

بررسی اثرات عدم قطعیت بر ضریب بهره‌دهی چاه گاز میعانی عمودی، افقی و دارای شکاف هیدرولیکی

مهناز حکمت‌زاده*، شهاب گرامی و حبیب ولی الهی
پژوهشکده ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۵/۷/۲۹ تاریخ پذیرش: ۹۶/۳/۳۰

چکیده

محاسبه بهره‌دهی چاه‌های گاز میعانی نیازمند انجام شبیه‌سازی عددی و تکنیک کوچک کردن موضعی شبکه در اطراف چاه می‌باشد. در غیر این صورت اثرات سرعت گاز و همچنین پدیده تشکیل میعان‌ات در اطراف چاه در محاسبات نادیده گرفته شده، که سبب تخمین نادرست بهره‌دهی چاه می‌شود. پیچیدگی‌های مذکور باعث زمان‌بر بودن محاسبه ضریب بهره‌دهی چاه گاز میعانی به روش شبیه‌سازی عددی می‌گردد. از طرف دیگر، از آنجا که اطلاعات مخزن و چاه از قبیل ابعاد مخزن، تخلخل، نفوذپذیری و ... در ابتدای عمر مخزن دارای عدم قطعیت هستند، ضروری است فرآیند محاسبه بهره‌دهی چاه هزاران مرتبه تکرار شود تا بتوان اثرات عدم قطعیت در پارامترهای ورودی را به روش‌های آماری برآورد نمود. در این مقاله، روشی تحلیلی برای محاسبه سریع بهره‌دهی چاه با در نظر گرفتن اثرات سرعت و تشکیل میعان‌ات در اطراف چاه‌های با شکل هندسی متفاوت شامل چاه عمودی، افقی و شکاف‌دار هیدرولیکی معرفی شده است. سپس، با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو اثرات عدم قطعیت در پارامترهای ورودی مختلف بر ضریب بهره‌دهی بررسی گردیده است. نتایج چنین مطالعاتی می‌تواند به مدیران بخش مهندسی کمک کند تا پارامترهای تاثیرگذار در بهره‌دهی چاه مورد نظر را شناسایی کنند و از صرف هزینه برای تعیین دقیق پارامترهای کم اهمیت اجتناب نمایند. این محاسبات در قالب یک نرم‌افزار در پژوهشکده ازدیاد برداشت تهران توسعه داده شده است.

کلمات کلیدی: مخزن گاز میعانی، ضریب بهره‌دهی چاه، عدم قطعیت داده‌ها، شبیه‌سازی مونت کارلو، چاه دارای شکاف هیدرولیکی.

مقدمه

جدول‌بندی شده برای هر فشار است که این مقادیر می‌بایست با استفاده از شبیه‌ساز عددی تعیین شود.

موت و زیائو روش‌های تحلیلی ساده‌ای را برای پیش‌بینی رفتار تولیدی مخزن ارائه نمودند که در آنها از موازنه مواد برای پیش‌بینی تخلیه مخزن و از روش شبه فشار فیونگ و ویتسون برای پیش‌بینی جریان سیال در مخزن به سمت چاه بهره گرفته شده بود [۲ و ۳]. هر دو روش نیازی به اجرای شبیه‌ساز عددی برای محاسبه نسبت گاز به میعانات نداشتند. اما، در هر دو روش باید بازه فشاری مشخصی برای فشار متوسط مخزن انتخاب گردیده و با تکرار محاسبات، فشار جریانی ته چاهی صحیح برای محاسبه انتگرال شبه فشار دو فاز در مدت زمان تثبیت محاسبه گردد. این امر سبب افزایش زمان اجرای مدل تحلیلی و اشتباه در زمان تثبیت محاسبه شده می‌شود.

در این مطالعه، روش تحلیلی برای تعیین دقیق طول دوره تثبیت برای رسم پروفایل دوره تثبیت برای گاز و میعانات توسعه داده شده است. این روش نیازمند تکرار محاسبات در هر بازه فشاری نیست که این امر سبب می‌شود تا روش تحلیلی پیشنهادی برای مطالعات عدم قطعیت در داده‌های ورودی مناسب گردد. روش تحلیلی پیشنهادی برای چاه‌های با شکل هندسی متفاوت شامل چاه عمودی، چاه افقی و چاه دارای شکاف هیدرولیکی نیز توسعه یافته است. همچنین اثرات سرعت بالا در ناحیه نزدیک چاه شامل اثرات جفت شدگی مثبت و اینرسی منفی به مدل اضافه شده است. در نهایت مدل توسعه یافته در صفحه گسترده اکسل مدل‌سازی شده است.

توسعه روش تحلیلی به علت تعداد داده ورودی کمتر نسبت به روش عددی دارای مزیت است.

تا زمانی که فشار ته چاه در مخزن گاز میعانی بالاتر از فشار نقطه شبنم سیال باشد، عملکرد تولیدی چاه همانند یک چاه گاز خشک می‌باشد. اما پس از شروع تولید از چاه گاز میعانی، فشار ته چاه در مدت زمان کوتاهی به پایین‌تر از فشار نقطه شبنم سیال می‌رسد و میعانات در اطراف چاه تولید می‌شوند. این پدیده تاثیر زیادی در نحوه تولید و عملکرد چاه دارد. به منظور مدل کردن این پدیده، فیونگ و ویتسون مدلی شامل سه منطقه در اطراف چاه گاز میعانی را معرفی نمودند [۱]. منطقه اول که نزدیک‌ترین منطقه به چاه است، فاز گاز و فاز میعانات جاری هستند. در منطقه دوم که در اطراف منطقه اول قرار دارد فاز گاز جاری است اما میعانات موجود قدرت حرکت ندارند. در منطقه سوم که دارای فشاری بالاتر از فشار نقطه شبنم و کمتر از فشار متوسط مخزن است، تنها گاز وجود داشته و مایعی تشکیل نشده است. مرز منطقه دو و سه، جایی از مخزن است که فشار مساوی فشار شبنم سیال مخزن است. تشکیل شدن میعانات در اطراف چاه سبب کاهش شدید نفوذپذیری و همچنین به وجود آمدن نیروهای کشش سطحی بین دو فاز گاز و مایع می‌شود. برای در نظر گرفتن این تغییرات پیچیده در محاسبات بهره‌دهی چاه، لازم است از تکنیک کوچک‌سازی موضعی شبکه در اطراف چاه استفاده شود و این خود باعث زمان‌بر شدن محاسبات عددی می‌گردد.

