

چکیده

ضریب پوسته‌ای^۱ به صورت یک عدد بی بعد حاصل از یک افت فشار اضافی در اثر کاهش نفوذپذیری اطراف چاه بیان می‌شود. این عامل معمولاً از تحلیل داده‌های چاه آزمایی^۲ به دست می‌آید. ضریب پوسته‌ای به دست آمده از آنالیز داده‌های چاه آزمایی شامل مولفه‌های مختلفی است که توسط عواملی مانند نفوذ گل حفاری به سازند، تکمیل جزئی سازند، محدودیت در جریان سیال به چاه در چاه‌های مشبک کاری شده و همچنین عوامل ناشی از دبی تولیدی زیاد یا چندفازی بودن جریان سیال، به وجود می‌آید. بنابراین در حالت کلی ضریب پوسته‌ای مجموعه‌ای از چندین عامل مستقل متفاوت است که البته بیشتر آنها را نمی‌توان به روش‌های شناخته شده انگیزش^۳ تغییر داد. به عنوان مثال انگیزش سازند به روش اسیدکاری تنها می‌تواند در کاهش عامل پوسته‌ای مربوط به آسیب سازند (ناشی از نفوذ گل حفاری) موثر واقع شود.

پرواضح است که تعیین کمی مولفه‌های مختلف ضریب پوسته‌ای کلی، تاثیر بسزایی در انتخاب چاه کاندیدای مناسب برای عملیات انگیزش و یا حتی در طراحی و برآورد کیفی عملیات خواهد داشت.

در این مقاله، یک روش ساده برای تعیین عامل پوسته‌ای مربوط به تغییر فاز سیال در اطراف چاه‌های نفتی که فشار جریانیشان کمتر از فشار اشباع سیال سازند بوده و منجر به آزاد شدن گاز در اطراف آنها می‌شوند، به عنوان یکی از مولفه‌های ضریب پوسته‌ای کلی ارائه شده است. این روش برای یک چاه تکمیل شده در لایه نفتی یک مخزن اشباع واقع در جنوب ایران بکار رفته است.

مقدمه

ضریب پوسته‌ای کلی یک کمیت چندمولفه‌ای است که هر گونه انحراف از حالت ایده‌آل چاه عمودی تکمیل شده به شکل حفره‌باز را شامل می‌شود که آن را به شکل ترکیبی از عوامل پوسته‌ای مختلف به صورت

$$S_1 = S_{c+h} + S_p + S_d + \sum P_{skin} \quad (1)$$

نشان می‌دهند. در این رابطه

S_1 = ضریب پوسته‌ای کلی

S_{c+h} = عامل پوسته‌ای حاصل از تکمیل پاره‌ای

S_p = عامل پوسته‌ای حاصل از مشبک کاری ناقص

S_d = عامل پوسته‌ای حاصل از آسیب دیدگی ساند

مجموع عواملی است که تابع دبی تولید و فازهای موجود هستند $\sum P_{skin}$ تاکنون تلاش‌های متعددی به منظور یافتن مولفه‌های مختلف ضریب پوسته‌ای صورت گرفته است. سینولی^۴ و همکارانش (۱۹۷۵) روشی را برای محاسبه عامل پوسته‌ای حاصل از تکمیل جزئی چاه ارائه کردند. کاراکاس و تارک^۵ (۱۹۸۸) نیز یک روش برای عامل پوسته‌ای حاصل از مشبک کاری لوله‌های جداری ارائه نمودند.

در مقاله عامل پوسته‌ای مربوط به تغییر فاز سیال (از نفت به گاز) در چاه‌هایی که فشار جریانیشان کمتر از فشار اشباع سیال مخزن می‌باشند مورد بررسی قرار می‌گیرد.

در مخازن نفتی (اشباع یا فوق اشباع) که هنگام تولید، فشار جریانیه ته چاه کمتر از فشار اشباع سیال مخزن باشد، حباب‌های گاز آزاد شده از نفت در اطراف چاه موجب کاهش نفوذپذیری مطلق سنگ مخزن در این ناحیه و در نتیجه کاهش نفوذپذیری موثر نفت می‌شود. این پدیده سبب به وجود آمدن یک نوع محدودیت در جریان نفت به سمت چاه می‌شود که عامل پوسته‌ای روانروی^۶ نامیده می‌شود.

