

محاسبه میزان گاز درجا اولیه

(Original gas In place)

مجید راضی پور، فوق لیسانس مهندسی نفت، شرکت ملی نفت ایران؛ razipoor@nioc.ir

چکیده

در این مقاله، نواقص روشهای آنالیز عملکرد چاههای تولیدی بررسی گردیده و روشی جدید با دقت زیاد برای تخمین میزان گاز درجا اولیه ارائه شده است.

روشهای بسیاری در صنعت برای آنالیز عملکرد چاه های گازی وجود دارند. دقیق ترین و قابل اعتمادترین آنها استفاده از *Superposition* می باشد. این روش قادر به آنالیز اطلاعات دبی و فشار متغیر میدان می باشد ولیکن این روش نیز نواقصی دارد.

در این مقاله، از شبیه سازی و نمونه های میدانی برای مرور و مقایسه کاربرد روش *Superposition* و نواقص آن استفاده گردید. همچنین از یک تابع زمان مجازی نرمال شده¹ در روش *Superposition* برای محاسبه گاز درجا استفاده شده است. استفاده از این نرمال سازی زمان در آنالیز مخازن در حال تخلیه با تراکم پذیری بالا (زمانیکه اشتباهات ناشی از *superposition* افزایش می یابد) بسیار مهم و ضروری است.

علاوه بر آن، یک روش مماسی² برای محاسبه گاز درجا اولیه با فرض تولید و p_{wf} ثابت ارائه شده است.

کلمات کلیدی: گاز درجا اولیه، شیب مماسی، نرمال سازی، دبی، شبیه سازی

¹ normalized pseudo time plotting function

² tangent method

مقدمه

در فشار متوسط مخزن، با رسم نسبت $\frac{p}{z}$ بر حسب تولید گاز و گذراندن خط مستقیمی از نقاط به دست آمده و با استفاده از معادله موازنه مواد زیر می توان درجا اولیه (G) را در مخازن گازی به دست آورد:

$$\frac{\bar{p}}{z} = \frac{p_i}{F_R Z_i} \left(1 - \frac{G_P}{G} \right) \dots \dots \dots Eq - 1$$

ولی فشار متوسط در مخازن گازی *tight* به دلیل طولانی بودن دوره *transient* قابل تشخیص نمی باشد، بنابراین سعی شده است در محاسبه گاز درجا مخزن از *اطلاعات تولید در یک دوره طولانی مدت* استفاده شود.

آنالیز کاهش شیب منحنی یکی از روش های قدیمی مهندسی مخزن در صنعت نفت برای تعیین پارامترهای مخزنی و پیش بینی عملکرد تولید می باشد (تغییرات p_{wf}). یک روش بهتر برای محاسبه تغییرات p_{wf} استفاده از زمان برهم نهی^۳ می باشد.

تابع^۴ *super-t* برای آنالیز دبی های متغیر استفاده می شود (بدون داشتن فشار متوسط مخزن). *Super-t* در معادله زیر داده شده است:

$$\frac{\{ m(p_i) - m(p_{wfm}) \}}{q_{gm}} = \tilde{m} pss \sum_{i=1}^m \frac{\Delta q_{gi}}{q_{gm}} (t_m - t_{i-1}) + b \dots \dots \dots Eq - 2$$

شیب ($\tilde{m}pss$) پس از رسم $\frac{[m(p_i) - m(p_{wfm})]}{q_g}$ بر حسب *Super-t* به دست آمده و با کمک فرمول زیر گاز درجا اولیه به دست می آید:

$$OGIP = \frac{2P_i Sg_i}{Z_i (\mu_g C_t)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}pss} \right) \dots \dots \dots Eq - 3$$

در Eq-3 خصوصیات اولیه مخزن استفاده می شود و اگر مخزن بیش از ۱۰٪ تخلیه شود، نمودار *Super-t* با تغییر خواص باید اصلاح شود.

