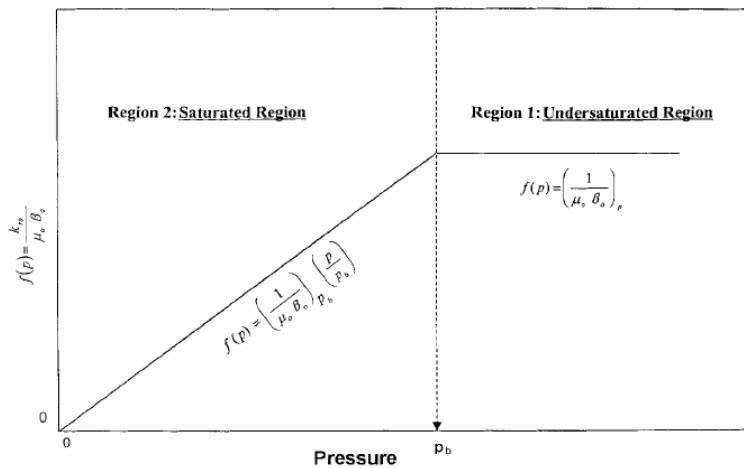
$$f(p) = \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right)_{pb} \left(\frac{p}{p_b} \right) \quad (28-7)$$

μ_o و B_o در فشار نقطه حباب ارزیابی شده‌اند.

در استفاده از تابع خط راست فشار سه حالت را باید در نظر گرفت:

- \bar{p}_r و p_{wf} بزرگتر از p_b ؛
- \bar{p}_r و p_{wf} کوچکتر از p_b ؛
- \bar{p}_r بزرگتر از p_{wf} و کوچکتر از p_b .

هر سه حالت در زیر بررسی می‌شوند.



شکل ۷-۱۰: مفهوم تابع فشار

حالت اول: \bar{p}_r و p_{wf} بزرگتر از p_b

در این حالت چاه از یک مخزن زیر اشباع تولید می‌کند و هر دو پارامتر فشار \bar{p}_r و p_{wf} بزرگتر از فشار نقطه حباب‌اند و تابع فشار $f(p)$ با معادله (۲۷-۷) توصیف می‌شود. با گذاردن معادله (۲۷-۷) در معادله (۲۵-۷):

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]} \int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right) dp$$

ثابت است؛ بنابراین: $\left(\frac{1}{\mu_o B_o}\right)$

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} (\bar{p}_r - p_{wf}) \quad (29-7)$$

یا:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}) \quad (30-7)$$

شاخص بهره‌دهی در این حالت به صورت عبارتی از پارامترهای مخزن تعریف

می‌شود:

$$J = \frac{0.00708kh}{\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (31-7)$$

B_o و μ_o در $(\bar{p}_r + p_{wf})/2$ ارزیابی شده‌اند.

مثال ۸۷

چاهی از یک مخزن زیر اشباع با فشار متوسط مخزن 3000 psi در حال تولید است. فشار نقطهٔ حباب در دمای $150^\circ F$ برابر با 1500 psi ثبت شده است. داده‌های اضافی زیر نیز موجوداند:

دبی جریان ثابت 280 STB/day ؛

فشار ته چاهی ثابت 2200 psi ؛

$$h = 20 \text{ ft} \quad r_w = 0.3 \text{ ft} \quad r_e = 660 \text{ ft} \quad s = -0.5$$

$$k = 65 \text{ mD}$$

$\mu_o = 2.4 \text{ cp}$ در فشار 2600 psi ؛

$B_o = 1.4 \text{ bbl/STB}$ در فشار 2600 psi .

شاخص بهره‌دهی را با استفاده از داده آزمایش جریان معادله (۷-۳۰) و خواص مخزن (معادله (۷-۳۱) محاسبه کنید.

جواب

* با استفاده از معادله (۷-۳۱):

$$J = \frac{0.00708(65)(20)}{(2.4)(1.4) \left[\ln\left(\frac{660}{0.3}\right) - 0.75 - 0.5 \right]} = 0.42 \text{ STB/day/psi}$$

* با استفاده از داده‌های تولید:

$$J = \frac{280}{3000 - 2200} = 0.35 \text{ STB/day/psi}$$

این نتایج نشان می‌دهند که این دو رویکرد رابطه‌ای منطقی دارند. در هر صورت چندین عامل عدم قطعیت در مقادیر پارامترهای معادله (۷-۳۱) برای تعیین شاخص بهره‌دهی وجود دارند. برای مثال، تغییرات ضریب پوسته، k و یا مساحت ناحیه زهکشی مقدار J محاسبه شده را تغییر خواهند داد.

حالت دوم: \bar{p}_r و p_{wf} کوچکتر از p_b

زمانی که فشار متوسط مخزن \bar{p}_r و فشار ته چاهی در حین جریان p_{wf} هر دو زیر فشار نقطه حباب باشند، تابع فشار $f(p)$ با یک رابطه خطی (معادله (۷-۲۸)) بیان می‌شود. با ترکیب معادله‌های (۷-۲۸) و (۷-۲۵):

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} \frac{1}{(\mu_o B_o)_{pb}} \left(\frac{p}{p_b} \right) dp$$

ثابت است؛ پس: $\left[\left(\frac{1}{(\mu_o B_o)_{pb}} \right) \left(\frac{1}{p_b} \right) \right]$

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \frac{1}{(\mu_o B_o)_{pb}} \left(\frac{1}{p_b}\right) \int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} p dp$$

با انتگرال گیری از رابطه بالا:

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{(\mu_o B_o)_{pb} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \left(\frac{1}{2p_b}\right) (p_r^2 - p_{wf}^2) \quad (32-7)$$

با قرار دادن شاخص بهره‌دهی در معادله بالا:

$$Q_o = J \left(\frac{1}{2p_b}\right) (p_r^2 - p_{wf}^2) \quad (33-7)$$

ترم $\left(\frac{J}{2p_b}\right)$ معمولاً ضریب عملکرد^۱ C نامیده می‌شود؛ یا:

$$Q_o = C (p_r^2 - p_{wf}^2) \quad (34-7)$$

برای محاسبه جریان غیر دارسی (جریان آشفته) در چاه‌های نفتی، فتکوویچ تابع n را در معادله (۳۵-۷) به صورت زیر اعمال کرد:

$$Q_o = C (p_r^2 - p_{wf}^2)^n \quad (35-7)$$

1- Performance Coefficient

مقدار n در بازه $۱/۰$ برای جریان کاملاً آرام تا $۰/۵$ برای جریان کاملاً آشفته قرار دارد.

معادله (۳۵-۷) دو مجهول دارد: ضریب عملکرد C و توان n ؛ بنابراین حداقل به دو آزمایش برای ارزیابی این دو پارامتر، با فرض این که \bar{p}_r معلوم باشد، نیاز است.

با گرفتن لگاریتم از هر دو طرف معادله (۳۵-۷) و حل آن نسبت به $\log(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)$ می‌توان عبارت زیر را به دست آورد:

$$\log(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2) = \frac{1}{n} \log Q_o - \frac{1}{n} \log C$$

با رسم $(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)$ بر حسب Q_o در مقیاس $\log - \log$ خطی راست با شیب $1/n$ و عرض از مبدأ C در $(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2) = 1$ به دست خواهد آمد. مقدار C را می‌توان با استفاده از هر نقطه‌ای روی نمودار خطی، زمانی که n معلوم باشد، با رابطه زیر به دست آورد:

$$C = \frac{Q_o}{(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)^n}$$

زمانی که مقادیر C و n از داده‌های آزمایش تعیین شدند، می‌توان از معادله (۳۵-۷) برای تولید یک IPR کامل استفاده کرد.