از آنجایی که در ابتدای عمر مخزن مقادیر دقیق خواص سنگ و سیال قابل استحصال نیستند، روش‌های تحلیلی می‌توانند برای پیش‌بینی رفتار مخزن مفید باشند. فیونگ و ویتسون بر مبنای وجود سه منطقه فازی در اطراف چاه گاز میعانی، انتگرال شبه فشار دو فاز را برای محاسبه ضریب بهره‌دهی چاه توسعه دادند [۱]. محاسبه انتگرال شبه‌فشاری در مدل آنها نیازمند داده‌های فشار-دما-حجم و نسبت گاز به میعانات تولیدی

1. Underground Gas Storage (UGS)
2. Depleted Oil/ Gas Reservoirs
3. Aquifers

فشاری دو فازی برای معادله جریان و معادله موازنه مواد برای پارامتر تخلیه مخزن می‌باشد. معادله جریان در چاه گاز میعانی با استفاده از روش معرفی شده توسط فیونگ و ویتسون نوشته می‌شود [۱]:

$$q_g = C \Delta m(P), \quad \Delta m(P) = \left\{ \begin{array}{l} \int_{P_{res}}^{P_1} \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} dP + \int_{P_1}^{P_{dew}} \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} dP + \\ \int_{P_{wf}}^{P_1} \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + R_s \frac{k_o}{\mu_o B_o} \right) dP \end{array} \right\} \quad (1)$$

در این معادله C تابع هندسه چاه می‌باشد. P_{res} فشار متوسط مخزن، P_{wf} فشار تولیدی ته چاه، P_1 فشار مرز منطقه اول و دوم مخزن، P_{dew} فشار نقطه شبلم سیال، k_r نفوذپذیری و μ ویسکوزیته سیال، B ضریب حجمی سیال می‌باشد. زیر نویس‌های o و g نیز به ترتیب نشان‌دهنده میعانات و گاز می‌باشند. برای حل معادله ۱، فشار مخزن به صورت مرحله ای از فشار اولیه مخزن کاسته می‌شود و در هر فشار مقادیر مجهول محاسبه می‌شوند. در این معادله، ویسکوزیته گاز و مایع، ضریب حجمی گاز و مایع، و ضریب حلالیت گاز در نفت، همگی تابع فشار هستند و در هر مرحله، از جدول داده‌های ترمودینامیکی خواص سیال استخراج می‌شوند. نسبت k_{rg}/k_{ro} با استفاده از رابطه ۲ تعیین می‌شود. سپس مقادیرهای k_{rg} و k_{ro} با استفاده از نسبت k_{rg}/k_{ro} و درون‌یابی در داده‌های خواص سنگ تعیین می‌شوند.

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} (S_o) = \frac{(1 - r_{vf} R_s) \mu_g B_g}{r_{vf} - r_v \mu_o B_o} \quad (2)$$

از آنجایی که نفوذپذیری نسبی در ناحیه نزدیک به چاه و در سرعت‌های بالا فقط تابعی از اشباع نبوده بلکه تابعی از عدد موینگی نیز می‌باشد، مقادیر نفوذپذیری نسبی محاسبه شده برای شرایط غیر امتزاجی k_{rgM} و k_{roM} در نظر گرفته می‌شوند و با استفاده از رابطه تجربی ویتسون و همکاران برای

اما، تولید نتایج قطعی این روش را برای پیش بینی خروجی‌های محتمل ضریب بهره‌دهی چاه گاز میعانی برای انتخاب بهترین استراتژی توسعه مخزن ناکافی می‌نماید. شبیه‌سازی مونت کارلو روشی ریاضی برای آنالیز ریسک است که می‌تواند در تصمیم‌سازی بین محدوده‌ای از نتایج خروجی و میزان احتمال وقوع متفاوت آنها سودمند باشد. هرچند استفاده از روش مونت کارلو نیز می‌تواند ابزار سودمندی در صنعت نفت و گاز برای مدیریت تصمیم‌گیری در استراتژی توسعه میدان باشد، کاربرد آن در مهندسی نفت محدود به تخمین مخزن است [۴]. هرچند در سال‌های اخیر، کاربرد شبیه‌سازی مونت کارلو به همراه روش‌های تحلیلی برای تولید سریع پیش‌بینی نتایج محتمل افزایش یافته است [۵ و ۶].

در صفحه گسترده توسعه داده شده در این مطالعه، شبیه‌سازی مونت کارلو به صورت تکراری (۱۰۰۰ بار) از مدل تحلیلی توسعه داده شده با نمونه‌گیری تصادفی از تابع توزیع احتمال داده‌های ورودی برای محاسبه محدوده تغییرات در پروفایل تولید چاه گاز میعانی شامل طول دوره تثبیت و میزان تولید تجمعی گاز و میعانات استفاده می‌نماید. این مقاله به صورت زیر تنظیم گردیده است. در ابتدا روش محاسبه ضریب بهره‌دهی چاه گاز میعانی برای شکل‌های هندسی متفاوت چاه بیان شده است. سپس، توسعه مدل مذکور برای اثرات سرعت بالا در نزدیک دهانه چاه ذکر شده است. پس از آن، اعتبارسنجی مدل تحلیلی با مقایسه با نتایج شبیه‌سازی عددی آورده شده است. در نهایت نتایج آنالیز حساسیت‌سنجی با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو برای برخی از مهم‌ترین داده‌هایی که معمولاً مقدار دقیق آنها در ابتدای عمر یک مخزن گاز میعانی موجود نیستند، برای یک نمونه مخزن خاص بررسی شده است.

محاسبه ضریب بهره‌دهی چاه گاز میعانی

مدل تحلیلی توسعه داده شده شامل انتگرال شبه

متوسط در ناحیه دو است که با معادله ۱۱ محاسبه می‌گردد.

$$S_o = R_v(p) \times (1 - S_{wi}) \quad (11)$$

PV حجم فضای خالی خطوط گذار فشار اطراف چاه است که به شکل هندسی چاه وابسته است. برای چاه عمودی، PV از رابطه ۱۲ محاسبه می‌شود. ΔPV نیز افزایش حجم فضاهای خالی ناشی از رشد ناحیه یک تا پایان طول دوره تثبیت است.

$$PV = \pi(r^2 h)(1 + (C_r + C_w * S_{wi}) * (P_1 - P_i)) \varphi \quad (12)$$

که r شعاع خارجی ناحیه یک است و با استفاده از رابطه ۱۳ محاسبه می‌شود. این معادله با فرض جریان تکفازی و عدم تغییر خواص سیال با فشار توسعه یافته است.

$$\ln(r) = (P_1 - P_w) / [P_{res} - P_w] * (\ln(r_e) - \ln(r_w)) + \ln(r_w) \quad (13)$$

معادله بقاء جرم در مخزن نیز برای محاسبه ترم تخلیه به صورت رابطه ۱۴ است:

$$V_{int} B_{gi} - (N_{g,prod} + N_{c,prod}) = V_{remaining} \times B_g (P_{res}) =$$

$$\pi r_e^2 h [(1 - S_{wi}) + (C_r + C_w S_{wi}) * (P_{res} - P_i)] \times B_g (P_{res}) \quad (14)$$

معادله بالا برای محاسبه P_{res} متناسب با Δt مشخص استفاده می‌شود.

چاه با شکل هندسی متفاوت

روش مطرح شده برای چاه عمودی برای چاه‌های با شکل هندسی متفاوت شامل چاه افقی و چاه دارای شکاف هیدرولیکی نیز مورد استفاده قرار می‌گیرد. برای چاه گازی افقی، شعاع ظاهری، r_{wa} از رابطه ۱۵ محاسبه می‌گردد [۱۱]:

$$\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right) = \ln\left\{\frac{a + \sqrt{(a^2 - (L/2)^2)}}{L/2}\right\} + \frac{I_{ani} h}{L} \left\{\ln\left[\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)}\right]\right\} \quad (15)$$

که K_H نفوذپذیری افقی و L طول چاه افقی است. I_{ani} شاخص غیرهمگنی است که توسط رابطه ۱۶ محاسبه می‌شود:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{K_H}{K_v}} \quad (16)$$

که K_v نفوذپذیری عمودی و a شعاع اصلی بیضی تخلیه در اطراف چاه افقی است و با رابطه ۱۷ محاسبه می‌شود:

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_{eH}}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\} \quad (17)$$