دکترسید رضا شاد یزاده

رضا مجیدی

دانشگاه صنعتی شریف

روش‌های برای تخمین عامل پوسته‌ای روانروی در چاه‌های نفتی

تئوری

به منظور سهولت مسأله، یک چاه را در مخزنی استوانه‌ای شکل با جریان شعاعی و دبی تولیدی ثابت در نظر می‌گیریم. فشار اولیه مخزن را ثابت و بیش از فشار اشباع و نیز تخلخل و نفوذپذیری مطلق مخزن را ثابت و مستقل از فشار و مکان فرض می‌کنیم. از فشار موینگی صرف نظر می‌کنیم. آب همزاد موجود در سنگ مخزن را ساکن و تراکم‌ناپذیر در نظر گرفته به طوری که درجه اشباع آب در سنگ مخزن ثابت بماند. عامل پوسته‌ای حاصل از روانروی را درست شبیه به ضریب پوسته‌ای معمولی به شکل یک عامل بی بعد، حاصل از یک افت فشار اضافی پایدار تعریف می‌کنیم که شامل محدوده‌ای در اطراف چاه به فاصله شعاعی r_b از مرکز چاه که فشار در آن برابر فشار اشباع و نفوذپذیری آن برابر با نفوذپذیری موثر فاز نفت است.

بنابراین می‌توان یک رابطه شبیه به رابطه هاولدینز^۷ برای عامل پوسته‌ای روانروی نوشت که باعث کاهش نفوذپذیری اطراف چاه شده و تابع نفوذپذیری نسبی توسط نفت و نسبت فاصله شعاعی از مرکز چاه و فاصله تا دیواره می‌باشد.

$$S_m = \left[\frac{1}{k_{ro}} - 1 \right] \ln \frac{r_b}{r_w} \quad (2)$$

در این رابطه S_m عامل پوسته‌ای روانروی و k_{ro} نفوذپذیری نسبی متوسط فاز نفت در ناحیه مذکور هستند که تابعی از درجه اشباع شدگی نفت می‌باشد. لذا از روی منحنی‌های نفوذپذیری نسبی بر حسب درجه اشباع می‌توان مقدار k_{ro} را تعیین نمود. $\ln \frac{r_b}{r_w}$ را با در نظر گرفتن قانون داری برای ناحیه دستخوش تغییر می‌توان به دست آورد.

با فرض راکد بودن فاز آب (آب همزاد)^۸ درجه اشباع نرمالیزه شده فاز نفت در حالت پایدار را میتوان از رابطه زیر به دست آورد.

$$S_o^* = \frac{B_o}{B_o + (R_{sb} - R_s) B_g} \quad (3)$$

ضریب تغییرات حجمی نفت = B_o
نسبت گاز محلول در نفت در فشار اشباع سیال مخزن = R_{sb}
نسبت گاز محلول در نفت = R_s
ضریب تغییرات حجمی گاز = B_g

جهت اعمال آب همزاد موجود در این رابطه، با در نظر گرفتن تراکم‌ناپذیر بودن آب و ثابت درجه اشباع آب، چون آب همزاد در حضور نفت و گاز، خلل و فرج کوچکتر را اشغال می‌کند به نظر می‌رسد تفاوت چندانی نداشته باشد که این خلل و فرج توسط آب پر شده‌اند یا نفت، زیرا در هر حال ساکن باقی خواهد ماند. بنابراین درجه اشباع شدگی

کلی مایع (آب و نفت) به عنوان مینای محاسبه نفوذپذیری فاز نفت بکار می‌رود.

$$S_I = \frac{B_o (1 - S_{wc})}{B_o + (R_{sb} - R_s) B_g} + S_{wc} \quad (4)$$

درجه اشباع شدگی سنگ مخزن به مایع (آب + نفت) = S_I
درجه اشباع شدگی سنگ مخزن به آب همزاد = S_{wc}

در این رابطه همه پارامترهای رفتار سیال مخزن، باید در فشار متوسط بین فشار اشباع و فشار ته چاه، استفاده شوند. با توجه به این که فشار در مرز خارجی ناحیه در نظر گرفته شده برابر فشار اشباع P_b است. بنابراین

$$\Delta p_b = P_{w(t)} - P_b = \frac{141.2 q \mu B}{k k_{ro} h} \ln \frac{r_b}{r_w} \quad (5)$$