زمانی که فشار مخزن به فشار $(\bar{p}_r)_f$ افت می‌کند، فتکوویچ برای ساختن IPR آینده فرض کرده که ضریب عملکرد C تابعی خطی از فشار متوسط مخزن است و بنابراین مقدار C را با رابطه زیر برای آینده تطبیق می‌دهد:

$$(C)_f = (C)_p \left[\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right] \quad (۳۶-۷)$$

زیر نویس‌های f و p معرف شرایط آینده و حال‌اند.

فتکوویچ فرض کرده که مقدار توان n با تغییرات فشار مخزن تغییر نمی‌کند. بگز نیز بحث عالی و جامعی از روش‌های مختلف ساختن منحنی‌های IPR برای چاه‌های نفتی و گازی ارائه داده است. بگز از مثال زیر برای نمایش روش فتکوویچ در تولید IPR آینده و حال استفاده کرده است.

مثال ۹-۷

آزمایش جریان ثابت چهار نقطه در یک چاه در حال تولید در یک مخزن اشباع، که فشار متوسط آن 3600 psi است، اجرا شده است.

$Q_o, \text{ STB/day}$	$p_{wf}, \text{ psi}$
263	3170
383	2890
497	2440
640	2150

الف) با روش فتکوویچ یک IPR کامل را برای این چاه بسازید؛
ب) زمانی که فشار این مخزن به 2000 psi می‌رسد، IPR را تشکیل دهید.

جواب

قسمت (الف)

مرحله اول: تشکیل جدول زیر:

$Q_o, \text{ STB/day}$	$p_{wf}, \text{ psi}$	$(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2) \times 10^{-6}, \text{ psi}^2$
263	3170	2.911
383	2890	4.567
497	2440	7.006
640	2150	8.338

مرحله دوم: رسم $(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)$ نسبت به Q_o در مقیاس $\log - \log$ (شکل ۷-۱۱) و تعیین توان n یا:

$$n = \frac{\log(750) - \log(105)}{\log(10^7) - \log(10^6)} = 0.854$$

مرحله سوم: به دست آوردن ضریب عملکرد C :

$$C = 0.00079$$

مرحله چهارم: تولید IPR با فرض مقادیر مختلف p_{wf} و محاسبه دبی جریان مربوطه با معادله (۷-۲۵):

$$Q_o = 0.00079(3600^2 - p_{wf}^2)^{0.854}$$

P_{wf}	$Q_o, STB/day$
3600	0
3000	340
2500	503
2000	684
1500	796
1000	875
500	922
0	937

منحنی IPR در شکل ۷-۱۲ نشان داده شده است. AOF یعنی $(Q_o)_{max}$ برابر $937 STB/day$ است.

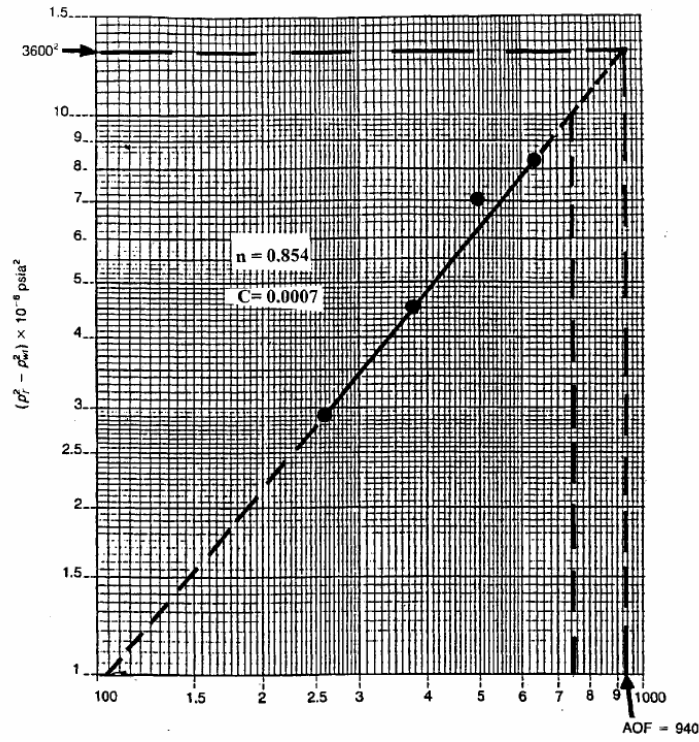
قسمت ب)

مرحله اول: محاسبه ضریب عملکرد آینده C با معادله (۷-۳۶):

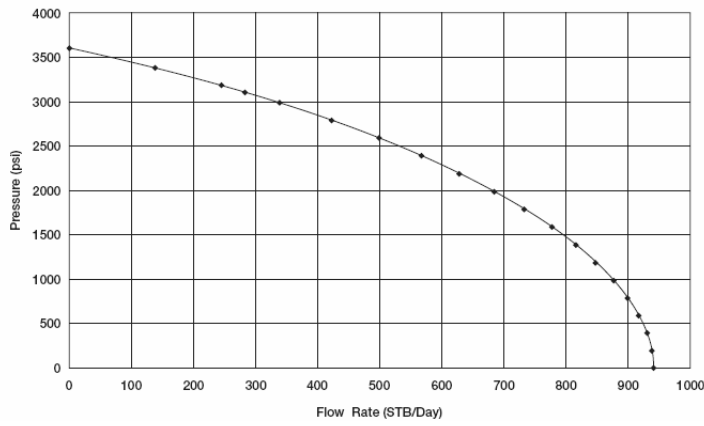
$$(C)_f = 0.00079 \left(\frac{2000}{3600} \right) = 0.000439$$

مرحله دوم: تشکیل منحنی IPR جدید در فشار $2000 psi$ با استفاده از C محاسبه شده جدید و استفاده از معادله جریان:

$$Q_o = 0.000439(2000^2 - p_{wf}^2)^{0.854}$$



شکل ۷-۱۱: داده‌های آزمایش جریان پشت جریان^۱ در مثال ۷-۹

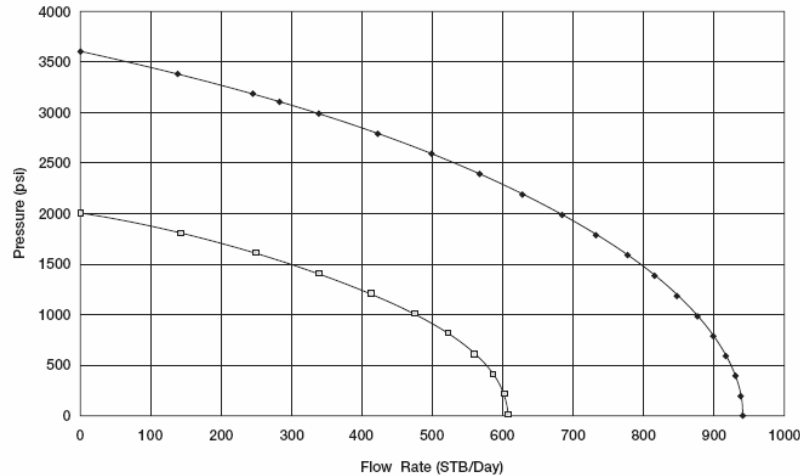


شکل ۷-۱۲: منحنی IPR در روش فتکوویچ

1- Flow-after-Flow Test

P_{wf}	Q_o
2000	0
1500	94
1000	150
500	181
0	191

هر دو IPR زمان حال و آینده در شکل ۷-۱۳ رسم شده‌اند.