اعداد موینگی تصحیح می‌شوند [۷]:

$$k_{rg} = f_1 \cdot k_{rgl} + (1 - f_1) \cdot k_{rgM} \quad (3)$$

$$k_{rgM} = k_{rg}^0 \frac{1}{1 + (k_{rg}/k_{ro})^{-1}} \quad (4)$$

$$f_1 = \frac{1}{(\alpha N_c)^n + 1} \quad (5)$$

$$\alpha = \frac{\alpha^0}{k_{rg}}, \bar{k}_{rg} = \frac{k_{rgM} + k_{rgl}}{2} \quad (6)$$

که n و α^0 ثابت‌های تجربی هستند که باید به صورت آزمایشگاهی و برای نمونه سنگ و سیال مورد نظر تعیین گردند. مقدار پیش فرض این پارامترها به ترتیب برابر ۰/۶۵ و ۱۰۴ است. البته روابط تجربی دیگری نیز می‌تواند برای محاسبه نفوذپذیری نسبی وابسته به سرعت مورد استفاده قرار گیرد [۱۰-۸]. برای محاسبه اثر اینرسی ناشی از سرعت بالا بر نفوذپذیری نسبی، ویتسون و همکاران روابط ۷ تا ۹ را پیشنهاد نمودند [۷]:

$$\frac{k_{rgHVR}}{k_{rg}} = \left[1 + \left(\frac{k \cdot k_{rg}}{\mu_g} \right) \cdot \beta_{eff} \cdot \rho_g \cdot v_g \right]^{-1} \quad (7)$$

$$\beta_{eff} = \beta \cdot k_{rg}^{-b} \quad (8)$$

$$\beta = a k^b \varphi^c \quad (9)$$

که $a = 9 \times 10^9$, $b = 1$, $c = 0.75$ است. بنابراین تنها پارامتری که در محاسبه انتگرال شبه فشار دوفازی در معادله ۱ نامشخص باقی می‌ماند، P_1 است که توسط روابط ۱۰ محاسبه می‌گردد. رابطه ۱۰ بر مبنای این حقیقت نوشته شده است که میزان میعان میعان شده از زمان شروع رشد ناحیه دو تا انتهای بازه زمانی دوره تثبیت (سمت چپ رابطه ۱۰) برابر با افزایش اندازه ناحیه یک در این بازه زمانی مشخص (سمت راست معادله ۱۰) است:

$$\{Q_{gw} r_v (\min(p_{res}, p_{dew})) - Q_{gw} r_v (p_1) [1 - \frac{PV(p_1)}{PV_{tot}}]\} \times$$

$$\Delta t = \Delta PV (S_{o,1} - S_{o,2}) \left[\frac{1}{B_o(p_1)} - \frac{r_v(p_1)}{B_g(p_1)} \right] \quad (10)$$

$S_{o,1}$ اشباع میعانات متوسط در ناحیه یک است که با استفاده از میان‌یابی در داده‌های SCAL با نسبت k_{rg}/k_{rc} حاصل می‌شود. $S_{o,2}$ اشباع میعانات

مطالعه به دو زیربخش تقسیم می‌شود. قسمت اول، زمان‌های کمتر از زمان دوره تثبیت، که دبی جریان ثابت و برابر $q_{g,cons}$ است. قسمت دوم، زمان‌های بزرگ‌تر از زمان دوره تثبیت که فشار ته چاهی، P_{wf} ثابت است.

در قسمت اول، شکل پروفایل تولید گاز ثابت است ولی زمان پایان دوره تثبیت نامشخص است. برای تعیین زمان دوره تثبیت، مراحل زیر انجام می‌شود. الف- با استفاده از معادله گاز خشک، فشار جریانی ته‌چاهی اولیه، $P_{wf,ini}$ متناسب با P_i تعیین می‌گردد. ب- با فرض برقراری شرایط شبه پایدار در مخزن، اولین حدس برای فشار متوسط مخزن P_{res} متناسب با زمان دوره تثبیت با استفاده از رابطه ۲۸ محاسبه می‌شود:

$$P_{res} = P_i + (P_{wf,min} - P_{wf,int}) \quad (28)$$

ج- از آنجایی که در پایان دوره تثبیت، دبی جریان P_{wf} و معلوم و به ترتیب برابر با $q_{g,cons}$ و $P_{wf,min}$ است، معادله ۱ برای مقدار تخمینی P_{res} نوشته می‌شود تا مقدار آزمایشی P_i محاسبه شود.

د- مقادیر آزمایشی P_i و P_{res} در رابطه ۱۰ جایگزین می‌شوند تا مقدار تخمینی زمان دوره تثبیت، محاسبه شود.

و- مقدار در معادله ۱۴ جایگزین می‌گردد تا زمان دوره تثبیت متناسب با آن محاسبه گردد.

ه- مقدار P_{res} محاسبه شده در مرحله و با مقدار P_{res} قبلی مقایسه می‌گردد. محاسبات از مرحله ج تکرار می‌شوند تا همگرایی در مقدار P_{res} حاصل شود.

در قسمت دوم، برای زمان‌های بزرگ‌تر از زمان دوره تثبیت، فشار جریانی ته‌چاهی ثابت و برابر با $P_{wf,ini}$ است. لذا مراحل زیر تا رسیدن به زمان ترک مخزن ادامه می‌یابد.

الف- در نظر گرفتن ΔP

ب- محاسبه P_i و اندازه ناحیه ۱ با استفاده از رابطه ۱۰

پ- محاسبه A و PV متناسب با شکل هندسی چاه

ت- محاسبه سرعت و عدد موینگی

$$r_{eH} = \sqrt{ab} \quad (18)$$

b شعاع کوچک بیضی تخلیه اطراف چاه افقی است و با معادلات زیر محاسبه می‌گردد:

$$a = b + (L/2) \quad (19)$$

$$b = \sqrt[3]{\frac{3A \times 43560h}{4a}} \quad (20)$$

بنابراین r_{wa} می‌تواند به جای r_w در معادله ۱ استفاده شود. همچنین باید توجه شود که در چاه افقی شکل خطوط گذار فشار به بیضی گون تغییر می‌یابند. لذا برای محاسبه حجم سیال، PV در رابطه ۱۰، و مساحت سطح جریان، A ، برای محاسبه سرعت، Vg در روابط ۵ و ۷، روابط ۲۱ و ۲۲ استفاده می‌شوند.

$$PV = \frac{4}{3} \pi (a \times b^2) \phi \quad (21)$$

$$A = 4 \pi (a \times b) \quad (22)$$

برای چاه گازی دارای شکاف هیدرولیکی، پرتس و همکاران مدل‌سازی ریاضی برای محاسبه دبی جریان پس از شکاف زنی را ارائه دادند، همان‌گونه که در رابطه ۲۳ نشان داده شده است [۱۲]:

$$r_{wa} = \frac{L_f}{4} \quad \text{for } \left(\frac{x_f}{x_e} \right) \leq 0.3 \quad (23)$$

که L_f طول شکاف، x_f نصف طول شکاف و x_e نصف طول مخزن است. از آنجایی که شکل خطوط جریان گذار فشار در اطراف چاه دارای شکاف هیدرولیکی به استوانه‌ای با سطح مقطع بیضی تغییر می‌یابد، حجم سیال، PV ، و سطح مقطع جریان، A ، به صورت زیر محاسبه می‌شوند:

$$PV = \pi (a \times b) h \phi \quad (24)$$

$$A = \pi (a + b) h \quad (25)$$

که a و b نصف شعاع‌های بزرگ و کوچک بیضی تخلیه در اطراف چاه دارای شکاف هیدرولیکی می‌باشند که به وسیله معادلات ۲۶ و ۲۷ تعیین می‌گردند:

$$a = b + \left(\frac{L_f}{2} \right) \quad (26)$$

$$b = \frac{A \times 43560}{\pi a} \quad (27)$$

الگوریتم محاسبات

الگوریتم محاسبات پروفایل تولید گاز در این

مورد استفاده در اعتبارسنجی در جدول ۱ آورده شده است. همچنین، برای لحاظ اثرات سرعت بر نفوذپذیری نسبی و جهت هماهنگی با مدل تحلیلی، در شبیه‌ساز عددی نیز کلید مربوط نفوذپذیری وابسته به سرعت^۲ و رابطه تجربی ویتسون استفاده شده است.

