

ساخت شبیه‌ساز و مطالعات شبیه‌سازی فرایند ازدیاد برداشت ریزش ثقلی به کمک بخار (SAGD)

مهشید جعفرپور، سید محمودرضا پیشوایی*⁺، رامین بزرگمهری بوذرجمهری

تهران، دانشگاه صنعتی شریف، دانشکده مهندسی شیمی و نفت

چکیده: در این کار یک شبیه‌ساز عددی دو بعدی برای فرایند ریزش ثقلی به کمک بخار (SAGD) بر اساس مدل پیشنهادی Coats و همکاران در محیط MATLAB تولید شده است. برخلاف مدل Coats، این مدل توسعه یافته اثرات مویینگی و گرانش را در معادله‌ی انرژی در نظر می‌گیرد. همچنین در شبیه‌سازی از رسانش گرمایی متغیر استفاده شده است. ابتدا یک آنالیز حساسیت برای شناخت و بررسی فرایند SAGD انجام شده است. سپس فرایند پیش‌گرمایش توسط شبیه‌ساز بررسی شد. نتیجه‌ها نشان می‌دهند که پیش‌گرمایش جهت برداشت سریع از مخزن ضروری می‌باشد. همچنین یک مقدار بهینه برای طول مدت پیش‌گرمایش وجود دارد.

کلمات کلیدی: شبیه‌سازی، ریزش ثقلی به کمک بخار (SAGD)، IMPES، پیش‌گرمایش

KEY WORDS: Simulation, Steam-assisted gravity drainage (SAGD), IMPES, Preheating.

مقدمه

در برداشت نفت سنگین از شکل ویژه‌ای از سیلابزنی بخار^(۱) استفاده می‌شود که به نام ریزش ثقلی به کمک بخار (SAGD) شناخته شده است. در یک فرایند معمول SAGD دو چاه افقی به موازات هم در مخزن حفر می‌شوند. بخار از چاه بالا تزریق و نفت از چاه پایین تولید می‌شود. بخار به منظور گرم کردن نفت و کاهش گرانش آن تزریق می‌شود به طوری که تحرک‌پذیری نفت افزایش یافته و نفت به علت چگالی بیشتر نسبت به بخار رو به پایین به جریان می‌افتد. در این فرایند حرکت نفت به سمت چاه بهره‌برداری بر اثر گرانش ایجاد می‌گردد و هندسه‌ی سیستم به نحوی است که نفت تقریباً موازی با سطح بین دو فاز که مرز ناحیه‌ی در حال رشد اشباع از بخار (اتاقک بخار) را تشکیل می‌دهد حرکت می‌کند (شکل ۱).

هدف از توسعه‌ی فرایند ریزش ثقلی به کمک بخار طراحی

ابزاری بود که توسط آن نفت سنگین طوری جابجا شود که برداشت کامل‌تری نسبت به فرایندهای مرسوم سیلابزنی بخار که در آن نفت با هل دادن توسط سیال تزریقی جابجا می‌شود داشته باشد. اگر بخار در بالا ولی نزدیک به یک چاه تولید که در پایین مخزن تکمیل شده است تزریق شود، بخار تمایل به صعود و سپس میعان دارد و به همراه نفت گرم شده رو به پایین می‌رود. نفت و آب چگالیده به طور پیوسته از چاه تولید خارج می‌شوند [۱].

موفقیت تست میدانی SAGD در Alberta و Saskatchewan بر نیاز به شناسایی بهتر مکانیزم فرایند و تعیین تکنیک‌هایی برای تسریع نرخ تولید جهت بهبود اقتصاد پروژه تاکید کرده است. اغلب شبیه‌سازی‌های فرایند SAGD و آنالیزهای حساسیت انجام شده در سال‌های اخیر توسط شبیه‌سازهای تجاری از قبیل CMG (STARS) بوده است. در ادامه به این موارد اشاره می‌شود.

*عهده دار مکاتبات

+ E-mail: pishvaie@sharif.edu

(۱) Steam flooding

همچنین حساسیت مدل عددی به تعدادی پارامترهای کلیدی بررسی شده است.

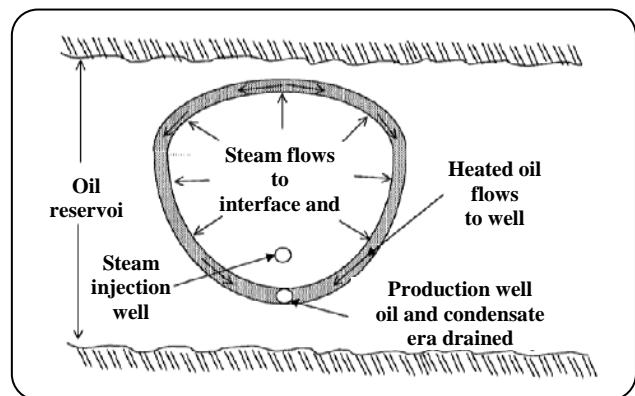
در سال ۲۰۰۶ میلادی *Barillas* و همکاران [۵] دبی بهینه‌ی تزریق بخار را برای یک مخزن همگن که تنها ناهمگنی آن وجود مانع^(۳) بود با استفاده از نرم افزار (CMG STARS) به دست آوردند. آن‌ها متوجه شدند که تراوایی عمودی تأثیر بسزایی در برداشت نفت دارد. هنگامی که نسبت k_v / k_h کم است، برداشت نفت بیشتری خواهد شد. پارامترهایی نظیر تراوایی افقی و گرانیوی تأثیر ناچیزی روی دبی بهینه بخار دارند. آن‌ها همچنین اثر ضخامت مخزن را بررسی کردند.