شکل ۷-۱۳: منحنی IPR آینده در فشار 2000 psi

کلینز و کلارک روابطی تجربی را ارائه دادند که تغییرات ضریب عملکرد فتکوویچ C و توان جریان n با کاهش فشار مخزن را به هم ربط می‌دهند. این دو مشاهده کردند که توان n با تغییر فشار مخزن بسیار تغییر می‌کند. کلینز و کلارک نشان داده‌اند که مقادیر آینده $(n)_f$ و $(C)_f$ در فشار $(\bar{p}_r)_f$ با مقادیر C و n در فشار نقطه حباب مرتبط‌اند. آنها با علامت‌گذاری C_b و n_b به عنوان مقادیر ضریب عملکرد و توان جریان در فشار نقطه حباب p_b ، پارامترهای بدون بعد زیر را ارائه داده‌اند:

- ضریب عملکرد بدون بعد C/C_b ؛
- توان جریان بدون بعد n/n_b ؛

• فشار متوسط مخزن بدون بعد \bar{p}_r/p_b .

آنها روابط C/C_b و n/n_b را با فشار بدون بعد بیان کرده‌اند:

$$\left(\frac{n}{n_b}\right) = 1 + 0.0577\left(1 - \frac{\bar{p}_r}{p_b}\right) - 0.2459\left(1 - \frac{\bar{p}_r}{p_b}\right)^2 + 0.503\left(1 - \frac{\bar{p}_r}{p_b}\right)^3 \quad (37-7)$$

و

$$\left(\frac{C}{C_b}\right) = 1 - 3.5718\left(1 - \frac{\bar{p}_r}{p_b}\right) + 4.7981\left(1 - \frac{\bar{p}_r}{p_b}\right)^2 - 2.3066\left(1 - \frac{\bar{p}_r}{p_b}\right)^3 \quad (38-7)$$

C_b ضریب عملکرد در فشار نقطه حباب؛

n_b توان جریان در فشار نقطه حباب؛

استفاده از روابط بالا برای تطبیق و تنظیم C و n با تغییرات فشار متوسط مخزن

به تفصیل در زیر توضیح داده شده است:

مرحله اول: محاسبه مقادیر کنونی C و n در فشار متوسط کنونی P مخزن \bar{P}_r با

استفاده از داده‌های موجود آزمایش جریان همراه با معادله فتکوویچ (معادله ۳۴-۷)؛

مرحله دوم: به دست آوردن مقادیر بدون بعد C/C_b و n/n_b با استفاده از مقدار

کنونی P_r با معادلات (۳۷-۷) و (۳۸-۷)؛

مرحله سوم: حل ثابت‌های n_b و C_b با رابطه زیر:

$$n_b = \frac{n}{(n/n_b)} \quad (39-7)$$

$$C_b = \frac{C}{(C/C_b)} \quad (40-7)$$

اگر فشار کنونی مخزن معادل فشار نقطه حباب باشد، مقادیر n و C در مرحله

اول همان n_b و C_b هستند.

مرحله چهارم: فرض یک فشار متوسط آینده مخزن برابر با \bar{p}_r و به دست آوردن پارامترهای بدون بعد مربوطه (n_f/n_b) و (C_f/C_b) با معادله (۳۷-۷) و (۳۸-۷)؛
مرحله پنجم: به دست آوردن مقادیر آینده n_f و C_f با روابط زیر:

$$n_f = n_b \left(\frac{n_f}{n_b} \right)$$

$$C_f = C_b \left(\frac{C_f}{C_b} \right)$$

مرحله ششم: استفاده از n_f و C_f در معادله فتکوویچ برای تولید IPR آینده چاه در فشار متوسط دلخواه مخزن $(\bar{p}_r)_f$. حداکثر دبی جریان نفت $(Q_o)_{\max}$ در $(\bar{p}_r)_f$ به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$(Q_o)_{\max} = C_f \left[(\bar{p}_r) \right]^{n_f} \quad (41-7)$$

مثال ۱۰-۷

با استفاده از اطلاعات مثال ۹-۹، داده‌های IPR آینده را در زمانی که فشار مخزن به 3200 psi می‌رسد محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: چون مخزن در فشار نقطه حبایش قرار دارد:

$$n_b = 0.854 \quad C_b = 0.00079$$

$$p_b = 3600 \text{ psi}$$

مرحله دوم: محاسبه پارامترهای بدون بعد آینده در فشار 3200 psi با معادلات (۳۷-۷) و (۳۸-۷):

$$\begin{aligned} \left(\frac{n}{n_b}\right) &= 1 + 0.0577\left(1 - \frac{3200}{3600}\right) - 0.2459\left(1 - \frac{3200}{3600}\right)^2 + 0.503\left(1 - \frac{3200}{3600}\right)^3 \\ &= 1.0041 \\ \left(\frac{C}{C_b}\right) &= 1 - 3.5718\left(1 - \frac{3200}{3600}\right) + 4.7981\left(1 - \frac{3200}{3600}\right)^2 - 2.3066\left(1 - \frac{3200}{3600}\right)^3 \\ &= 0.6592 \end{aligned}$$

مرحله سوم: به دست آوردن n_f و C_f :

$$n_f = (0.854)(1.0041) = 0.8575$$

$$C_f = (0.00079)(0.6592) = 0.00052$$

بنابراین معادله دبی جریان به صورت زیر حاصل می‌شود:

$$Q_o = 0.00052(3200^2 - p_{wf}^2)^{0.8575}$$

می‌توان مقدار AOF را با قرار دادن $p_{wf} = 0$ در معادله بالا به دست آورد:

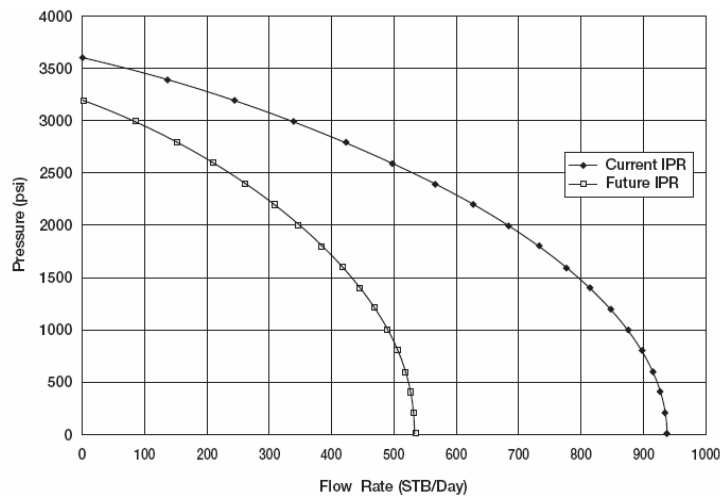
$$(Q_o)_{\max} = 0.00052(3200^2 - 0^2)^{0.8575} = 0.534 \text{ STB/day}$$

مرحله چهارم: تشکیل جدول زیر:

P_{wf}	Q_o
3200	0
2000	349
1500	431
500	523
0	534

در شکل ۷-۱۴ IPR های آینده و حال محاسبه شده در مثال های ۷-۹ و ۷-۱۰

با هم مقایسه شده‌اند.