برای اطمینان از دقت جواب‌های این مدل برای چاه‌های افقی و شکاف دار نیز، نمونه‌هایی از این چاه‌ها مورد بررسی قرار گرفته‌اند. لذا برای هر چاه با شکل هندسی مشخص، برای شش نمونه سنگ و سیال مختلف، نتایج حاصل از مدل تحلیلی و شبیه‌سازی عددی تعیین گردید. در جدول ۲ به صورت خلاصه میزان خطای متوسط حاصل از نمونه سنگ و سیالات مختلف در نتایج حاصل از مدل تحلیلی توسعه داده شده نسبت به شبیه‌ساز عددی برای سه هندسه متفاوت چاه به صورت درصد قابل مشاهده است. مقایسه پروفایل تولید گاز و میعانات برای یکی از موارد دارای بیشترین خطای مشاهده شده (چاه افقی برای نمونه سنگ سه و سیال غنی) در شکل ۱ آورده شده است. همان‌طور که از جدول ۲ مشاهده می‌شود، میزان خطای متوسط کمتر از ۰.۵٪ است که در محاسبات مهندسی نفت کاملاً قابل قبول است. زمان متوسط انجام محاسبات در مدل تحلیلی (در محدوده کمتر از ۱ min) سریع‌تر از شبیه‌ساز عددی (در محدوده ۱۰ min) است. هر چند مزیت مدل تحلیلی در سرعت اجرا نبوده، بلکه امکان انجام آنالیز حساسیت سنجی بر روی داده‌های مخزن و چاه و تاثیر آن بر میزان طول دوره تثبیت گاز و میعانات و حجم تولید گاز و میعانات است. جهت بررسی اثر عدم قطعیت‌ها در دو روش عددی و تحلیلی و بررسی محدود تفاوت نتایج این دو روش، پارامتر تخلخل به‌عنوان پارامتر دارای عدم قطعیت انتخاب گردیده است. تخلخل با تابع توزیع نرمال با میانگین ۰/۱ و ضریب انحراف معیار ۰/۰۸ در نظر گرفته شد.

ث- تعیین نفوذپذیری نسبی وابسته به سرعت برای ناحیه ۱ و نفوذپذیری نسبی برای نواحی ۲ و ۳ ج- محاسبه انتگرال شبه فشاری دو فاز (معادله ۱) و دبی جریان متناسب با آن چ- با استفاده از رابطه ۱۴ مدت زمان تولید محاسبه می‌شود.

ح- مقایسه مدت زمان تولید و کل طول عمر مخزن. در صورتی که زمان تولید کمتر از طول عمر مخزن باشد، فشار متوسط مخزن به اندازه ΔP کاهش یافته و محاسبات از مرحله ب تکرار می‌شود. اما در غیر این صورت پروفایل های تولید رسم شده و برنامه تمام می‌گردد.

راستی آزمایی مدل

به منظور راستی آزمایی مدل معرفی شده، نتایج این مدل با نتایج به‌دست آمده از یک شبیه‌ساز تجاری ترکیبی مقایسه شده‌اند. شبیه‌سازی عددی به صورت مدل تک چاه با شعاع ۰/۵۸ ft با گرید ریز در اطراف چاه و در مرکز مخزنی همگن با ابعاد ۶۰۰۰ ft × ۶۰۰۰ ft در نظر گرفته شده است. تخلخل و نفوذپذیری متوسط مخزن به ترتیب برابر با ده درصد و ۵۰ md فرض شده است. برای جلوگیری از خطای عددی ناشی از ابعاد گرید در شبیه‌ساز ترکیبی، شبیه‌سازی با ریز کردن ابعاد گریدها تکرار شد. زمانی که نتایج با ریزتر شدن اندازه گریدها تغییر نداشتند، ابعاد گرید به عنوان ابعاد بهینه برای مقایسه با مدل تحلیلی انتخاب شدند. چند نمونه سیال گاز میعانی با نسبت میعانات به گاز برابر ۱۶۶، ۷۱ و ۷/۳۲ بشکه بر هزار فوت مکعب ($\text{bbl}/1000\text{ft}^3$) به ترتیب به عنوان سیالات گاز میعانی غنی، متوسط و سبک مورد استفاده قرار گرفتند.

نمونه‌های مختلف سنگ مخزن از لحاظ تراوایی نسبی گاز و نفت، مورد آزمایش قرار گرفته‌اند. تراوایی نسبی هر نمونه به کمک معادله کوری^۱ برآورد شده است. پارامترهای نمونه سنگ های

1. Corey Equation

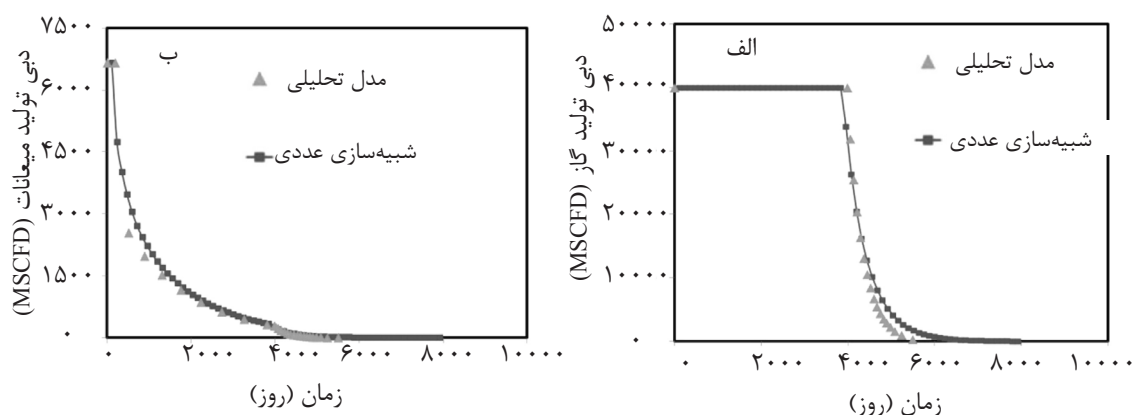
2. Veldep

جدول ۱ پارامترهای معادله کوری برای ساخت نمودارهای نفوذپذیری نسبی.