در کار حاضر یک شبیه‌ساز به کمک نرم‌افزار MATLAB تولید شده و سپس به مطالعات شبیه‌سازی فرایند پرداخته شده است. روش حل استفاده شده به طور خلاصه در بخش نظری آمده است. در ابتدا فرایند SAGD بدون پیش گرمایش اجرا شده است. آنالیز حساسیت روی پارامترهای عملیاتی و مخزن نظیر نسبت تراوایی، گرانیوی نفت، فشار تزریق بخار، فاصله‌ی عمودی بین دو چاه، شعاع چاه و ضریب پوسته انجام شده است. اثرهای تغییر هر کدام از این پارامترها بحث شده است.

از آنجا که فرایند SAGD می‌تواند نفت را تا رسیدن به اشباع نفت باقیمانده تولید کند، با تغییر اکثر پارامترها در نهایت میزان برداشت یکسانی وجود خواهد داشت. با این حال، چون میزان نسبت بخار به نفت^(۴) در برداشت کامل بسیار زیاد است در عمل این مقدار برداشت اقتصادی نیست. آنالیز حساسیت به ما کمک می‌کند تا مخازنی را که از لحاظ کاربردی و اقتصادی گزینه‌های بهتری برای فرایند SAGD هستند شناسایی کنیم.

عمده‌ترین و تنها کار انجام شده روی پیش گرمایش در سال ۱۹۹۹ میلادی توسط *Elliot* و *Kovscek* روی یک فرایند SAGD تک چاه انجام شده است [۶]. در مورد پیش گرمایش هنوز به مطالعات و بررسی‌های بیشتری نیاز است.

در اینجا مقایسه‌ای بین عملکرد فرایند SAGD معمول دو چاه با پیش گرمایش و بدون پیش گرمایش انجام شده است. این مقایسه ضرورت انجام عملیات پیش گرمایش را نشان می‌دهد. همچنین عملکرد فرایند نسبت به مدت زمانی متفاوت پیش گرمایش بررسی شده است.



شکل ۱- شمای فرایند SAGD.

Kamath و همکاران [۲] در ۱۹۹۳ میلادی با استفاده از یک مدل دو بعدی عددی که ناهمگنی مخزن را نیز در نظر می‌گرفت یک آنالیز حساسیت روی فرایند SAGD انجام دادند. این آنالیز تأثیر نسبی پارامترهای تخلخل، تراوایی مطلق، اشباع آب اولیه‌ی متحرک، تزریق پذیری^(۱) مخزن، دمای بخار، کیفیت بخار، طول چاه افقی، فاصله‌ی بین چاه تزریق و تولید، مانع شیلی^(۲) و فاصله‌ی جانبی چاه‌ها را نسبت به یک حالت پایه می‌سنجید. در این مطالعه درصد برداشت و نسبت نفت به بخار پارامترهای بررسی شده در فرایند بودند. عملکرد فرایند SAGD با تزریق پذیری بالا، اشباع آب اولیه‌ی متحرک پایین، نبود مانع شیلی، نسبت بالای تراوایی عمودی به افقی و فاصله‌ی عمودی بهینه بین چاه‌ها به طور چشمگیری بهبود می‌یابد. فاصله‌ی جانبی چاه‌ها روی تولید نفت در زمان‌های اولیه و عمر پروژه تأثیرگذار است.

Yeung و *Kisman* [۳] در ۱۹۹۵ میلادی مطالعه‌ی مشابهی را با استفاده از یک مدل عددی دو بعدی حالت پایه که اثر نسبی فاکتورهایی مانند رسانایی گرمایی، موانع جریان، گرانیوی نفت، تراوایی نسبی، گاز محلول و مکان چاه را مشخص می‌کرد انجام دادند. در سال ۱۹۹۶ میلادی *Nasr* و همکاران [۴] مطالعه‌ی عمیقی جهت آنالیز فرایند SAGD با استفاده از ابزار آزمایشگاهی و عددی انجام دادند. آن‌ها تأثیر تراوایی بر شبیه‌سازی چشمه/چاه SAGD را بررسی کردند. این مطالعه اهمیت مرحله‌ی آغاز یا فاز گذرای فرایند را نشان می‌دهد.

با کاهش تراوایی مدت زمان فرایند آغاز افزایش می‌یابد که نشان دهنده‌ی اهمیت تراوایی روی کل فرایند ریزش ثقی است.