شکل ۷-۱۴: منحنی IPR

حالت سوم: $\bar{p}_r > p_b$ و $p_{wf} < p_b$

شکل ۷-۱۵ حالت سوم را با فرض $p_{wf} < p_b$ و $\bar{p}_r > p_b$ نشان می‌دهد. با بسط انتگرال موجود در معادله (۷-۲۵) می‌توان آن را به صورت زیر نوشت:

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \left[\int_{p_{wf}}^{p_b} f(p) dp + \int_{p_b}^{\bar{p}_r} f(p) dp \right]$$

با گذاشتن معادلات (۷-۲۷) و (۷-۱۸) در عبارت بالا:

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \left[\int_{p_{wf}}^{p_b} \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right) \left(\frac{p}{p_b} \right) dp + \int_{p_b}^{\bar{p}_r} \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right) dp \right]$$

μ_o و B_o در فشار نقطه حباب p_b ارزیابی شده‌اند.

با آرایش مجدد عبارت بالا:

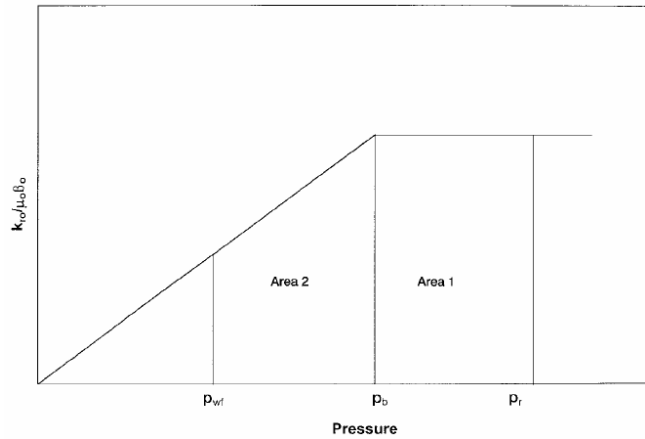
$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \left[\frac{1}{p_b} \int_{p_{wf}}^{p_b} p dp + \int_{p_b}^{\bar{p}_r} dp \right]$$

انتگرال گیری و گذاشتن شاخص بهره‌دهی J در معادله بالا نتیجه می‌دهد:

$$Q_o = J \left[\frac{1}{2p_b} (p_b^2 - p_{wf}^2) + (\bar{p}_r - p_{wf}) \right]$$

یا:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}) + \frac{J}{2p_b} (p_b^2 - p_{wf}^2) \quad (۴۲-۷)$$



شکل ۱۵-۷: $\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)$ بر حسب فشار برای حالت سوم

مثال ۱۱-۷

داده‌های مخزنی و آزمون جریان زیر برای یک چاه نفتی موجوداند:

$$p_{wf} = 3200 \text{ psi}$$

$$\bar{p}_r = 4000 \text{ psi}$$

$$Q_o = 280 \text{ STB/day}$$

$$p_b = 3200 \text{ psi}$$

داده‌های *IPR* این چاه را به دست آورید.

جواب

مرحله اول: محاسبه شاخص بهره‌دهی با داده‌های آزمون جریان:

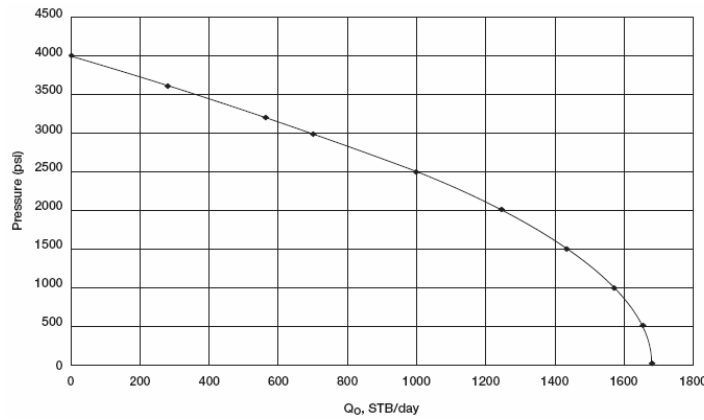
$$J = \frac{280}{4000 - 3600} = 0.7 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله دوم: تولید داده‌های *IPR* با معادله (۷-۳۰) زمانی که $p_{wf} > p_b$ و با معادله

(۷-۴۲) زمانی که $p_{wf} < p_b$ است:

p_{wf}	Equation	Q_o
4000	(7-30)	0
3800	(7-30)	140
3600	(7-30)	280
3200	(7-30)	560
3000	(7-42)	696
2600	(7-42)	941
2200	(7-42)	1151
2000	(7-42)	1243
1000	(7-42)	1571
500	(7-42)	1653
0	(7-42)	1680

نتایج محاسبات در شکل ۷-۱۶ نشان داده شده‌اند.



شکل ۷-۱۶: منحنی IPR با استفاده از روش فتکوویچ

باید توجه داشت که روش فتکوویچ یک مزیت بر روش فتکوویچ دارد: در این روش به محاسبات کسل کننده موازنه جرم برای پیش‌بینی درجات اشباع نفت در فشارهای متوسط آینده مخزن نیاز نیست.

روش کلینز - کلارک

کلینز و کلارک معادله جریانی شبیه رابطه ووگل ارائه داده‌اند که می‌توان از آن برای تخمین داده‌های آینده IPR استفاده کرد. برای بهبود قابلیت پیش‌بینی کننده معادله ووگل، آنها توان جدید d را در این معادله اعمال کردند و رابطه زیر را به دست آوردند:

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{\max}} = 1 - 0.295 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.705 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^d \quad (43-7)$$

$$d = \left[0.28 + 0.72 \left(\frac{\bar{p}_r}{p_b} \right) \right] (1.24 + 0.001 p_b) \quad (44-7)$$

مراحل محاسباتی روش کلینز و کلارک در زیر به صورت خلاصه توضیح داده شده‌اند:

مرحله اول: محاسبه توان d با معادله (۴۴-۷) با معلوم بودن فشار نقطه حباب و فشار کنونی مخزن؛

مرحله دوم: حل معادله (۴۳-۷) با استفاده از داده‌های جریان ثابت موجود (Q_o) و $(p_{wf})_{max}$ برای به دست آوردن $(Q_o)_{max}$ ؛

مرحله سوم: تشکیل IPR کنونی با فرض چندین مقدار p_{wf} و به دست آوردن مقادیر Q_o مربوط به هر p_{wf} در معادله (۴۳-۷).