³ Superposition
⁴ Superposition time

Lee, Agrawal و Holditch برای خطی سازی نمودار *Super-t* از زمان مجازی استفاده نمودند. آنها تغییرات گرانیروی و تراکم پذیری گاز را به عنوان تابعی از p_{wf} در نظر گرفتند و زمان مجازی را به صورت زیر تعریف کردند:

$$t_a = \int_0^t \frac{1}{\mu(p_{wf}) c_t(p_{wf})} dt \dots \dots \dots Eq - 4$$

Wattenbarger و Frain یک فرآیند تکراری⁵ برای پیش بینی فشار متوسط مخزن استفاده کردند. آنها تابع نرمال شده زمان مجازی را با توجه به تغییرات در خواص گاز در نظر گرفته و یک رفتار کاهشی نمایی⁶ برای چاه های گازی در نظر گرفتند. زمان مجازی نرمال شده آنها به صورت زیر می باشد:

$$t_n = \int_0^t \frac{(\mu c t)_i}{\mu(\bar{p}) c_t(\bar{p})} dt \dots \dots \dots Eq - 5$$

Blasingame و Lee یک روش رسمی در دبی های مختلف معرفی کردند و یک زمان موازنه مواد معرفی کردند:

$$\tilde{t} = \frac{Gp}{qg} \dots \dots \dots Eq - 6$$

Palacio و Blasingame زمان مجازی نرمال شده را با در نظر گرفتن تغییرات دبی برای محاسبه گاز درجا (باتوجه به Eq-5) توسعه دادند:

$$\tilde{t}_a = \frac{(\mu c_t)_i}{qg} \int_0^t \frac{q_g}{\mu(\bar{p}) c_t(\bar{p})} dt \dots \dots \dots Eq - 7$$

Arevalo نشان داد که با توجه به شیب منحنی فوق $\log(q_g)$ برحسب زمان می توان گاز درجا را محاسبه کرد:

$$OGIP = \frac{56 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_{gi})_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{exp} d} \right) \dots \dots \dots Eq - 8$$

⁵ iterative

⁶ Exponential decline behavior

در Eq-8 از خواص اولیه مخزن استفاده شده که در موارد تخلیه کوتاه مخزن، مقدار دقیق گاز درجا اولیه را خواهد داد (زمانیکه تغییرات در خواص مخزن کم باشد). ولی اگر مخزن به مدت زیادی تخلیه شده و خواص آن زیاد تغییر کند، خطا در مقدار گاز درجا اولیه به ۳۰٪ خواهد رسید.

در این جا زمان مجازی جدید نرمال شده و یک *Super-t* به منظور تصحیح خطا ناشی از تغییرات در خواص مخزن ارائه خواهد شد.

استفاده از شیب مماسی در خواص فعلی

تأثیر تغییر خواص مخزن با فشار در شیب مماسی برای محاسبه گاز درجا در *pss period* در نظر گرفته شده است. فرمول نهایی به شرح زیر می باشد:

$$OGIP = \left(\frac{2PS_g Q}{Z} \right)_i \left(\frac{1}{Q(\bar{p})\mu(\bar{p})C_t(\bar{p})} \right) \left(\frac{1}{\tilde{m}_{pss}} \right) \dots \dots \dots Eq - 9$$

در این فرمول از شرایط فعلی مخزن استفاده شده است.

شیب \tilde{m}_{pss} در Eq-9 از رسم $\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{q_g}$ بر حسب زمان به دست می آید. Eq-9 مقدار

دقیق گاز درجا اولیه را در هر مقدار تخلیه و فشار متوسط مخزن می دهد.

Eq-8 با در نظر گرفتن خواص فعلی به صورت زیر نوشته می شود:

$$OGIP = \frac{56T Sg_i}{Bg_i \mu_g(\bar{p}) c_t(\bar{p})} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{expd}} \right) \dots \dots \dots Eq - 10$$

از نمونه شبیه سازی دبی ثابت برای روشن شدن تأثیر استفاده از خواص اولیه و فعلی مخزن در تعیین گاز درجا اولیه (Eq-3 تا Eq-10) استفاده خواهد شد.