(۱) injectivity

(۲) Shale barrier

(۳) Barrier

(۴) SOR (Steam Oil Ratio)

بخش نظری

مدل سازی

معادله‌های حاکم بر سامانه عبارتند از معادلات موازنه‌ی جرم برای هر فاز (معادله ۱) و موازنه‌ی انرژی (معادله ۲). سرعت سیال در این چهار معادله از معادله‌ی دارسی (معادله ۳) جایگزین می‌شود.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho_i S_i) - \nabla \cdot (\rho_i u_i) - \rho_i q_i = 0 \quad (1)$$

$$\nabla \cdot (A k_H \nabla T) + \nabla \cdot (\rho_w H_w u_w + \rho_o H_o u_o + \rho_g H_g u_g) + \quad (2)$$

$$q_H + q_L = V_b \frac{\partial}{\partial t} \times [(\lambda - \phi) \rho_R U_R + \phi (S_w \rho_w U_w + S_o \rho_o U_o + S_g \rho_g U_g)]$$

$$u_i = -\frac{k k_{ri}}{\mu_i} \nabla \cdot [p_i - \rho_i g] \quad (3)$$

همچنین معادلات جبری زیر نیز استفاده می‌شوند:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (4)$$

$$p_{cow} = p_o - p_w = f(s_w) \quad (5)$$

$$p_{cog} = p_g - p_o = f(s_g) \quad (6)$$

علاوه بر معادله‌های اصلی بالا از معادلات کمکی زیر برای در نظر گرفتن تابعیت خواص سنگ و سیال استفاده می‌شود. از معادله‌ی Walther [۷] برای محاسبه‌ی گرانیوی نفت استفاده شده است.

$$\log[\log(\mu_o + a)] = b + c \log(T + 460) \quad (7)$$

جایی که دما بر حسب درجه‌ی فارنهایت و گرانیوی بر حسب cp می‌باشد.

گرانیوی آب نیز توسط Yao [۸، ۹] ارائه شده است [۸، ۹].

$$\mu_w = 0.6612(T - 229.0)^{-1.562} \quad (8)$$

گرانیوی بخار نیز از رابطه‌ی زیر محاسبه می‌شود [۱۰]:

$$\mu_s = -0.546807 + 3.8305 \times 10^{-3} T - \quad (9)$$

$$1.04938 \times 10^{-5} T^2 + 1.42291 \times 10^{-8} T^3 -$$

$$9.49798 \times 10^{-12} T^4 + 2.49747 \times 10^{-15} T^5$$

که در آن دما بر حسب R و گرانیوی بر حسب cp می‌باشد.

رابطه‌ی زیر جهت تخمین ضریب رسانایی گرمایی سازند استفاده می‌شود.

$$k_H = 1.788 \exp(0.6 \rho_R / 62.4 + 0.6 S_w)(T + 460)^{-0.55} \quad (10)$$

که در آن دما بر حسب درجه‌ی فارنهایت و رسانایی گرمایی بر حسب Btu/hr.ft.°F است. این معادله توسط Tikhomirov [۱۱] ارائه و توسط Farouq Ali [۱۲] پیشنهاد شده است.

وابستگی چگالی آب و نفت به فشار و دما به صورت زیر می‌باشد:

$$\frac{\rho_i}{\rho_{i,ref}} = 1 + \zeta_i(p - p_{ref}) - \beta_i(T - T_{ref}) \quad (11)$$

برای محاسبه‌ی چگالی و آنتالپی بخار از داده‌های جدول بخار استفاده شده است:

$$\rho_s = 1.9279 \times 10^{-4} \exp(0.255T) \quad 53.14 \leq T < 201.96 \quad (12)$$

$$\rho_s = 0.5 \times 10^{-11} T^{4.2694} \quad T \geq 201.96 \quad (13)$$

$$H_s = -9469.85 + 87.2545T - 0.299668T^2 + \quad (14)$$

$$5.4361 \times 10^{-4} T^3 - 5.46484 \times 10^{-7} T^4 +$$

$$2.88759 \times 10^{-10} T^5 - 6.28068 \times 10^{-14} T^6$$

H بر حسب Btu/lbm و T بر حسب درجه‌ی رانکین می‌باشد. انرژی درونی تابعی خطی از دما در نظر گرفته شده است. مدل Stone I [۱۳] برای محاسبه‌ی تراوایی نسبی سه فازی از داده‌های دوفازی استفاده شده است.

S_{om} یا اشباع نفت باقیمانده در سیستم سه فازی از رابطه‌ی ارائه شده توسط Fayers و Matthews [۱۴] استفاده شده است. آن‌ها هفت آزمایش سه فازی را بررسی کردند و نشان دادند که مدل Stone I با S_{om} محاسبه شده از روش بالا بر مدل Stone II ارجحیت دارد [۱۴ و ۱۵]. برای محاسبه‌ی آنتالپی فازهای نفت و آب از رابطه‌ی ترمودینامیکی بین انرژی درونی و آنتالپی استفاده شده است. وابستگی تخریل به تغییرات فشار نیز به صورت زیر در نظر گرفته شد [۱۶].

$$\phi = \phi_o \exp[c_R(p - p_o)] \equiv \phi_o [1 + c_R(p - p_o)] \quad (15)$$

از وابستگی گرانیوی سیالات به فشار، تخریل به دما، وابستگی تراوایی نسبی به فشار و دما و هم چنین اثر هیستری^(۱) صرف نظر شده است.

با استفاده از داده‌های جدول بخار، رابطه‌ی دمای اشباع بر حسب فشار تخمین زده شده است.

$$T = 36.87 \ln(p) + 112.21 \quad 0.8854 \leq p < 25 \quad (16)$$

(۱) Hysteresis

همچنین در صورتی که تعداد تکرار بیش از ۵ بشود و سامانه هنوز همگرا نشده باشد گام زمانی برای همان مرحله نصف شده و آن مرحله دوباره محاسبه می‌شود. از آنجا که این روش در اساس IMPES می‌باشد، زمانی که تغییرهای شدیدی به سامانه اعمال می‌شود سامانه ناپایدار می‌شود و احتیاج به گام‌های زمانی بسیار کوچک داریم. تغییرهای شدید معمولاً در آغاز تولید یا اولین لحظه‌ای که فاز بخار در سامانه به وجود می‌آید مشاهده می‌شود.