نوع سنگ	S_{wi}	k_{rgmax}	n_g	S_{gmin}	S_{gmax}	k_{romax}	n_o	S_{omin}	x_{Soma}
SCAL 1	۰/۱	۰/۶	۱/۵	۰/۳	۰/۹	۰/۳	۱/۵	۰/۱۵	۰/۶
SCAL 2			۱/۵				۱/۵		
SCAL 3			۳				۳		

جدول ۲ مقایسه نتایج حاصل از مدل تحلیلی و شبیه ساز عددی

پرفایل میعانات تولیدی	پرفایل دبی جریان گاز		نمودار فشار جریانی ته چاهی (psi)	شکل چاه
	دبی دوره تثبیت	طول دوره تثبیت		
۲/۲	۲/۰۳	۱/۸۴	۲/۵	عمودی
۳/۶	۳/۷	۳/۲۳	۴/۱	افقی
۲/۶۷	۲/۱	۱/۴۶	۱/۸۹	شکاف هیدرولیکی



شکل ۱ مقایسه تغییرات میزان تولید (الف) گاز، (ب) میعانات برای نمونه سیال غنی و سنگ سوم در چاه افقی در مدل تحلیلی و شبیه سازی.

احتمال برای پارامتر نامعین مورد نظر، قرار داده می شود و برای هر احتمال مقادیر تولید تجمعی گاز و میعانات و همچنین طول دوره تثبیت، به روش معرفی شده در این مقاله، محاسبه می شوند و سپس با استفاده از نمودار تورنادو تحلیل می گردند. در ادامه این گزارش، سیال متوسط و نمودار تراوایی نسبی سنگ شماره ۱ نیز به عنوان نمونه سیال و نمودار مرجع تراوایی نسبی سنگ مخزن در نظر گرفته می شود. پروفایل تولید این مخزن در شکل ۲ نمایش داده شده است. نتایج مربوط به مطالعات عدم قطعیت داده های چاه های عمودی، افقی و شکاف دار در ادامه آورده شده است.

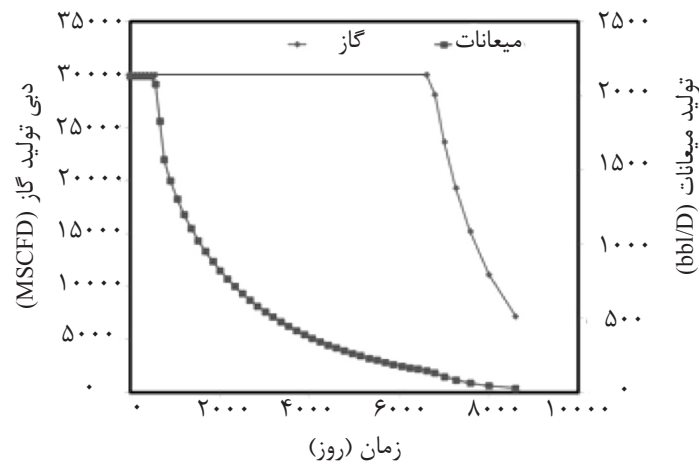
مقادیر تولید تجمعی گاز و میعانات پس از ۴۰ سال و طول دوره تثبیت گاز برای هزار بار اجرا با روش مونت کارلو برای دو روش تحلیلی و عددی در جدول ۳ با یکدیگر مقایسه شده اند.

حساسیت سنجی داده های غیر قطعی

در این بخش تاثیرات نامعین بودن پارامترهای مختلف چاه و مخزن بر روی مقادیر "تولید تجمعی گاز"، "تولید تجمعی میعانات" و "طول دوره تثبیت" مورد بررسی قرار خواهد گرفت. به این منظور، روش های آنالیز مونت کارلو مورد استفاده قرار گرفته است. بدین ترتیب که برای هر مطالعه، هزار

جدول ۳ مقادیر احتمالی محاسبه بهره‌دهی چاه گاز میعانی عمودی برای عدم قطعیت در داده‌های ورودی.

نتایج احتمالی P50		پارامتر
روش عددی	مدل تحلیلی	
۱۲/۹۳	۱۲/۶	تولید تجمعی گاز (میلیارد ft^3)
۰/۲۳۴	۰/۲۷۵	تولید تجمعی میعانات (میلیون بشکه)
۱۵/۷۷	۱۵/۶۴	طول مدت تثبیت (روز)



شکل ۲ تغییرات میزان تولید چاه گاز میعانی عمودی برای حالت پایه.

چاه عمودی

مخزن مهمترین پارامترهای غیر قطعی موثر بر میزان تولید تجمعی میعانات در چاه عمودی گاز میعانی می باشند. براساس شکل ۵، کاهش در عدم قطعیت در نفوذپذیری، ضریب پوسته، تخلخل، اشباع اولیه آب، حداقل فشار ته چاهی و دبی جریان می تواند منجر به کاهش محدوده طول مدت دوره تثبیت در چاه عمودی گاز میعانی شود. براساس شکل‌های ۳ و ۴ تخلخل مهم‌ترین عامل تاثیر گذار بر تولید تجمعی گاز و میعانات است. این امر مربوط به تاثیر مستقیم تخلخل بر حجم گاز و میعانات درجا دارد. همچنین عدم قطعیت در تخلخل بر تعیین طول دوره تثبیت نیز تاثیر گذار است. هرچند، بر اساس شکل ۵، سهم نفوذپذیری و ضریب پوسته بر طول دوره تثبیت بیشتر است. لازم به ذکر است براساس انتظار و مطابق نمودار تورنادو شکل ۵، نفوذپذیری و طول دوره تثبیت دارای همبستگی منفی می‌باشند و تخمین بالاتر نفوذپذیری سبب تخمین کمتر طول دوره تثبیت می‌گردد.

در این بخش، آنالیز حساسیت سنجی بر داده های ورودی مطابق با جدول ۴ برای چاه عمودی گاز میعانی برای یافتن پارامترهای مهم تاثیرگذار بر ضریب بهره‌دهی چاه انجام شده است. جدول ۵ مقادیر P10، P50 و P90 را برای طول مدت تثبیت و میزان تولید تجمعی گاز و میعانات پس از ۴۰ سال را نشان می دهد.

براساس نتایج جدول ۵، محدوده احتمالی نتایج برای طول مدت تثبیت و میزان تولید تجمعی گاز و میعانات گسترده است. برای نشان دادن اثر هر پارامتر غیر قطعی در داده های ورودی بر نتایج خروجی، نمودار تورنادو در شکل‌های ۳ تا ۵ رسم شده است. براساس شکل ۵ برای کاهش محدوده تولید تجمعی گاز، عدم قطعیت در تخلخل، نفوذپذیری، اشباع اولیه آب، حداقل فشار ته چاهی و شعاع خارجی مخزن باید محدودتر گردد. بر اساس نتایج شکل ۴، تخلخل، نفوذپذیری و شعاع خارجی

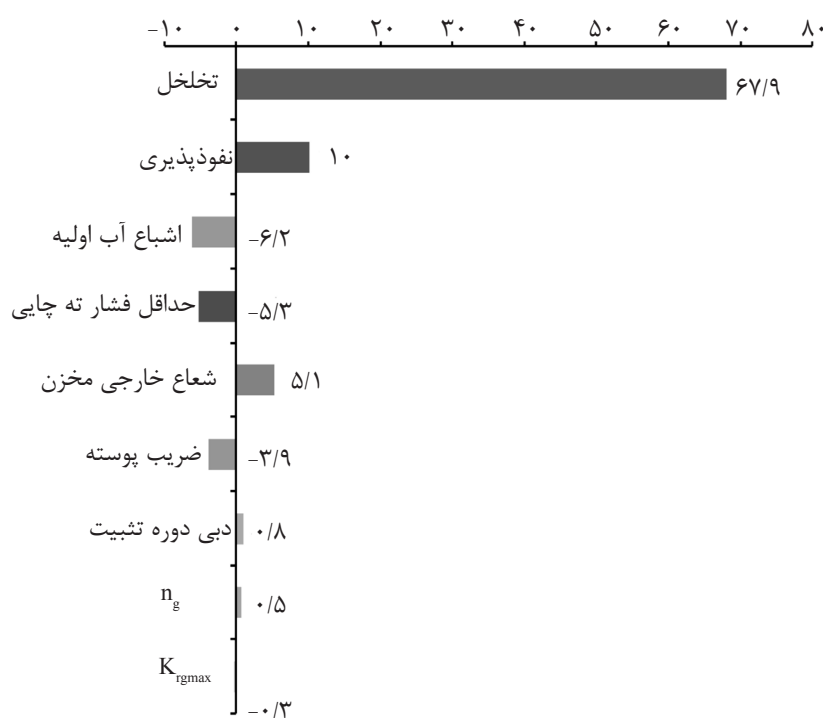
جدول ۴ تابع توزیع احتمال داده‌های ورودی برای مطالعه آنالیز حساسیت سنجی چاه عمودی گاز میعانی.