عملکرد چاه نفتی افقی

از سال ۱۹۸۰، چاههای افقی وارد صنعت تولید نفت شدند و هر روز استفاده از آنها در تولید هیدروکربن افزایش یافته است. چاههای افقی، در مقایسه با چاههای عمودی، مزایایی دارند:

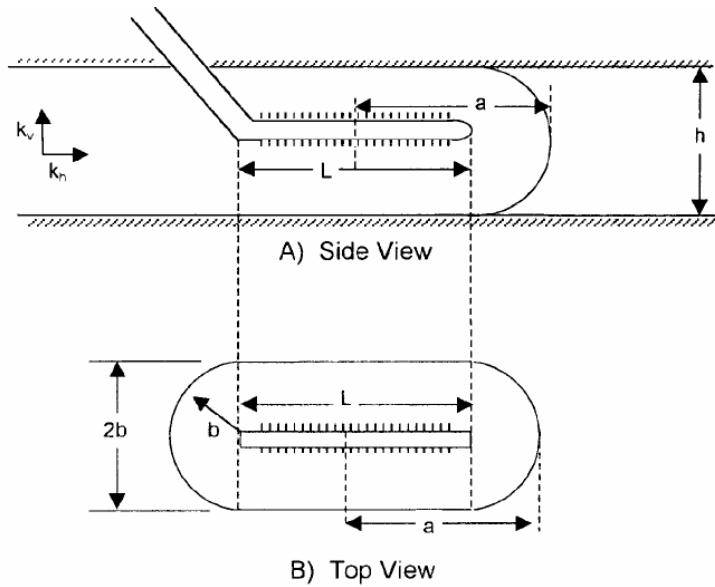
- حجم بیشتری از مخزن با هر چاه افقی قابل زهکشی است؛
- تولید بیشتر از لایه‌های نازک؛
- چاههای افقی مشکلات مربوط به نواحی آبدار یا گازدار را به حداقل می‌رسانند؛

• در مخازن با نفوذپذیری بالا که سرعت گاز در نزدیکی چاههای عمودی بالاست، می‌توان از چاههای افقی برای کاهش آشفته‌گی جریان و سرعت در نزدیکی چاه استفاده کرد؛

- در روش‌های ازدیاد برداشت مدرن (EOR) و روش‌های برداشت ثانویه، چاههای افقی تزریقی طولانی بهره‌دهی تزریقی^۱ بالاتری را مهیا می‌کنند؛
- در طول چاه افقی، امکان چندین برخورد با چندین صفحه فرکچر وجود دارد که بهره‌دهی را بسیار بالا می‌برد.

1- Injectivity

مکانیزم حقیقی تولید و رژیم‌های جریان مخزن در اطراف چاه افقی پیچیده‌تر از چاه عمودی‌اند (به خصوص اگر مقطع افقی چاه طول قابل ملاحظه‌ای داشته باشد). گونه‌های متفاوتی از ترکیب جریان‌های خطی و شعاعی در این مدل چاه وجود دارند که مشابه چاه شکافدار عمل می‌کنند. به گزارش چندین محقق شکل‌های *IPR* اندازه‌گیری شده در چاه‌های افقی مشابه آنهایی هستند که با روش‌های فتکویچ و ووگل پیش‌بینی شده‌اند. آنها نشان داده‌اند که بهره‌دهی حاصل از چاه‌های افقی به طول 1500 ft دو تا چهار برابر چاه‌های عمودی است.



شکل ۷-۱۷: ناحیه زهکشی چاه افقی

می‌توان یک چاه افقی را چندین چاه عمودی متوالی در نظر گرفت که حفر و در ضخامت محدود لایه تکمیل شده است (شکل ۷-۱۷). با در نظر گرفتن چاه افقی به صورت یک مستطیل، هر یک از دو سر چاه ناحیه نیم دایره‌ای به شعاع b را زهکشی می‌کند.

یوشی با در نظر گرفتن هر سر (انتهای) چاه افقی به صورت یک چاه عمودی که ناحیه‌ای نیم دایره‌ای به شعاع b را زهکشی می‌کند، دو روش را برای محاسبه مساحت ناحیه زهکشی یک چاه افقی ارائه داده است.

I روش

یوشی ناحیه زهکشی اطراف یک چاه افقی را بدین صورت تقسیم می‌کند: دو قسمت نیم دایره‌ای به شعاع b (معادل شعاع r_{ev} در چاه عمودی) ناشی از زهکشی دو سر (انتهای چاه افقی) و یک قسمت مستطیلی بین این دو نیم دایره به مساحت $L(2b)$. وی مساحت ناحیه زهکشی این چاه افقی را به دست آورد:

$$A = \frac{L(2b) + \pi b^2}{43,560} \quad (۴۵-۷)$$

A مساحت ناحیه زهکشی، $acres$ ؛

L طول چاه افقی، ft ؛

b نصف طول قطر کوچک یک بیضی، ft .

II روش

در این روش یوشی ناحیه زهکشی را یک بیضی فرض کرد و مساحت آن را به دست آورد:

$$A = \frac{\pi ab}{43,560} \quad (۴۶-۷)$$

$$a = \frac{L}{2} + b \quad (۴۷-۷)$$

a نصف طول قطر بزرگ یک بیضی است.

به گفته یوشی این دو روش دو مقدار مختلف A را به دست می‌دهند و پیشنهاد می‌کند که در محاسبات از مساحت میانگین این دو روش استفاده شود. اکثر معادلات دبی تولید به مقدار شعاع زهکشی چاه افقی نیاز دارند:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43,560A}{\pi}}$$

r_{eh} شعاع زهکشی چاه افقی، ft ؛

A مساحت ناحیه زهکشی چاه افقی، $acres$.

مثال ۷-۱۲

می‌خواهند مخزنی با مساحت $480acres$ را با ۱۲ چاه عمودی توسعه دهند. با این فرض که هر چاه عمودی کارایی زهکشی $40acres$ دارد، با استفاده از چند چاه افقی به طول $1000ft$ یا $2000ft$ می‌توان این مخزن را با همان کارایی تخلیه کرد.

جواب

مرحله اول: محاسبه شعاع زهکشی چاه عمودی:

$$r_{ev} = b = \sqrt{\frac{(43,560)(40)}{\pi}} = 745ft$$

مرحله دوم: محاسبه مساحت ناحیه زهکشی چاه افقی به طول $1000ft$ یا $2000ft$ با روش‌های یوشی:

* روش I

برای چاه افقی ۱۰۰۰ فوتی (معادله ۷-۴۵):

$$A = \frac{(1000)(2 \times 745) + \pi(745)^2}{43,560} = 74acres$$

برای چاه افقی ۲۰۰۰ فوتی:

$$A = \frac{(2000)(2 \times 745) + \pi(745)^2}{43,560} = 108acres$$

* روش II

برای چاه افقی ۱۰۰۰ فوتی (معادله ۷-۴۶):

$$a = \frac{1000}{2} + 745 = 1245 \text{ ft}$$

$$A = \frac{\pi(1245)(745)}{43,560} = 67 \text{ acres}$$

برای چاه افقی 2000 فوتی:

$$a = \frac{2000}{2} + 745 = 1745 \text{ ft}$$

$$A = \frac{\pi(1745)(745)}{43,560} = 94 \text{ acres}$$

مرحله سوم: محاسبه میانگین مقادیر حاصل از دو روش:

مساحت ناحیه زهکشی چاه 1000 فوتی:

$$A = \frac{74 + 67}{2} = 71 \text{ acres}$$

مساحت ناحیه زهکشی چاه 2000 فوتی:

$$A = \frac{108 + 67}{2} = 101 \text{ acres}$$

مرحله چهارم: محاسبه تعداد چاه‌های افقی به طول 1000 ft :

$$n_{1000 \text{ ft}} = \frac{480}{71} = 7$$

مرحله پنجم: محاسبه تعداد چاه‌های افقی به طول 2000 ft :

$$n_{2000 \text{ ft}} = \frac{480}{101} = 5$$

در این کتاب محاسبات عملکرد جریان چاه‌های افقی با دو شرط زیر بررسی

می‌شوند:

- جریان تک فازی حالت پایدار؛
- جریان دو فازی حالت شبه پایدار.