برای افزایش پایداری از دبی تولید و تزریق و دبی گرمایی ضمنی ارائه شده توسط *Coats* [۱۸] استفاده شد. از داده‌های سیلابزنی بخار در مغزه [۱۹] برای تایید اعتبار مدل استفاده شد و تطابق خوبی به دست آمد. این تطابق در شکل ۳ مشاهده می‌شود. تفاوت اندکی که در شکل وجود دارد ناشی از فرض عدم وجود اتلاف گرما می‌باشد. اتلاف گرما موجب سرد شدن مغزه شده و در نتیجه برداشت نفت دیرتر انجام می‌شود. در شکل ۳ نیز نتیجه‌های شبیه‌ساز که اتلاف گرما را در نظر نگرفته برداشت بیشتری را پیش‌بینی می‌کند.

نتیجه‌ها و بحث

مدل مخزن - یک مدل دو بعدی شامل ۱۰ گره‌ی عمودی و ۱۵ گره‌ی افقی با اندازه‌ی بلوک $3\text{ft} \times 1\text{ft}$ توسط شبیه ساز برای یک سال اجرا شده است. خصوصیات مخزن در جدول ۱ آمده است. همچنین از داده‌های تراوایی نسبی گزارش شده در جدول‌های ۲ و ۳ استفاده شده است. نحوه‌ی رشد اتاقل بخار در گذر زمان برای این مخزن در شکل ۲ نشان داده شده است.

آنالیز حساسیت پارامترهای مخزن

نسبت اولیه ی k_x/k_y برابر با ۱/۱۷۶۵ است. با تغییر تراوایی عمودی این مقدار به ۱ و ۲ رسانده می‌شود. اثر این تغییرها در شکل‌های ۴ و ۵ نشان داده شده است. افزایش تراوایی عمودی باعث کاهش زمان لازم جهت ارتباط بین دو چاه تولید و تزریق می‌شود. در نتیجه نفت سریع‌تر گرم شده و تولید زودتر شروع می‌شود. همچنین به علت ارتباط عمودی آسان‌تر بخار بیشتری تولید شده که باعث افزایش نسبت بخار به نفت می‌شود.

گرانروی اولیه‌ی نفت cp ۱۳۱۵۷/۲۵ است. در دمای اشباع بخار این مقدار به cp ۶/۳ می‌رسد. با تغییر مقدار گرانروی به ۰/۵ و ۱/۵ برابر این مقدار، برنامه دوباره اجرا شد.

$$T = 185.48 + 2.7005p - 0.198p^2 + 8 \times 10^{-5} p^3 - 1 \times 10^{-7} p^4 \quad 25 \leq p \leq 195 \quad (17)$$

$$T = 94.472 \ln(p) - 120.16 \quad 195 < p < 600 \quad (18)$$

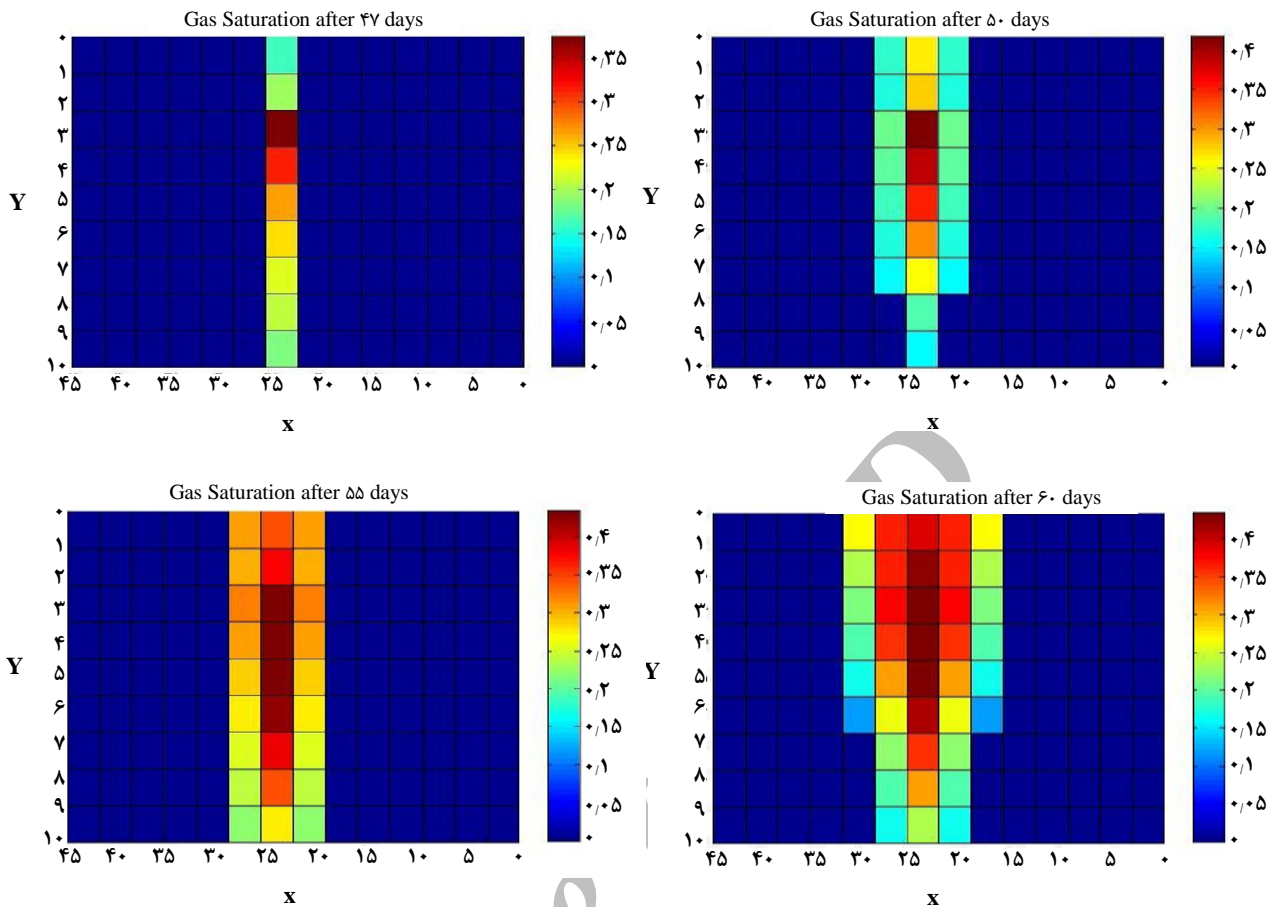
$$T = 40.444 + 0.1562p - 2 \times 10^{-5} p^2 \quad 600 \leq p \quad (19)$$