پارامترهای ورودی	تابع توزیع
شعاع خارجی مخزن	توزیع مثلثی با حداقل ۲۵۰۰ ft، میانه ۳۰۰۰ ft و حداکثر ۳۵۰۰ ft
حداقل فشار ته چاهی	توزیع یکنواخت با حداقل ۱۰۰۰ پام و حداکثر ۱۵۰۰ پام
ضریب پوسته	توزیع یکنواخت با حداقل ۳- و حداکثر ۱۰
دبی دوره تثبیت (میلیارد ft^3)	توزیع یکنواخت با حداقل ۳۰ و حداکثر ۵۰
نفوذپذیری	توزیع لاگ نرمال با میانه ۲۰ md و انحراف استاندارد ۴۰ md
اشباع آب اولیه	توزیع یکنواخت با حداقل ۰/۰۵ و حداکثر ۰/۴
تخلخل	توزیع نرمال با میانه ۰/۱ و انحراف استاندارد ۰/۰۸
K_{rgmax}	توزیع لاگ نرمال با میانه ۰/۵۸ و انحراف استاندارد ۰/۲
n_g	توزیع یکنواخت با حداقل ۱/۵ و حداکثر ۳

جدول ۵ مقادیر احتمالی محاسبه بهره‌دهی چاه گاز میعانی عمودی برای عدم قطعیت در داده‌های ورودی.

نتایج احتمالی			پارامتر
P10	P50	P90	
۲۰/۶۳	۱۲/۶	۶/۶۷	تولید تجمعی گاز (میلیارد ft^3 استاندارد)
۰/۱۳۴	۰/۲۷۵	۰/۰۴۵۳	تولید تجمعی میعانات (میلیون بشکه)
۲۸/۷۷	۱۵/۶۴	۴/۵۲	طول مدت تثبیت (روز)

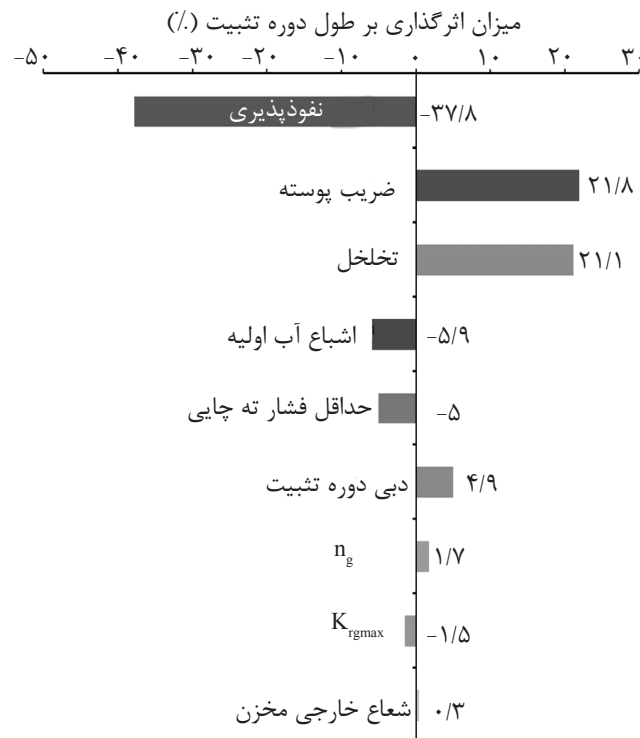
میزان اثرگذاری بر تولید تجمعی گاز (%)



شکل ۳ نمودار تورنادو برای نشان دادن اثر عدم قطعیت در هر یک از داده‌های ورودی بر تولید گاز تجمعی برای چاه عمودی.



شکل ۴ نمودار تورنادو برای نشان دادن اثر عدم قطعیت در هر یک از داده‌های ورودی بر تولید میعانات تجمعی برای چاه عمودی.



شکل ۵ نمودار تورنادو برای نشان دادن اثر عدم قطعیت در هر یک از داده‌های ورودی بر طول دوره تثبیت برای چاه عمودی.

چاه افقی

P10 و P90 را برای طول مدت تثبیت و میزان تولید تجمعی گاز و میعانات پس از ۴۰ سال برای چاه گاز میعانی افقی را نشان می‌دهد. برای نشان دادن اثر هر پارامتر غیر قطعی در داده‌های ورودی بر تولید تجمعی گاز نمودار تورنادو در شکل ۶ رسم شده است.

در این بخش، آنالیز حساسیت سنجی بر داده‌های ورودی مطابق با جدول ۶ برای چاه افقی گاز میعانی برای یافتن پارامترهای مهم تاثیرگذار بر ضریب بهره‌دهی چاه انجام شده است. جدول ۷ مقادیر P50

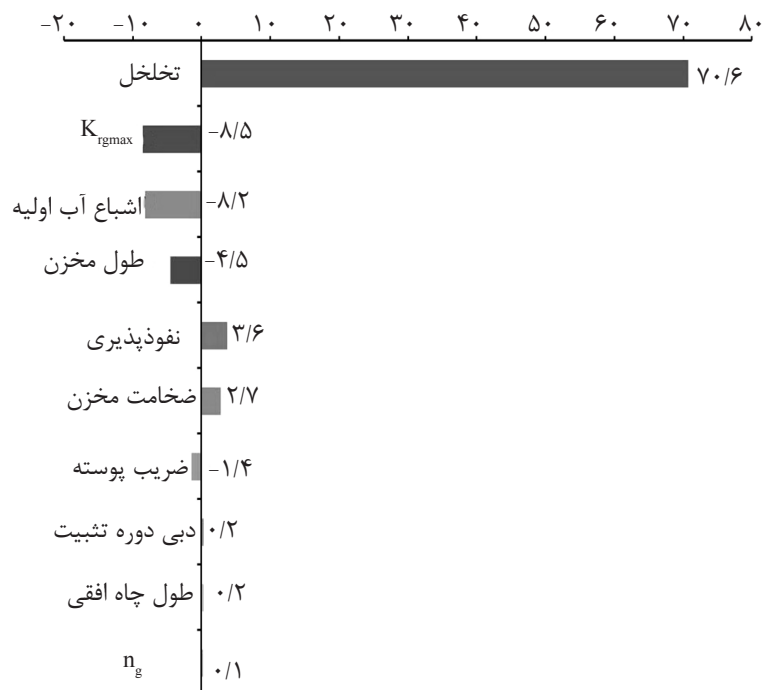
جدول ۶ تابع توزیع احتمال داده‌های ورودی برای مطالعه آنالیز حساسیت سنجی چاه افقی گاز میعانی.