بهره‌دهی چاه افقی تحت جریان حالت پایدار

راه حل تحلیلی حالت پایدار ساده‌ترین راه مسائل چاه افقی است. در این راه حل فشار در هر نقطه‌ای از مخزن باید با گذشت زمان ثابت باشد. معادله دبی جریان در شرط حالت پایدار به صورت زیر است:

$$Q_{oh} = J_h \Delta P \quad (48-7)$$

Q_{oh} دبی جریان چاه افقی، STB/day ؛

ΔP افت فشار از مرز ناحیه زهکشی تا چاه، psi ؛

J_h شاخص بهره‌دهی چاه افقی، $STB/day/psi$.

شاخص بهره‌دهی چاه افقی J_h همواره با تقسیم دبی جریان بر افت فشار به دست می‌آید:

$$J_h = \frac{Q_{oh}}{\Delta p}$$

چندین روش برای پیش‌بینی شاخص بهره‌دهی با استفاده از خواص سیال و مخزن طرح شده‌اند:

- روش بوریسف^۱؛
- روش گیگر-ریس-جوردن^۲؛
- روش یوشی؛
- روش رنارد - دوپای^۳.

روش بوریسف

بوریسف عبارت زیر را برای پیش‌بینی شاخص بهره‌دهی یک چاه افقی در مخزنی ایزوتروپ ($k_h = k_v$) پیشنهاد داده است:

-
- 1- Borisov's Method
 - 2- The Giger – Reiss – Jourdan Method
 - 3- The Renard – Dupuy Method

$$J_h = \frac{0.00708 k_h h}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{4r_{eh}}{L} \right) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]} \quad (49-7)$$

h ضخامت، ft ؛

k_h نفوذپذیری افقی، mD ؛

k_v نفوذپذیری عمودی، mD ؛

L طول چاه افقی، ft ؛

r_{eh} شعاع زهکشی چاه افقی، ft ؛

r_w شعاع چاه، ft ؛

J_h شاخص بهره‌دهی، $STB/day/psi$.

روش گیگر - ریس - جوردن

برای یک مخزن ایزوتروپ (همسانگرد) با نفوذپذیری عمودی k_v معادل با نفوذپذیری افقی k_h ، رابطه زیر برای تعیین J_h پیشنهاد شده است:

$$J_h = \frac{0.00708 k_h L}{\mu_o B_o \left[\left(\frac{L}{h} \right) \ln(X) + \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (50-7)$$

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{L}{2r_{eh}} \right)^2}}{L/(2r_{eh})} \quad (51-7)$$

برای اعمال اثر آنیزوتروپی مخزن در محاسبات، رابطه زیر پیشنهاد شده است:

$$J_h = \frac{0.00708k_h}{\mu_o B_o \left[\left(\frac{1}{h} \right) \ln(X) + \left(\frac{B^2}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (52-7)$$

پارامتر B به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$B = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (53-7)$$

k_v نفوذپذیری عمودی، mD ؛

L طول مقطع افقی چاه، ft .

روش یوشی

در این روش عبارت زیر برای تخمین شاخص بهره‌دهی یک چاه افقی در مخازن

ایزوتروپ ارائه شده است:

$$J_h = \frac{0.00708k_h h}{\mu_o B_o \left[\ln(R) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (54-7)$$

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \quad (55-7)$$

a نصف طول قطر بزرگ بیضوی زهکشی است:

$$a = \left(\frac{L}{2} \right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0.5} \quad (56-7)$$

یوشی برای اعمال اثر آنیزوتروپی مخزن، نفوذپذیری عمودی k_v را در معادله (۵۴-۷) گنجانده است:

$$J_h = \frac{0.00708k_h h}{\mu_o B_o \left[\ln(R) + \left(\frac{B^2 h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (57-7)$$

پارامترهای R و B با معادلات (۵۳-۷) و (۵۵-۷) تعریف شده‌اند.

روش رنارد - دوپای

این دو محقق معادله زیر را برای محاسبه J_h ارائه داده‌اند:

$$J_h = \frac{0.00708k_h h}{\mu_o B_o \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2a}{L} \right) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]} \quad (58-7)$$

a نصف طول قطر بزرگ بیضی تخلیه است و با معادله (۵۶-۷) تعریف می‌شود. برای مخازن آنیزوتروپ رابطه زیر به کار می‌رود:

$$J_h = \frac{0.00708k_h h}{\mu_o B_o \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2a}{L} \right) + \left(\frac{Bh}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w'} \right) \right]} \quad (59-7)$$

$$r_w' = \frac{(1+B)r_w}{2B} \quad (60-7)$$

پارامتر B با معادله (۵۳-۷) تعریف شده است.

مثال ۱۳-۷

چاه افقی به طول 2000 ft ناحیه‌ای به مساحت 120 acres را زهکشی می‌کند.
این مخزن ایزوتروپ با خواص زیر تعریف می‌شود:

$$h = 60\text{ ft} \quad B_o = 1.2\text{ bbl/STB}$$

$$k_v = k_h = 100\text{ mD}$$

$$p_e = 3000\text{ psi} \quad p_{wf} = 2500\text{ psi}$$

$$\mu_o = 0.9\text{ cp}$$

$$r_w = 0.30\text{ ft}$$

با فرض جریان حالت پایدار، دبی جریان را با روش‌های زیر به دست آورید:

- روش بوریسف؛
- روش گیگر - ریس - جوردن؛
- روش یوشی؛
- روش رنارد - دوپای.

جواب

الف) روش بوریسف؛

مرحله اول: محاسبه شعاع زهکشی چاه افقی:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{(120)(43,560)}{\pi}} = 1290\text{ ft}$$

مرحله دوم: محاسبه J_h با معادله (۷-۴۹):

$$J_h = \frac{(0.00708)(60)(100)}{(0.9)(1.2) \left[\ln\left(\frac{(4)(1290)}{2000}\right) + \left(\frac{60}{2000}\right) \ln\left(\frac{60}{2\pi(0.3)}\right) \right]}$$

$$= 37.4\text{ STB/day/psi}$$

مرحله سوم: محاسبه دبی جریان با معادله (۷-۴۸):

$$Q_{oh} = 37.4(3000 - 2500) = 18,700\text{ STB/day}$$

ب) روش گیگر - ریس - جردن

مرحله اول: محاسبه پارامتر X با معادله (۷-۵۱):

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{2000}{2(1290)}\right)^2}}{2000/(2(1290))} = 2.105$$

مرحله دوم: به دست آوردن J_h با معادله (۷-۵۰):

$$J_h = \frac{0.00708(2000)(100)}{(0.9)(1.2) \left[\left(\frac{2000}{60}\right) \ln(2.105) + \ln\left(\frac{60}{2(0.3)}\right) \right]}$$

$$= 44.57 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله سوم: محاسبه دبی جریان:

$$Q_{oh} = 44.57(3000 - 2500) = 22,286 \text{ STB/day}$$

ج) روش یوشی

مرحله اول: محاسبه نصف طول بزرگ بیضی تخلیه با معادله (۷-۵۶):

$$a = \left(\frac{2000}{2}\right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2(1290)}{2000}\right)^4} \right]^{0.5} = 1372 \text{ ft}$$