شبیه سازی حالت -۱، دبی ثابت

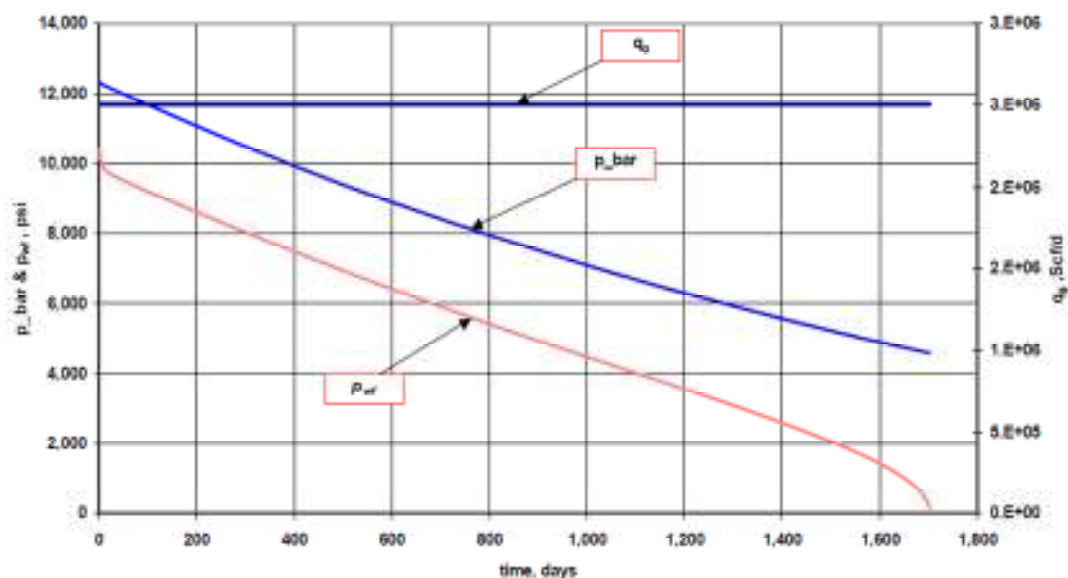
در این حالت، از نتایج شبیه سازی به منظور بیان نواقص استفاده از خواص اولیه در Eq-3 تا Eq-8 استفاده شده است. خواص مخزن در حالت شبیه سازی -۱ در جدول -۱ نشان داده شده و (برای یک چاه گازی *tight* با فشار بالا) اطلاعات تولید این چاه نیز در شکل -۱ آمده است.

جدول-۱: اطلاعات سیال و مخزن

Reservoir Parameters	Simulation Case	Well H-58	Well H-60
Initial reservoir pressure, psia	12,300	14,000	14,000
Water saturation, fraction	0.376	0.2618	0.235
Water compressibility, 1/psi	3.60E-06	4.00E-06	4.00E-06
Rock compressibility, 1/psi	4.00E-06	6.00E-06	6.00E-06
Reservoir thickness, ft	394.5	374.5	219
Porosity, fraction	0.1	0.1354	0.12
Permeability, md	0.045	0.038	0.06

منحنی $\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g}$ بر حسب t در دوره p_{ss} به صورت غیر خطی است و این غیر خطی بودن ناشی از تغییر در خواص مخزن می‌باشد. ضمناً $(\mu^C Q)$ با کاهش فشار متوسط مخزن (و یا افزایش تخلیه مخزن) افزایش می‌یابد.

محاسبه گاز درجا اولیه براساس $Eq-3$ (خواص اولیه مخزن)، مقدار بیشتری از مقدار شبیه‌سازی شده گاز درجا اولیه (۸/۷ میلیارد فوت مکعب استاندارد) نشان می‌دهد (خطا ۱۲۹٪). وقتی که با استفاده از $Eq-9$ گاز درجا اولیه با شرایط فعلی مخزن محاسبه می‌کنیم مقدار خطا به ۱/۸٪ خواهد رسید. پس می‌توان نتیجه گرفت با استفاده از خواص فعلی مخزن در هر مقدار تخلیه می‌توان مقدار دقیق گاز درجا اولیه را به دست آورد.



شکل-۱: تاریخچه تولید شبیه سازی حالت ۱

– زمان مجازی نرمال شده

معادله زمان مجازی نرمال شده با توجه به Eq-5 به شرح زیر می‌باشد:

$$t_n = (\mu C Q)_i \int_0^t \frac{1}{Q(\bar{p}) \mu(\bar{p}) C_i(\bar{p})} dt \dots \dots \dots Eq - 11$$

انتگرال با استفاده از روش دوزنقه‌ای محاسبه خواهد شد.

با رسم $\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g}$ برحسب t_n برای نتایج شبیه‌سازی در حالت-۱ خط مستقیمی به دست می‌آید شیب این نمودار مطابق Eq-3 برای محاسبه گاز اولیه درجا استفاده خواهد شد که ۸/۵۴ میلیارد فوت مکعب استاندارد به دست می‌آید و خطا ۱/۸ درصدی با مقدار حاصل از شبیه‌سازی (۸/۷) میلیارد فوت مکعب استاندارد) خواهد داشت.