پارامترهای ورودی	تابع توزیع
طول چاه افقی	توزیع یکنواخت با حداقل ۱۰۰۰ ft و حداکثر ۴۰۰۰ ft
طول مخزن	توزیع یکنواخت با حداقل ۴۰۰۰ ft و حداکثر ۷۰۰۰ ft
ضخامت مخزن	توزیع یکنواخت با حداقل ۴۰۰۰ ft و حداکثر ۷۰۰۰ ft
ضریب پوسته	توزیع یکنواخت با حداقل ۳- و حداکثر ۱۰
دبی دوره تثبیت (میلیارد ft^3)	توزیع یکنواخت با حداقل ۳۰ و حداکثر ۱۴۰
نفوذپذیری (mD)	توزیع لاگ نرمال با میانه ۲۰ mD و انحراف استاندارد ۴۰ mD
اشباع آب اولیه	توزیع یکنواخت با حداقل ۰/۰۵ و حداکثر ۰/۴
تخلخل	توزیع نرمال با میانه ۰/۱ و انحراف استاندارد ۰/۰۸
K_{rgmax}	توزیع لاگ نرمال با میانه ۰/۵۸ و انحراف استاندارد ۰/۲
n_g	توزیع یکنواخت با حداقل ۱/۵ و حداکثر ۳

جدول ۷ مقادیر احتمالی محاسبه بهره‌دهی چاه گاز میعانی افقی برای عدم قطعیت در داده‌های ورودی.

نتایج احتمالی			پارامتر
P10	P50	P90	
۱۲/۵۷	۱۲/۶۸	۷/۵۸	تولید تجمعی گاز (میلیارد ft^3 استاندارد)
۰/۴۹۸	۰/۲۶۷	۰/۱۴۴	تولید تجمعی میعانات (میلیون بشکه)
۳۰/۷	۲۱/۷	۸/۹	طول مدت تثبیت (روز)

میزان اثرگذاری بر تولید تجمعی گاز (٪)



شکل ۶ نمودار تورنادو برای نشان دادن اثر عدم قطعیت در هر یک از داده‌های ورودی بر تولید گاز تجمعی برای چاه افقی.

هیدرولیکی گاز میعانی برای یافتن پارامترهای مهم تاثیرگذار بر ضریب بهره‌دهی چاه انجام شده است. طول شکاف در این آنالیز با توزیع یکنواخت با حداقل ۱۰۰ و حداکثر ۴۰۰ ft در نظر گرفته شد. جدول ۸ مقادیر P10، P50 و P90 را برای طول مدت تثبیت و میزان تولید جمعی گاز و میعانات پس از ۴۰ سال برای چاه گاز میعانی دارای شکاف هیدرولیکی را نشان می‌دهد. برای نشان دادن اثر هر پارامتر غیر قطعی در داده‌های ورودی بر نتایج خروجی، نمودار تورنادو در شکل ۷ رسم شده است. براساس شکل ۷، مهم‌ترین پارامترهای دارای عدم قطعیت موثر بر تولید جمعی گاز در چاه گاز میعانی دارای شکاف هیدرولیکی شامل تخلخل، حداقل فشار ته‌چاهی و اشباع اولیه آب است.

براساس تفسیر نتایج نمودار تورنادو برای تولید جمعی میعانات، تخلخل، حداقل فشار ته‌چاهی و اشباع اولیه آب مهم‌ترین پارامترهای غیر قطعی موثر بر میزان تولید جمعی میعانات در چاه افقی گاز میعانی می‌باشند. براساس تفسیر نتایج نمودار تورنادو برای طول دوره تثبیت، عدم قطعیت در تخلخل، حداقل فشار ته‌چاهی، دبی دوره تثبیت و اشباع اولیه آب تاثیر مهمی بر تعیین محدوده طول مدت دوره تثبیت در چاه گاز میعانی دارای شکاف هیدرولیکی دارد. در چاه دارای شکاف هیدرولیکی نیز تخلخل و اشباع آب اولیه به علت تاثیر فراوان بر حجم هیدروکربور درجا بیشترین عدم قطعیت را در حجم تولید هیدروکربور و طول دوره تثبیت دارا می‌باشند.

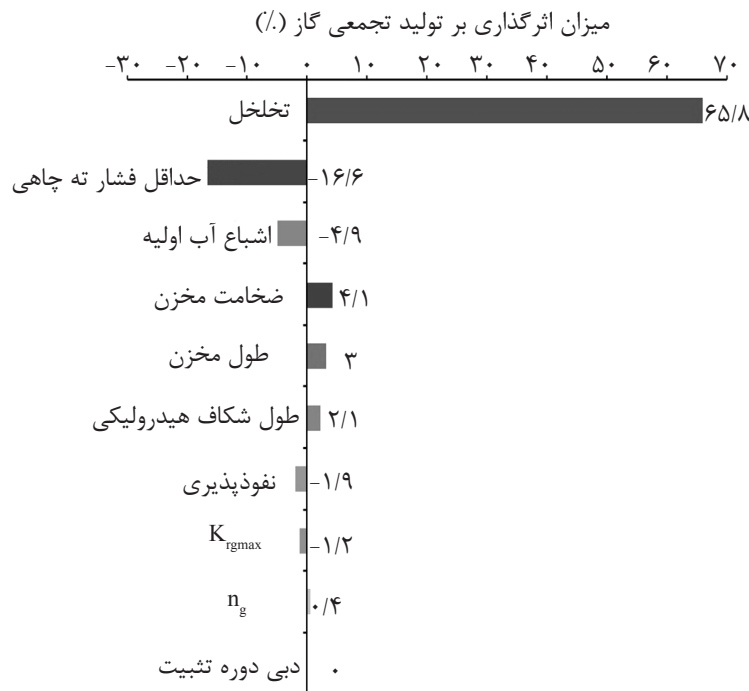
براساس شکل ۶، پارامترهای دارای عدم قطعیت تاثیرگذار بر تولید جمعی گاز در چاه گاز میعانی افقی عبارتند از تخلخل، K_{rgmax} (داده SCAL) و اشباع اولیه آب. براساس تفسیر نتایج نمودار تورنادو برای تولید جمعی میعانات، تخلخل، نفوذپذیری و اشباع اولیه آب و K_{rgmax} (داده SCAL) مهم‌ترین پارامترهای غیر قطعی موثر بر میزان تولید جمعی میعانات در چاه افقی گاز میعانی می‌باشند. براساس تفسیر نتایج نمودار تورنادو برای طول دوره تثبیت، عدم قطعیت در نفوذپذیری، تخلخل، ضریب پوسته، اشباع اولیه آب تاثیر مهمی بر تعیین محدوده طول مدت دوره تثبیت در چاه افقی گاز میعانی شود. در آنالیز حساسیت سنجی مربوط به چاه افقی نیز به دلیل نقش تخلخل بر میزان هیدروکربور درجا بیشترین تاثیر را در تولید جمعی گاز و میعانات و طول دوره تثبیت ایفا می‌نماید. در چاه افقی نیز مطابق انتظار، نفوذپذیری همبستگی منفی با طول دوره تثبیت داشته و مهم‌ترین پارامتر دارای عدم قطعیت است. لازم بذکر است که دبی دوره تثبیت و طول چاه بر حجم تولید جمعی گاز و میعانات تاثیرگذار نیستند، زیرا این پارامترها تولید چاه را تحت تاثیر قرار می‌دهند و بر باز یافت نهایی از مخزن بی تاثیرند. همچنین، دبی دوره تثبیت و طول چاه تاثیر چندانی بر طول دوره تثبیت و میزان تولید جمعی گاز و میعانات نیز ندارند.