مرحله دوم: محاسبه پارامتر R با معادله (۷-۵۵):

$$R = \frac{1372 + \sqrt{(1372)^2 - (2000/2)^2}}{(2000/2)} = 2.311$$

مرحله سوم: محاسبه J_h با معادله (۷-۵۴):

$$J_h = \frac{0.00708(60)(100)}{(0.9)(1.2) \left[\ln(2.311) + \left(\frac{60}{2000} \right) \ln \left(\frac{60}{2(0.3)} \right) \right]}$$

$$= 40.3 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله چهارم:

$$Q_{oh} = 40.3(3000 - 2500) = 20,154 \text{ STB/day}$$

(د) روش رنارد - دو پای

مرحله اول: محاسبه a با معادله (۷-۵۶):

$$a = 1372 \text{ ft}$$

مرحله دوم: محاسبه J_h با معادله (۷-۵۸):

$$J_h = \frac{0.00708(60)(100)}{(0.9)(1.2) \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2(1372)}{2000} \right) + \left(\frac{60}{2000} \right) \ln \left(\frac{60}{2\pi(0.3)} \right) \right]}$$

$$= 41.77 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله سوم:

$$Q_{oh} = 41.77(3000 - 2500) = 20,885 \text{ STB/day}$$

مثال ۷-۱۴

با استفاده از اطلاعات مثال ۷-۱۲ و با فرض مخزنی آنیزوتروپ با $k_v = 10 \text{ mD}$ و $k_h = 100 \text{ mD}$ ، دبی جریان را با روش‌های زیر محاسبه کنید:

- روش گیگر - ریس - جردن؛
- روش یوشی؛
- روش رنارد - دو پای.

جواب

الف) روش گیگر - ریس - جردن:

مرحله اول: محاسبه نسبت نفوذپذیری B معادله (۷-۵۳):

$$B = \sqrt{\frac{100}{10}} = 3.162$$

مرحله دوم: محاسبه پارامتر X از مثال ۷-۱۲:

$$X = 2.105$$

مرحله سوم: تعیین J_h با معادله (۷-۵۲):

$$J_h = \frac{0.00708(100)}{(0.9)(1.2) \left[\left(\frac{1}{60} \right) \ln(2.105) + \left(\frac{3.162^2}{2000} \right) \ln \left(\frac{60}{2(0.3)} \right) \right]}$$

$$= 18.50 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله چهارم: محاسبه Q_{oh} :

$$Q_{oh} = 18.50(3000 - 2500) = 9,252 \text{ STB/day}$$

(ب) روش یوشی:

مرحله اول: محاسبه نسبت نفوذپذیری B :

$$B = 3.162$$

مرحله دوم: محاسبه پارامترهای a و R :

$$a = 1372 \text{ ft}$$

$$R = 2.311$$

مرحله سوم: محاسبه J_h با معادله (۷-۵۷):

$$J_h = \frac{0.00708(60)(100)}{(0.9)(1.2) \left[\ln(2.311) + \left(\frac{3.162^2(60)}{2000} \right) \ln \left(\frac{60}{2(0.3)} \right) \right]}$$

$$= 17.73 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله چهارم: محاسبه Q_{oh} :

$$Q_{oh} = 17.73(3000 - 2500) = 8,863 \text{ STB/day}$$

(ج) روش رنارد - دوپای:

مرحله اول: محاسبه r_w' با معادله (۷-۶۰):

$$r_w' = \frac{(1 + 3.162)(0.3)}{(2)(3.162)} = 0.1974$$

مرحله دوم: محاسبه J_h با معادله (۷-۵۹):

$$J_h = \frac{0.00708(60)(100)}{(0.9)(1.2) \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2(1372)}{2000} \right) + \left(\frac{3.162^2(60)}{2000} \right) \ln \left(\frac{60}{2\pi(0.1974)} \right) \right]}$$

$$= 19.56 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله سوم: محاسبه Q_{oh} :

$$Q_{oh} = 19.65(3000 - 2500) = 9,825 \text{ STB/day}$$

بهره‌دهی چاه افقی تحت جریان حالت شبه پایدار

رژیم جریان پیچیده در اطراف یک چاه افقی احتمالاً مانع استفاده از روشی به سادگی روش ووگل برای تشکیل IPR یک چاه افقی در مخازن تحت رانش گاز محلول می‌شود. اگر حداقل دو دبی جریان ثابت موجود باشند، پارامترهای J و n را در معادله فتکوویچ (معادله (۷-۳۵)) می‌توان به دست آورد و برای تشکیل IPR چاه افقی استفاده کرد. در این حالت، مقادیر J و n تنها تأثیر آشفستگی جریان و درجه اشباع گاز را در اطراف چاه در بر نمی‌گیرند و اثرات رژیم جریان غیر شعاعی اطراف را نیز به حساب می‌آورند.

بنداخلیا و عزیز^۱ با استفاده از یک مدل مخزنی IPR تعدادی از چاه‌ها را ایجاد کرده و دریافته‌اند که ترکیب معادلات ووگل و فتکوویچ اگر به صورت زیر نمایش داده شود، انطباق کاملی با داده‌های نتیجه گرفته شده خواهند داشت:

1- Bendakhlia and Aziz

$$\frac{Q_{oh}}{(Q_{oh})_{max}} = \left[1 - V \left(\frac{P_{wf}}{p_r} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{p_r} \right)^2 \right]^n \quad (۶۱-۷)$$

$(Q_{oh})_{max}$ دبی حداکثر جریان چاه افقی، STB/day ؛

n توان در معادله فتکوویچ؛

V پارامتر متغیر .

در استفاده از این معادله، حداقل سه آزمایش دبی جریان ثابت برای ارزیابی سه مجهول $(Q_{oh})_{max}$ ، V و n در هر فشار متوسط معین مخزن \bar{p}_r لازم‌اند. در هر صورت بندها خلیا و عزیز نشان داده‌اند که پارامترهای V و n توابعی از فشار مخزن یا ضریب برداشت‌اند؛ بنابراین معادله (۶۱-۷) در یک مد پیش‌بینی کننده استفاده نمی‌شود.

چنگ^۱ براساس نتایج یک شبیه‌سازی عددی حالتی از معادله ووگل را برای چاه‌های افقی ارائه داده است:

$$\frac{Q_{oh}}{(Q_{oh})_{max}} = 1.0 + 0.2055 \left(\frac{P_{wf}}{p_r} \right) - 1.1818 \left(\frac{P_{wf}}{p_r} \right)^2 \quad (۶۲-۷)$$

مثال ۱۵-۷

چاهی افقی به طول 1000 ft در مخزنی تحت مکانیزم رانش گاز محلول حفر شده است. این چاه در دبی ثابت 760 STB/day و فشار چاه 1242 psi تولید می‌کند.

فشار متوسط کنونی مخزن 2145 psi است. داده‌های IPR این چاه افقی را با روش چنگ محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: استفاده از داده‌های جریان ثابت برای محاسبه بیشترین دبی جریان چاه افقی:

$$\frac{760}{(Q_{oh})_{\max}} = 1.0 + 0.2055 \left(\frac{1242}{2145} \right) - 1.1818 \left(\frac{1242}{2145} \right)^2$$

$$(Q_{oh})_{\max} = 1052 \text{ STB/day}$$

مرحله دوم: تولید داده‌های IPR با معادله (۶۲-۷):

P_{wf}	Q_{oh}
2145	0
1919	250
1580	536
1016	875
500	1034
0	1052

مسائل

۱) چاه نفتی در شرایط جریان حالت پایدار با دبی 300 STB/day در حال تولید

است. فشار ته چاهی حین جریان 2500 psi ثبت شده است. داریم:

$$r_w = 0.25 \text{ ft} \quad \mu_o = 2.3 \text{ cp} \quad k = 50 \text{ mD}$$

$$s = 0.5 \quad r_e = 600 \text{ ft}$$

$$h = 23 \text{ ft}$$

$$B_o = 1.4 \text{ bbl/STB}$$

محاسبه کنید:

الف) فشار مخزن؛

ب) AOF ؛

ج) شاخص بهره‌دهی.