فشار جریان چاه = $P_{w(t)}$

فشار اشباع سیال مخزن = P_b

دبی تولیدی = q

ویسکوزیته نفت = μ

طول لایه تولیدی = h

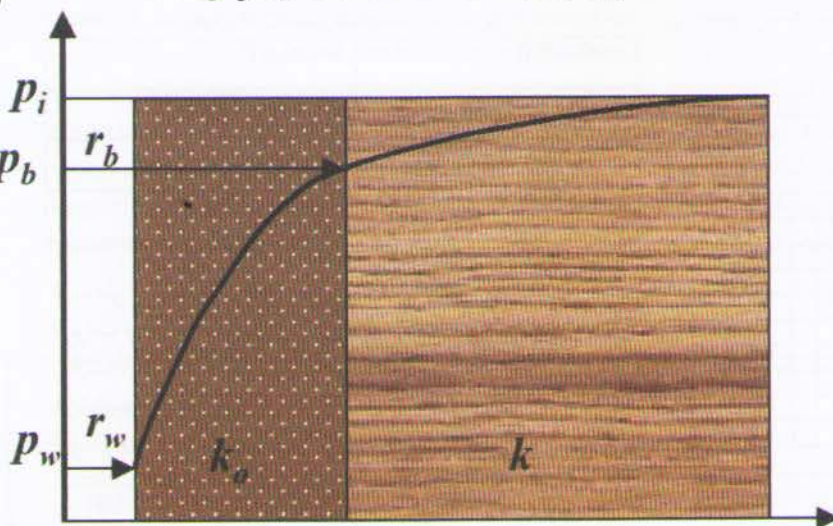
شعاع چاه = r_w

فاصله شعاعی ناحیه زیر فشار اشباع = r_b

نفوذپذیری مطلق سنگ مخزن = k

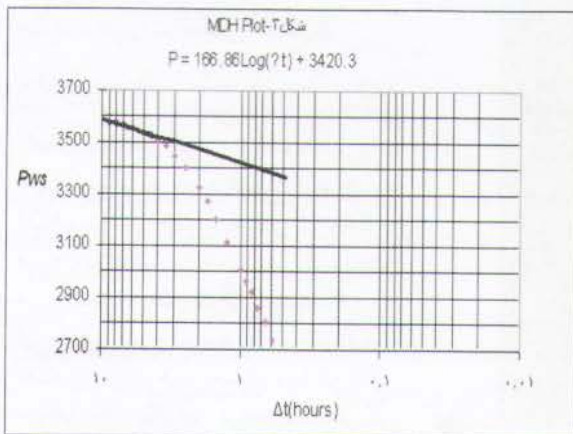
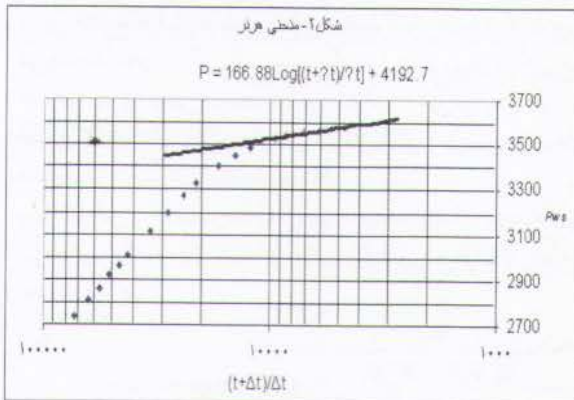
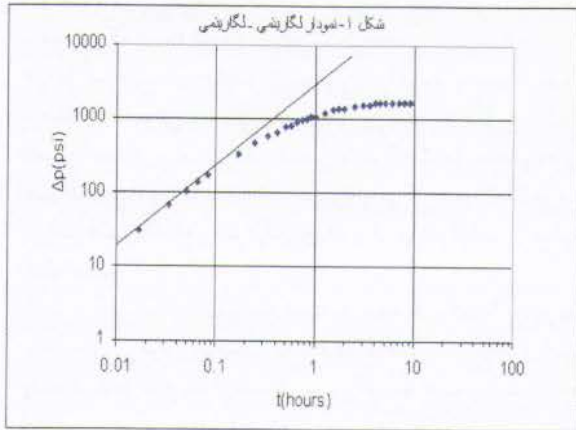
نفوذپذیری نسبی سنگ مخزن به نفت = k_{ro}

در این رابطه $P_{w(t)}$ فشار ته چاه با زمان تغییر می‌کند. بنابراین رابطه (۵) عامل پوسته‌ای را به شکل تابعی از زمان توصیف می‌کند. به این معنی که عامل پوسته‌ای روانروی با انتخاب یک فشار در زمان خاص مربوط به خودش محاسبه می‌گردد. پیشنهاد می‌شود در مورد آزمایش $P_{w(t)}$ drawdown از فشارهای نهایی که دستخوش تغییرات کمتری هستند انتخاب شوند و در مورد آزمایش ساخت فشار $P_{w(t)}$ فشار قبل از بستن چاه، $(\Delta t=0)$ در نظر گرفته شود. زیرا در این حالت دقت محاسبات افزایش می‌یابد.