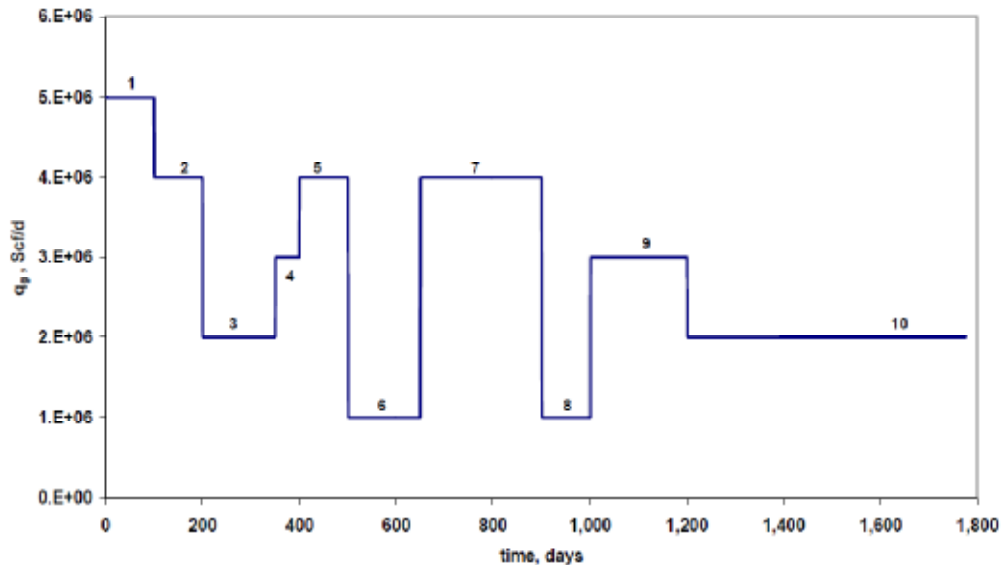
پس نتیجه می‌گیریم که زمان مجازی نرمال شده، مقدار دقیق گاز اولیه درجا را با در نظر گرفتن تأثیر تغییر خواص مخزن در فشار متوسط مخزن به دست می‌دهد.

– دبی و PWF مختلف زمان برهم نهی

Super-t تأثیر تغییر در دبی و p_{wf} را مطابق Eq-2 در نظر گرفته است. برای رفع نواقص ناشی از استفاده از Eq-2 و خواص اولیه در محاسبه گاز درجا اولیه، از حالت شبیه‌سازی برای دبی متغیر استفاده شده است.

شبیه سازی حالت -۲، دبی متغیر

اطلاعات تولیدی برای این حالت در شکل-۲ آمده است. تولید انباشتی برابر با ۴/۷۳ میلیارد فوت مکعب استاندارد با ضریب بازیافت ۵۴٪ خواهد بود.



شکل-۲: تاریخچه تولید شبیه سازی حالت ۲-

حاصل رسم $\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{qg}$ بر حسب $Super-t$ نشان می دهد که:

الف) همه دوره ها در $Transient Period$ می باشند.

ب) دوره ۶ و ۱۰ دارای $Super-t$ یکسان هستند ولی به علت تغییر در خواص مخزن روی یک خط قرار ندارند.

ج) یک خط واحد از کلیه $Super-t$ به دلیل تغییر در خواص مخزن نمی گذرد.

می توان نتیجه گرفت که $Super-t$ مقدار یکسان برای گاز درجا اولیه با تغییر خواص مخزن نخواهد داد.

– روش جدید زمان مجازی نرمال شده و برهم نهی

به منظور در نظر گرفتن تغییرات خواص و دبی، زمان مجازی نرمال شده را با تأثیرات برهم نهی ترکیب کرده و با جایگزینی $Eq-11$ در $Eq-2$ معادله زمان مجازی نرمال شده برهم نهی به دست خواهد آمد:

$$\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_{gm}} = \tilde{m} pss \left[\sum_{i=1}^m \frac{\Delta q_{gi}}{q_{gm}} (t_{nm} - t_{ni-1}) \right] + b \dots \dots \dots Eq - 12$$

شیب نمودار $\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{qg}$ بر حسب

$$\sum_{j=1}^m \frac{(q_{gi} - q_{gi-1})}{q_{gm}} (t_{nm} - t_{nj} - 1) \dots \dots \dots (Super - t_n)$$

با جایگزینی در Eq-3 مقدار گاز درجا اولیه را به ما می‌دهد.

وقتی که نتایج شبیه‌سازی حالت ۲- با استفاده از $Super-t_n$ رسم می‌شود، تمام دوره‌های مختلف تولید روی یک خط راست قرار می‌گیرند. شیب این خط مقدار گاز درجا اولیه را برابر $۸/۵۴$ میلیارد فوت مکعب استاندارد می‌دهد.