چاه دارای شکاف هیدرولیکی

در این بخش، آنالیز حساسیت سنجی بر داده‌های ورودی مطابق با جدول ۶ برای چاه دارای شکاف

جدول ۸ مقادیر احتمالی محاسبه بهره‌دهی چاه گاز میعانی دارای شکاف هیدرولیکی برای عدم قطعیت در داده‌های ورودی.

نتایج احتمالی			پارامتر
P10	P50	P90	
۲۹/۳	۱۴/۱	۷/۷۳	تولید جمعی گاز (میلیارد ft ³ استاندارد)
۰/۵۹۹	۰/۳۱	۰/۱۶۶	تولید جمعی میعانات (میلیون بشکه)
۲۰/۷	۱۰/۳	۵/۴	طول مدت تثبیت (روز)



شکل ۷ نمودار تورنادو برای نشان دادن اثر عدم قطعیت در هر یک از داده‌های ورودی بر تولید گاز تجمعی برای چاه دارای شکاف هیدرولیکی.

ضریب پوسته و اشباع آب اولیه، مهمترین پارامترهای غیر قطعی در محاسبه طول دوره تثبیت و در نتیجه تصمیم‌گیری برای توسعه میدان در مخزن مورد مطالعه هستند. تعیین دقیق برخی پارامترها (همانند ثابت‌های تجربی در روابط تجربی نفوذپذیری نسبی وابسته به سرعت) آزمایشگاهی، زمانبر و گران‌قیمت است اما تغییرات آنها تاثیر چشم‌گیری بر نتایج خروجی بهره‌دهی چاه گاز می‌عانی ندارد. نتیجه چنین مطالعه‌ای به مهندسين مخزن نشان می‌دهد که از میان داده‌های نامعین مخزن، کدامیک حائز اهمیت بیشتری است و لازم است تلاشها و بودجه‌ها صرف تعیین دقیق آن داده مخزن شود. بدیهی است که مهم‌ترین داده‌های غیر قطعی ذکر شده در این مطالعه مربوط به مخزن توصیف شده است و لازم است مطالعه مشابه در مورد سایر مخازن گاز می‌عانی مورد نظر انجام شود. همچنین در این پژوهش، مدل تحلیلی برای مخزن همگن و چاه در مرکز آن توسعه یافته است. مناسب است تا این مدل تحلیلی برای بررسی حالت‌های عدم مرکزیت موقعیت چاه، تاثیر ناهم‌گونی در تراوایی مخزن و برای چاه‌های با شکل هندسی متفاوت همانند چاه‌های مایل توسعه یابد.

در این چاه به علت ضریب پوسته منفی و در نتیجه افزایش نفوذپذیری در اطراف چاه ناشی از شکاف هیدرولیکی، عدم قطعیت در پارامتر نفوذپذیری حائز اهمیت چندانی نبوده و حداقل فشار ته‌چاهی و دبی دوره تثبیت بر تعیین طول دوره تثبیت تاثیرگذار است. همچنین، طول شکاف هیدرولیکی نسبت به سایر پارامترها از اهمیت کمتری در تعیین طول دوره تثبیت برخوردار است.

نتیجه‌گیری

در این مطالعه روش تحلیلی سریعی با شبیه‌سازی مونت کارلو به کار گرفته شده تا اثرات عدم قطعیت در داده‌های ورودی بر نتایج محتمل خروجی محاسبه ضریب بهره‌دهی چاه گاز می‌عانی عمودی، افقی و دارای شکاف هیدرولیکی را مطالعه نماید. نتایج نشان می‌دهند که در مدل مخزنی مورد مطالعه در این مقاله، تخلخل مهم‌ترین پارامتر ورودی دارای عدم قطعیت در نتایج محتمل مدل تحلیلی بهره‌دهی چاه گاز می‌عانی در طول مدت تثبیت و تولید تجمعی گاز و می‌عانات در چاه‌های با شکل هندسی متفاوت می‌باشد. تخلخل، تراوایی،

علائم نشانه‌ها	
P_i : فشار اولیه مخزن (psi) P_{res} : فشار مخزن (psi) P_{wf} : فشار ته چاهی (psi) P_l : فشار مرز ناحیه ۱ و ۲ (psi) P_{dew} : فشار شبنم (psi) PV : حجم فضای خالی (ft^3) q_g : دبی گاز تولیدی (MSCFD) S_g, S_o, S_w : اشباع گاز، نفت و آب μ : ویسکوزیته سیال (cp)	a : نصف قطر بزرگ بیضی تخلیه در اطراف چاه A : مساحت سطح مقطع جریان (ft^2) b : نصف قطر کوچک بیضی تخلیه در اطراف چاه B : ضریب حجمی سازند (ft^3/SCF) D : ضریب جریان غیر داریسی k : نفوذپذیری (md) k_{rg}, K_{rw}, K_{ro} : نفوذپذیری نسبی گاز، نفت و آب L : طول چاه افقی (ft) L_f : طول شکاف هیدرولیکی (ft)

مراجع

- [1]. Fevang Ø. and Whitson C. H., "Modeling gas-condensate well deliverability," SPE Res. Eng., Vol. 11, No. 04, pp. 221-230, 1996.
- [2]. Mott R., "Engineering calculations of gas-condensate-well productivity," SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 6, No. 05, pp. 298-306, 2003.
- [3]. Xiao J. J. and Al-Muraikhi A. J., "A new method for the determination of gas condensate well production performance," SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2004.
- [4]. Murtha J., "Some challenges for monte carlo simulation," The Way Ahead, Vol. 2, No. 02, pp. 13-18, 2006.
- [5]. Luo H., Mahiya G., Pannett S. and Benham Ph. H., "The use of rate-transient-analysis modeling to quantify uncertainties in commingled tight gas production-forecasting and decline-analysis parameters in the alberta deep basin," SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 17, No. 02, pp. 209-219, 2014.
- [6]. Panja P. and Deo M., "Factors that control condensate production from shales: surrogate reservoir models and uncertainty analysis," SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 19, No. 01, pp.130-141, 2016.
- [7]. Whitson C. H., Fevang Ø. and Sævareid A., "Gas condensate relative permeability for well calculations," Transport in Porous Media, Vol. 52, No. 2, pp. 279-311, 2003.
- [8]. Pope G. A., Wu W., Narayanaswamy G., Delshad M., Sharma M. M. and Wang P., "Modeling relative permeability effects in gas-condensate reservoirs with a new trapping model," SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 3, No. 02, pp. 171-178, 2000.
- [9]. Henderson Graeme D., Danesh A., Al-kharusi B. and Tehrani D., "Generating reliable gas condensate relative permeability data used to develop a correlation with capillary number," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 25, No. 1, pp. 79-91, 2000.
- [10]. Jamiolahmady M., Sorabi M., Ireland S. and Ghahri P., "A generalized correlation for predicting gas-condensate relative permeability at near wellbore conditions," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 66, No. 3, pp. 98-110, 2009.
- [11]. Diyashev I. R. and Economides Michael J., "The dimensionless productivity index as a general approach to well evaluation," SPE Production & Operations, Vol. 21, No. 03, pp. 394-401, 2006.
- [12]. Prats M., "Effect of vertical fractures on reservoir behavior-incompressible fluid case," Society of Petroleum Engineers Journal, Vol. 1, No. 02, pp. 105-118, 1961.