در این معادله‌ها دما بر حسب درجه‌ی فارنهایت و فشار بر حسب psi می‌باشد.

برای کاهش پیچیدگی مدل‌سازی چاه افقی از مدل چاه عمودی *Peaceman* استفاده شده است به گونه‌ای که محورها را ۹۰ درجه چرخانده شود تا نمایانگر چاه افقی باشد. در واقع محورهای y و z جابجا می‌شوند [۱۷].

روش حل استفاده شده بر پایه‌ی روش *Coats* و همکاران [۱۸] می‌باشد. با این حال جهت نزدیکی بیشتر مدل به واقعیت، بر خلاف مدل *Coats* دو عبارت گرانش و موینگی در معادله‌ی موازنه‌ی انرژی لحاظ شده‌اند و همچنین ضریب رسانایی سازند نیز به عنوان تابعی از چگالی سنگ، دما و اشباع آب در نظر گرفته شده است. در حالی که *Coats* رسانش سازند را مقداری ثابت در نظر گرفته است. توجه کنید که مکانیزم اصلی تولید در روش SAGD گرانش است، بنابراین نمی‌توان از گرانش در معادله بقای انرژی صرف‌نظر کرد. برای اطلاعات بیشتر در مورد روش حل به مرجع [۱۹] مراجعه کنید. برای کنترل گام زمانی نیز روش دیگری بر پایه‌ی تعداد تکرار لازم در هر مرحله ارائه شده است. روش معمول به کار گرفته شده در اکثر شبیه‌سازها برای کنترل گام زمانی، اعمال محدودیت بر حداکثر تغییرات یک متغیر (معمولاً درجه اشباع) در هر گام زمانی می‌باشد. به طوری که اگر تغییری بیش از تغییرات مجاز تغییر کرد، گام زمانی کاهش یافته و از ابتدا با گام زمانی کمتر برنامه اجرا می‌شود [۱۷]. این روش نیاز به چک کردن اختلاف درجه اشباع در تمام گره‌های مخزن در پایان هر گام زمانی دارد. بدیهی است که در صورت داشتن مخزنی بزرگ برای شبیه‌سازی به زمان محاسباتی زیادی برای تعیین و انتخاب گام زمانی نیاز است. در صورتی که در روش ارائه شده تنها به مقایسه‌ی تعداد تکرار لازم جهت رسیدن به همگرایی نیاز است. این روش به این صورت می‌باشد: با تولرانس^(۱) انتخاب شده برای دما و فشار نیاز به ۲ تا ۳ تکرار جهت همگرایی است. اگر تعداد تکرار لازم جهت همگرایی بیش از ۳ شود و به جواب همگرا شد، مرحله‌ی بعد با گام زمانی نصف اجرا می‌شود.

(1) Tolerance



شکل ۲- نحوه‌ی رشد اتاقک بخار در فرایند SAGD.