داری محاسبه شده‌اند. از آنجا که چاه به شکل حفره باز و به طور کامل در سازند تکمیل شده است، می‌توان در نظر گرفت که ضریب پوسته‌ای کلی فقط شامل دو مولفه به شکل زیر است.

$$S_t = S_m + S_d \quad (6)$$



جدول ۱- داده‌های آموزشی ساخت فشار

Δt	Pw	(t+Δt)/Δt	Δt
min	Psi	-	hr
0	1927	-	0
1	1958	3E+06	0.02
2	1994	1E+06	0.03
3	2031	850621	0.05
4	2067	637966	0.07
5	2096	510373	0.08
10	2257	255187	0.17
15	2392	170125	0.25
20	2497	127594	0.33
25	2587	102075	0.42
30	2673	85063	0.5
35	2735	72911	0.58
40	2804	63798	0.67
45	2862	56709	0.75
50	2919	51038	0.83
55	2962	46398	0.92
60	3009	42532	1
75	3116	34026	1.25
90	3200	28355	1.5
105	3272	24304	1.75
120	3324	21267	2
150	3403	17013	2.5
180	3449	14178	3
210	3486	12153	3.5
240	3510	10634	4
270	3527	9452.3	4.5
300	3536	8507.2	5
360	3553	7089.5	6
420	3564	6076.9	7
480	3573	5317.4	8
540	3575	4726.7	9

مثال:

جدول (۱) داده‌های مربوط به یک آزمایش ساخت فشار در چاه شماره ۴۸ میدان RS را نشان می‌دهد. قبل از بستن چاه با دبی ۵۰۰ بشکه در روز به مدت ۱۷۷۲ روز تولید کرده است. فشار جریان در زمان شروع آزمایش حدود ۱۲۰۰ پام کمتر از فشار اشباع سیال مخزن گزارش شده است. جدول (۲) سایر داده‌های مربوط به چاه، سازند و سیال آن را نشان می‌دهد.

جدول ۲- داده‌های سیال و سازند مخزن

$r_w=0.349$ ft	$h=242.8$ ft
$\Phi=0.127$	$c_f=11.4 \cdot 10^{-6}$ Psi ⁻¹
$B_o=1.396$	$\mu=1$ cp
$P_b=3126$ Psi	$R_{stb}=680$ RB/STB

نمودار لگاریتمی- لگاریتمی داده‌ها (شکل ۱) نشان می‌دهد که اثرات چاه تا ۴ ساعت پس از بستن چاه ادامه داشته و پس از آن پایان یافته است. به منظور آنالیز داده‌ها از دو روش هرتر (شکل ۲) و MDH (شکل ۳) استفاده شده که از هر دوی آنها شیب خط راست برابر ۱۶۶/۷ پام بر سیکل و P_{thr} برابر ۴۳۲۰ پام به دست آمده است. با استفاده از این اطلاعات، نفوذپذیری و ضریب پوسته‌ای کلی به ترتیب ۲۸ میلی داری و ۴/۵۷ میلی

نتیجه گیری کلی

۱- عامل پوسته‌ای روانروی محاسبه شده به روش مذکور، یکی از مولفه‌های عامل پوسته‌ای کلی است که نمی‌توان آن را با روش‌های انگیزش معمولی رفع نمود. بنابراین از این جهت می‌تواند بر فرایند انتخاب کاندیدای مناسب برای انجام عملیات انگیزش یا در طراحی، تاثیر بسزایی داشته باشد.

۲- به‌طور کلی روش ارائه شده عامل پوسته‌ای روانروی را بیش از مقدار واقعی تخمین می‌زند. این امر در مواردی که افت فشار زیادی در دهانه چاه وجود داشته یا سیال مخزن بسیار فرار باشد، شکل حادثه‌تری به خود می‌گیرد.