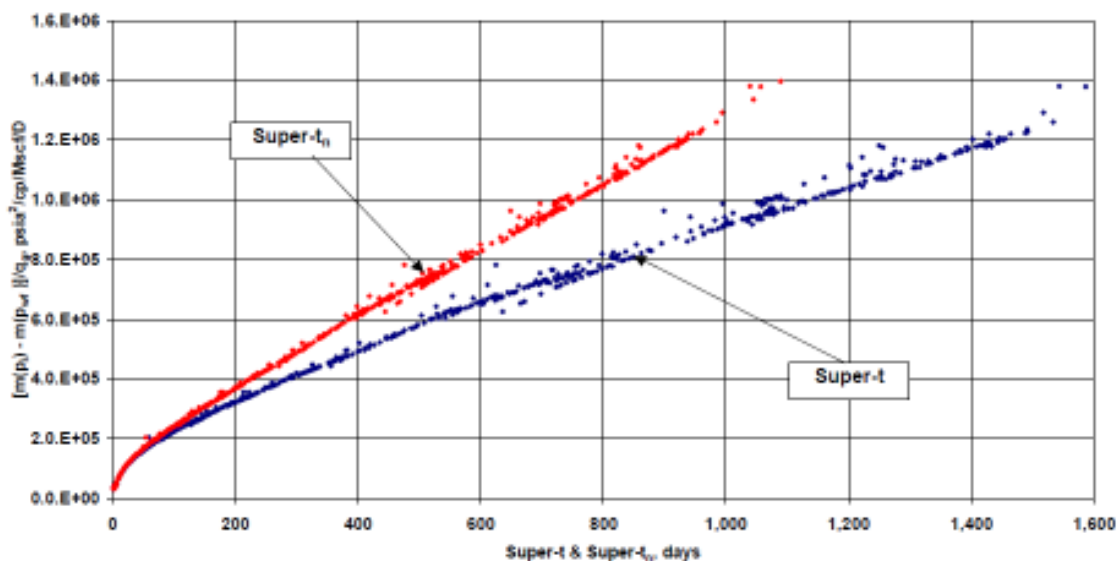
نتایج عملی

در این بخش از اطلاعات میدان برای تأیید اعتبار زمان مجازی نرمال شده و برهم نهی استفاده می‌کنیم.

۸-۱- چاه H-58:

چاه H-58 یک چاه از مخزن گازی *tight* با فشار بالا می‌باشد. اطلاعات چاه H-58 در جدول ۱- آمده است.

در شکل ۳- اطلاعات تولید برحسب $Super-t$ و $Super-t_n$ رسم شده است و ملاحظه می‌شود هنگامیکه از $Super-t_n$ استفاده شده است یک شیب واحد برای منحنی به دست آمده و به کمک آن مقدار گاز درجا اولیه برابر $۹/۸$ میلیارد فوت مکعب استاندارد محاسبه شده است.



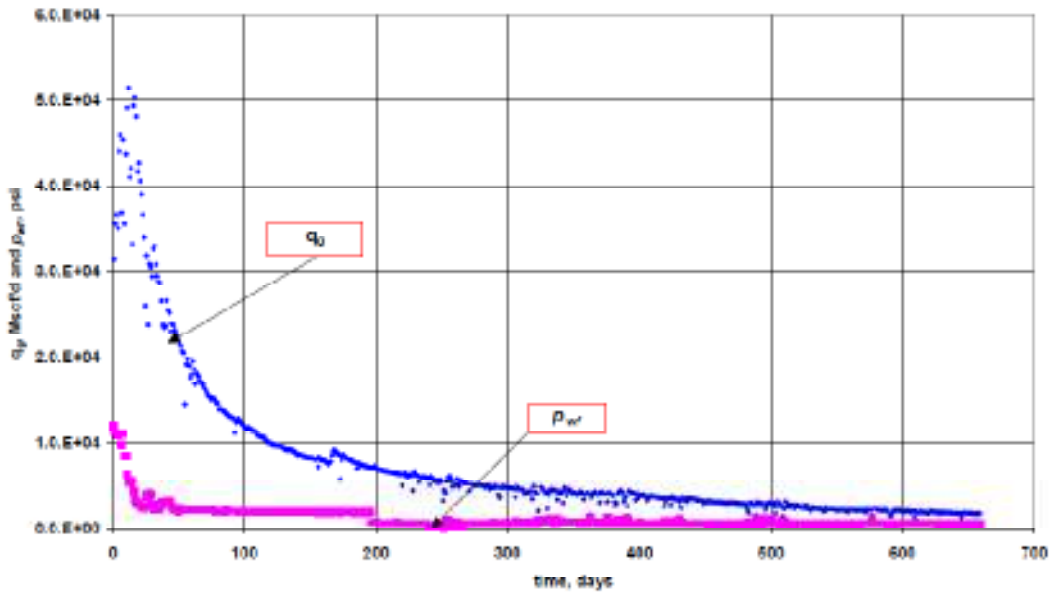
شکل-۳: اطلاعات تولید بر حسب $Super-t_n$ و $Super-t$