۲) چاهی از یک مخزن نفتی اشباع با فشار متوسط مخزن 3000 psig تولید می‌کند. داده‌های آزمایش جریان ثابت مشخص می‌کنند که این چاه می‌تواند 400 STB/day با فشار ته چاهی حین جریان 2580 psig تولید کند. محاسبه کنید:

الف) دبی جریان نفت در $p_{wf} = 1950\text{ psig}$ ؛

ب) تشکیل منحنی IPR کنونی در فشار متوسط مخزن؛

ج) تشکیل منحنی IPR با فرض یک J ثابت؛

د) رسم منحنی IPR زمانی که فشار مخزن 2700 psig است.

۳) چاهی در حال تولید از یک مخزن فوق اشباع است. فشار نقطه حباب 2230 psig محاسبه شده و فشار متوسط کنونی مخزن نیز 3500 psig است. داده‌های آزمون جریان نشان می‌دهند که این چاه با دبی 350 STB/day با فشار ته چاهی حین جریان 2800 psig تولید کرده است. داده‌های IPR کنونی را با روش‌های زیر به دست آورید:

الف) رابطه ووگل؛

ب) روش ویگینز؛

ج) منحنی IPR آینده را زمانی که فشار مخزن از 3500 psi به 2230 psi و 2000 psi می‌رسد رسم کنید.

۴) چاهی از یک مخزن نفتی اشباع واقع در فشار نقطه حباب 4500 psig با دبی ثابت 800 STB/day و $p_{wf} = 3700\text{ psig}$ در حال تولید است. محاسبات موازنه جرم پیش‌بینی‌های کنونی و آینده زیر را برای خواص PVT و درجه اشباع نفت ارائه داده‌اند:

	Present	Future
\bar{p}_r	4500	3300
μ_o, cp	1.45	1.25
$B_o, \text{ bbl/STB}$	1.23	1.18
k_{ro}	1.00	0.86

با روش استندینگ IPR آینده را برای این چاه در فشار 3300 psig حساب کنید.

(۵) یک آزمون جریان ثابت چهار نقطه‌ای برای یک چاه در حال تولید در مخزنی اشباع با فشار متوسط 4320 psi اجرا شده است. داده‌های این آزمون در جدول زیر فهرست شده‌اند:

$Q_o, \text{ STB/day}$	$p_{wf}, \text{ psi}$
342	3804
498	3468
646	2928
832	2580

الف) IPR کاملی را با روش فتکوویچ بسازید؛

ب) IPR را زمانی که فشار مخزن به 2500 psi می‌رسد تشکیل دهید.

(۶) داده‌های آزمون جریان ثابت و داده‌های مخزنی زیر برای یک چاه نفتی موجوداند:

$$\bar{p}_r = 3280 \text{ psi} \quad \text{داده‌های آزمون} \quad p_b = 2624 \text{ psi}$$

جریان

$$p_{wf} = 2952 \text{ psi} \quad \text{داده‌های آزمون} \quad Q_o = 800 \text{ STB/day}$$

جریان

داده‌های IPR این چاه را به دست آورید.

۷) یک چاه افقی به طول 2000 ft ناحیه‌ای به مساحت 120 acres را زهکشی می‌کند. این چاه در مخزنی ایزوتروپ با خصوصیات زیر حفر شده است:

$$h = 70\text{ ft} \quad B_o = 1.4\text{ bbl/STB}$$

$$k_v = k_h = 60\text{ mD}$$

$$p_e = 3900\text{ psi} \quad p_{wf} = 3250\text{ psi}$$

$$\mu_o = 1.9\text{ cp}$$

$$r_w = 0.30\text{ ft}$$

با فرض جریان حالت پایدار، دبی جریان را با روش‌های زیر محاسبه کنید:

الف) روش بوریسف؛

ب) روش گیگر - ریس - جوردن؛

ج) روش یوشی؛

د) روش رنارد - دوپای.

۸) چاه افقی به طول 2000 ft در مخزنی گاز محلول ران حفر شده و با دبی ثابت 900 STB/day و $p_{wf} = 1000\text{ psi}$ تولید می‌کند. فشار متوسط کنونی مخزن 2000 psi است. داده‌های IPR این چاه افقی را با روش چنج به دست آورید.

مراجع

1. Beggs, D., "Gas Production Operations," *OGCI*, Tulsa, Oklahoma, 1984.
2. Beggs, D., "Production Optimization Using NODAL Analysis," *OGCI*, Tulsa, Oklahoma, 1991
3. Bendakhlia, H., and Aziz, K., "IPR for Solution-Gas Drive Horizontal Wells," SPE Paper 19823, presented at the 64th Annual Meeting in San Antonio, Texas, October 8–11, 1989.
4. Borisov, Ju. P., "Oil Production Using Horizontal and Multiple Deviation Wells," Nedra, Moscow, 1964. Translated by J. Strauss. S. D. Joshi (ed.). Bartlesville, OK: Phillips Petroleum Co., the R & D Library Translation, 1984.
5. Cheng, A. M., "IPR For Solution Gas-Drive Horizontal Wells," SPE Paper 20720, presented at the 65th Annual SPE meeting held in New Orleans, September 23–26, 1990.
6. Fetkovich, M. J., "The Isochronal Testing of Oil Wells," SPE Paper 4529, presented at the SPE 48th Annual Meeting, Las Vegas, Sept. 30–Oct. 3, 1973.
7. Giger, F. M., Reiss, L. H., and Jourdan, A. P., "The Reservoir Engineering Aspect of Horizontal Drilling," SPE Paper 13024, presented at the SPE 59th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Sept. 16–19, 1984.
8. Golan, M., and Whitson, C. H., *Well Performance*, 2nd ed. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1986.
9. Joshi, S., *Horizontal Well Technology*. Tulsa, OK: PennWell Publishing Company, 1991.

10. Klins, M., and Clark, L., "An Improved Method to Predict Future IPR Curves," *SPE Reservoir Engineering*, November 1993, pp. 243–248.

11. Muskat, M., and Evinger, H. H., "Calculations of Theoretical Productivity Factor," *Trans. AIME*, 1942, pp. 126–139, 146.

12. Renard, G. I., and Dupuy, J. M., "Influence of Formation Damage on the Flow Efficiency of Horizontal Wells," SPE Paper 19414, presented at the

13. Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, Feb. 22–23, 1990.

14. Standing, M. B., "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution-Gas Drive," *JPT*, (Nov. 1970, pp. 1399–1400.

15. Vogel, J. V., "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells," *JPT*, Jan. 1968, pp. 86–92; *Trans. AIME*, p. 243.

16. Wiggins, M. L., "Generalized Inflow Performance Relationships for Three- Phase Flow," SPE Paper 25458, presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, March 21–23, 1993.