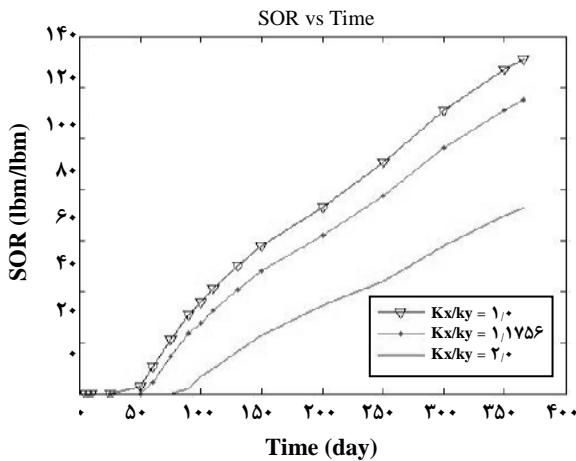
بخار در این فشارها به ترتیب دمای ۴۳۳ و ۴۵۲ درجه‌ی فارنهایت دارد. نتیجه‌ها در شکل‌های ۸ و ۹ نشان داده شده است. اگر دبی برداشت از چاه اهمیت نداشته باشد، تزریق بخار در فشار کم به علت کاهش SOR ارجحیت دارد. برای مثال شکل ۹ نشان می‌دهد که در برداشت نفت ۴۰ درصد میزان بخار تولیدی برای فشارهای ۳۸۰ psi و ۴۳۰ psi به ترتیب ۲ و ۵/۸ برابر فشار ۳۵۰ psi است. هرچه فشار تزریق بیشتر باشد، بخار بیشتر و با دمای بالاتر وارد مخزن می‌شود. بنابراین انتظار می‌رود برداشت بیشتری به علت کاهش بیشتر گرانیوی و نیروی بیشتر رانش نفت وجود داشته باشد. با این وجود مطلوب مهندسی، فشار تزریق بالاتر نیست. زیرا هم SOR بیشتری خواهیم داشت (شکل ۹) و هم برای رساندن بخار به فشار بالاتر توسط کمپرسور انرژی بیشتری لازم است. برای تشخیص فشار تزریق بهینه به یک مدل اقتصادی یا بهینه‌سازی با تابع هدف اقتصادی نیاز است.

نتیجه‌ها در شکل‌های ۶ و ۷ نشان داده شده‌اند. کاهش گرانیوی نفت باعث افزایش تحرک‌پذیری نفت می‌شود در نتیجه تولید سریع‌تر و برداشت بیشتر می‌شود. شکل ۷ نشان می‌دهد که برای برداشت مقدار مشخصی از نفت، بخار بیشتری برای نفت سنگین‌تر که دارای گرانیوی بیشتر است تولید می‌شود. با کاهش گرانیوی، نفت راحت‌تر و سریع‌تر تولید می‌شود، در نتیجه فضای بیشتری جهت تشکیل اتاقک بخار ایجاد می‌شود.

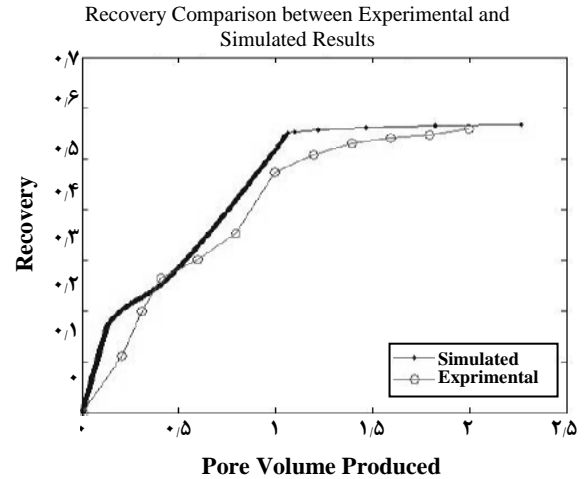
این فضا باعث می‌شود بخار بیشتر در مخزن بماند و در نتیجه SOR تولیدی کاهش یابد. اختلاف مقدارهای SOR در برداشت‌های بالا بیشتر است، در حالی که در زمان‌های اولیه این تفاوت کمتر است.

آنالیز حساسیت پارامترهای عملیاتی

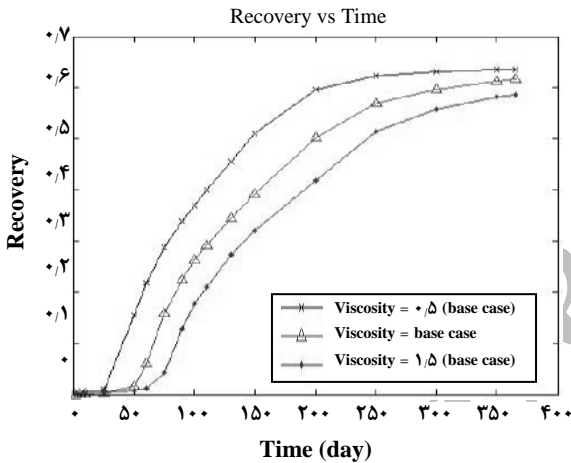
فشار تزریق بخار برای حالت پایه ۳۸۰ psi است. شبیه‌سازی در دو حالت دیگر با فشارهای تزریق ۳۵۰ psi و ۴۳۰ psi نیز اجرا شد.



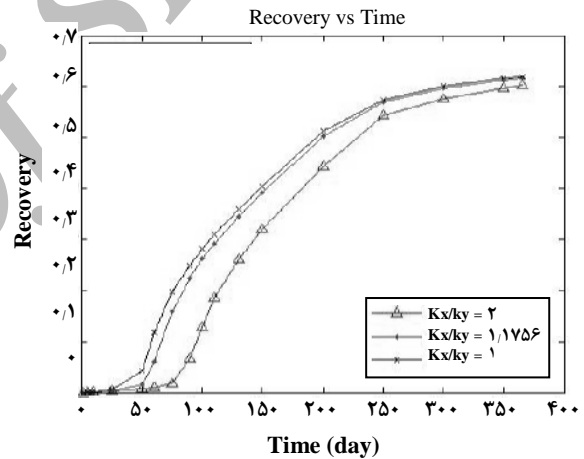
شکل ۵ - اثر نسبت تراوایی روی میزان بخار تولیدی.