اما اگر زمان واقعی مورد استفاده قرار گیرد، اطلاعات تولید خط راستی را نشان نمی‌دهند و به جای آن یک منحنی به دست آمده که شیب آن مرتباً کاهش می‌یابد (افزایش میزان گاز درجا اولیه). مقدار گاز درجا اولیه با استفاده از *early point* در دوره *PSS* محاسبه شده و این مقدار به عنوان اولین امتحان^۷ برای محاسبه زمان مجازی نرمال شده مورد استفاده قرار می‌گیرد. سپس این زمان مجازی نرمال شده در محاسبات برهم نهی قرار گرفته تا گاز درجا اولیه جدیدی به دست آید. این روش تا آن جایی ادامه می‌یابد تا به یک زمان مجازی نرمال شده همگرا گردد.

۲-۸- چاه H-60:

مورد دوم، چاه H-60 می‌باشد که ۶۵۹ روز با تولید انباشتی ۵/۰۳ میلیون فوت مکعب استاندارد تولید کرده است. اطلاعات مخزنی چاه H-60 در جدول-۱ و تاریخچه تولید آن در شکل-۴ نشان داده شده است.

⁷ Trial



شکل-۴: تاریخچه تولید چاه H-60

اطلاعات تولید برحسب برهم نهی زمان واقعی و زمان مجازی نرمال شده بعد از امتحان (trial) مقدار گاز درجا اولیه مختلف و پیدا کردن مقدار گاز درجا اولیه به صورت دقیق انجام شده است. زمان مجازی نرمال شده مقدار واحد ۷/۱۵ میلیارد فوت مکعب استاندارد را به جای ۱۲ میلیارد فوت مکعب استاندارد حاصل برهم نهی زمان واقعی برای گاز درجا اولیه به دست می‌دهد.

نتیجه گیری

در این مقاله، روشی جدید برای محاسبه مقدار دقیق گاز درجا اولیه برای هر تغییر در فشار و مقدار تخلیه ارائه گردید. اعتبار این روش با مقایسه نتایج شبیه‌سازی میدان نفتی (دارای یک مخزن) تأیید شده است. در آینده این روش برای میادین چند لایه‌ای تعمیم داده خواهد شد.

بر پایه بحث بالا، چند نتیجه زیر حاصل می‌شود:

الف) مقدار گاز درجا اولیه با استفاده از Eq-3 و Eq-8 و خواص اولیه دارای خطای زیادی خواهد بود.

ب) زمان مجازی نرمال شده جدید به منظور بهبود دقت محاسبه گاز درجا اولیه پیشنهاد شده است.

ج) برهم نهی با استفاده از زمان مجازی نرمال شده در هر دبی و فشاری، مقدار دقیق گاز درجا اولیه را به

دست خواهد آورد.

د) مقدار گاز درجا اولیه با استفاده از زمان مجازی نرمال شده و برهم نهی و شیب مماسی (خواص فعلی مخزن) نیز همان دقت را داراست.

ه) تغییرات تخلخل و اشباع آب اولیه با فشار میانگین در محاسبه میزان گاز درجا اولیه در نظر گرفته شده است.

منابع

- 1- "Applied Petroleum Reservoir Engineering," Craft, B. C. and Hawkins, M. F.
- 2- "P/Z Abnormally Pressured Gas Reservoirs," Ramagost, B.P. and Farshad, F.F. paper SPE 10125 presented at the 1981 SPE of AIME 56th Annual Meeting, San
- 3- Determination of OGIP for Wells in Pseudo steady-State-Old Techniques, New Approaches
M. Ibrahim, SPE, Texas A&M University, and Robert A. Wattenbarger, SPE, Texas A&M University, and W. Helmy, SPE, El Paso Production