۳- از آنجا که عامل پوسته‌ای روانروی تابعی از فشار جریان چاه است، در بسیاری از موارد، می‌توان یک دبی بهینه در نظر گرفت به‌طوری که فشار جریان چاه کمی بیش از فشار اشباع سیال مخزن بوده و از به‌وجود آمدن این نوع عامل پوسته‌ای و افت فشار آن پیش‌گیری کرد. ■

منابع:

1. Cinco-Lay, H., Ramy, H.Jr. and Miller, F.G.: "Pseudoskin Factors for Partially Penetrating Directionally Drilled Well," paper SPE 5589, Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA (September 28-October, 1975a).
2. Hawkins, M.F.: "A Note on the Skin Effect," Journal of Petroleum Technology (December 1965) 8, 356-357
3. Economides, M.J., Nolt, K.G.: "Reservoir Stimulation", Wiley edition, 2000
4. Karas, M., and Tariq, S.: "Semi- Analytical Productivity Models for Perforated Completion," paper SPE18247, Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA (October 2-5 1988).
5. Kuchud, F.J and P.A. Kirwan, "New Skin Effect and Wellbore Storage Type Curves for Partially Penetrated Wells," SPE Formation Evaluation (Dec. 1987) 546-554

که این روش برای محاسبه S_m به کار رفته و داده‌های استفاده شده و محاسبات در جدول ۲ آمده است. مقدار S_m در این چاه برابر ۲/۳۹ میلی دازسی محاسبه گردیده است. این مقدار با ضریب پوسته‌ای کلی، ۴/۵۷ را نشان می‌دهد، ۵۲ درصد ضریب پوسته‌ای کلی مربوط به بلوکه شدن گاز در اطراف چاه بوده و فقط ۴۸ درصد از کل ضریب پوسته‌ای مربوط به آسیب سازند می‌باشد.

بحث و نتیجه گیری

می‌دانیم تا موقعی که فشار جریان چاه بیش از فشار اشباع سیال مخزن باشد، گاز آزاد شده‌ای وجود نخواهد داشت که منجر به ایجاد عامل پوسته‌ای مربوط به تغییر فاز یا روانروی شود. بنابراین در تحلیل داده‌های چاه آزمايي، داشتن یک نگاه مقایسه‌ای بین فشار جریان چاه و فشار اشباع سیال مخزن ضروری به نظر می‌رسد.

هنگامی که فشار چاه کمتر از فشار اشباع شود، ولی نزدیک به آن باشد، مقدار کمی گاز در نزدیکی چاه آزاد خواهد شد. اگر مقدار این گاز آزاد شده به قدری نباشد که درجه اشباع حاصل از آن بیشتر از درجه اشباع بحرانی گاز (Critical Saturation) باشد، نفوذپذیری موثر گاز (kg) صفر بوده و فاز گاز ساکن خواهد ماند. در این صورت روش ارائه شده با تخمین خوبی نمایانگر عامل پوسته‌ای روانروی خواهد بود.

با افت بیشتر فشار چاه، درجه اشباع گاز آزاد شده، افزایش می‌یابد و با گذشتن از حد بحرانی گاز شروع به حرکت خواهد کرد. این حرکت گاز می‌تواند به همراه نفت به سمت چاه یا به سمت بالا باشد. در این حالت روش ارائه شده برای محاسبه عامل پوسته‌ای روانروی دقت کمتری دارد و کمتر قابل اطمینان است.

در مورد چاه‌هایی که با افت فشار خیلی زیاد (دبی تولیدی زیاد) تولید می‌کنند مقدار زیاد گاز آزاد شده ممکن است منجر به اشتباهات فاحشی در محاسبه عامل پوسته‌ای روانروی شود. یک نگاه اجمالی نشان می‌دهد که محاسبه عامل پوسته‌ای روانروی حساسیت زیادی به درجه اشباع مایع محاسبه شده و به تبع آن به دقت داده‌های رفتار فازی سیال مخزن دارد. چون طی افت فشار، گاز آزاد شده و در تعادل فازی با نفت است، می‌توان فرایند را با آزمایش تبخیر آنی (Flash evaporation) شبیه دانست. بنابراین برای محاسبه درجه اشباع مایع در رابطه ۳ بهتر است از داده‌های رفتار فازی مربوط به تبخیر آنی استفاده شود.

$P_{wf}(2500)$	ΔP_b	\bar{P}	R_s	B_o	B_g	S_L	k_{ro}	$\ln(r_p/r_w)$	s_m
Psi	Psi	Psi	SCF/STB	RB/STB	RB/SCF	-	-	-	-
1927	1199	2526.5	530	1.33	0.0018	0.8549	0.71	5.8721	2.3985

جدول ۳- محاسبات مربوط به عامل پوسته‌ای روانروی