شکل ۳- تطابق بین داده‌های آزمایشگاهی موجود در مراجع و نتیجه‌های شبیه‌سازی شده.



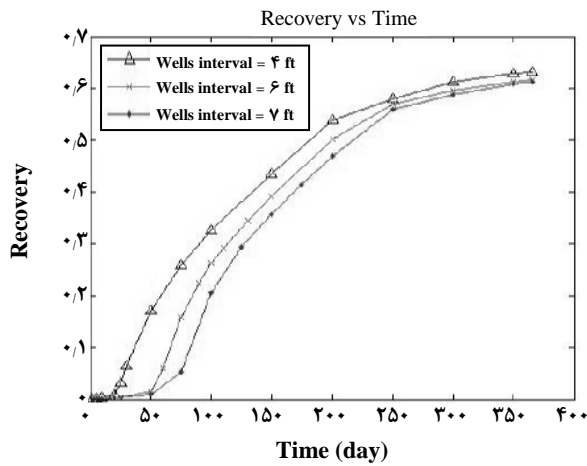
شکل ۶- اثر گرانروی نفت روی برداشت نفت.



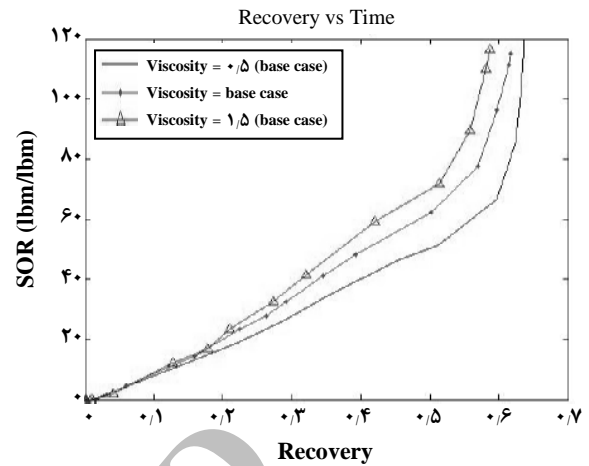
شکل ۴- اثر نسبت تراوایی روی برداشت نفت.

در حالت پایه دو چاه تولید و تزریق ۶ ft از یکدیگر فاصله دارند. شبیه‌ساز دوباره با مقادیر ۴ ft و ۷ ft اجرا شد. نتیجه‌ها در شکل‌های ۱۰ و ۱۱ نشان داده شده‌اند. هر چه فاصله‌ی دو چاه کمتر باشد ارتباط بین دو چاه سریع‌تر برقرار می‌شود و در نتیجه تولید نفت زودتر شروع می‌شود. شکل ۱۰ نشان می‌دهد که در آغاز فرایند اختلاف فاحشی در برداشت نفت بین مخازن با فاصله‌های متفاوت دو چاه وجود دارد. با این حال همان‌طور که در پیش توضیح داده شده است در هر سه حالت، در نهایت و در زمان‌های تقریباً یکسانی مقدار برداشت نهایی از مخزن به‌دست می‌آید. اثر فاصله‌ی دو چاه را روی نسبت بخار به نفت تولیدی می‌توان در شکل ۱۱ دید. نتایج نشان می‌دهند که با کاهش فاصله‌ی

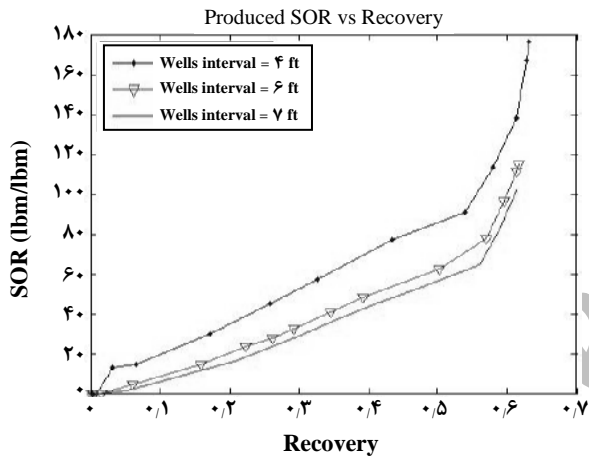
دو چاه SOR مجموع افزایش می‌یابد، زیرا هر چه فاصله کمتر باشد بخار سریع‌تر وارد چاه بهره‌برداری می‌شود. شعاع چاه از ۰٫۳۳ ft به ۰٫۵ ft و تغییر داده شد نتیجه‌ها حاصل در شکل ۱۲ نشان داده شده‌اند. هر چه شعاع چاه بیشتر باشد سطح تماس بخار و نفت بیشتر می‌شود و بخار بیشتری می‌تواند وارد مخزن شود. همچنین در چاه تولید با شعاع بزرگتر تولید بیشتری خواهد بود. نتیجه‌های شبیه‌سازی نیز این موضوع را نشان داده است. با این حال تغییر شعاع چاه تغییر قابل ملاحظه‌ای در برداشت نفت و SOR نداده است و تفاوت سه حالت بسیار جزئی می‌باشد. در حالت پایه، شبیه‌سازی برای مخزن با چاه بدون آسیب‌دیدگی



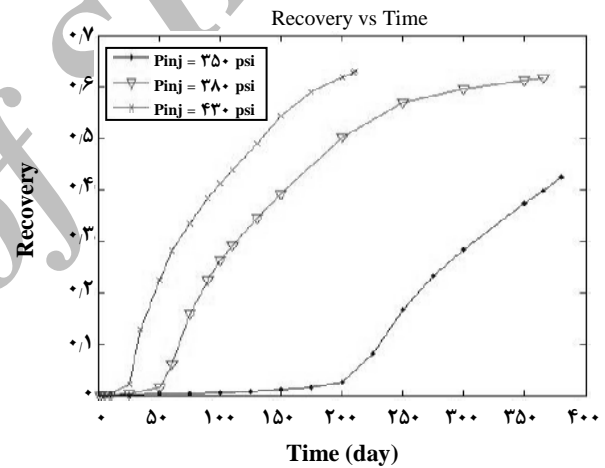
شکل ۶- اثر فاصله‌ی عمودی دو چاه روی برداشت نفت.



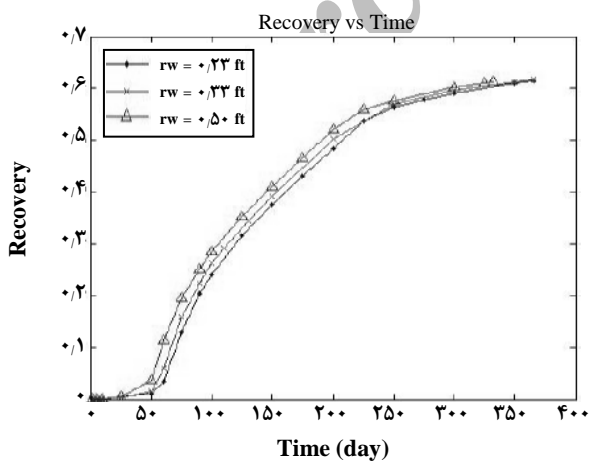
شکل ۷- اثر گرانیوی نفت روی میزان تولید بخار.



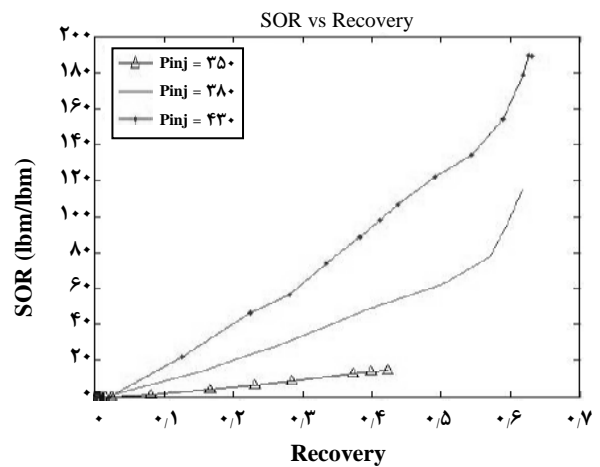
شکل ۱۰- اثر فاصله‌ی عمودی دو چاه روی میزان تولید بخار.



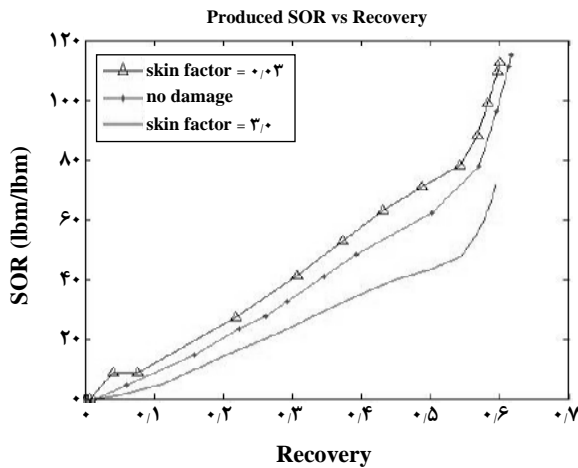
شکل ۸- اثر فشار تزریق بخار روی برداشت نفت.



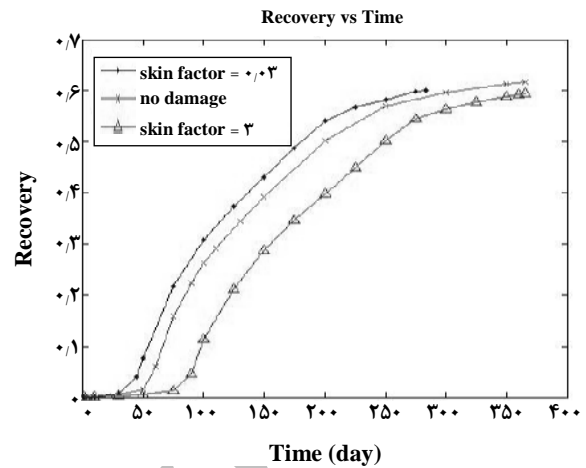
شکل ۱۲- اثر شعاع چاه روی برداشت نفت.



شکل ۹- اثر فشار تزریق بخار روی میزان تولید بخار.



شکل ۱۴- اثر ضریب پوسته روی میزان تولید بخار.



شکل ۱۳- اثر ضریب پوسته روی برداشت نفت.

مقدار بخار تزریقی به مخزن (شکل ۱۶) علت اصلی داشتن مقدار بهینه را نشان می‌دهد. در حین پیش‌گرمایش با افزایش طول مدت پیش‌گرمایش به تدریج فشار مخزن بالا می‌رود. هر چه طول این دوره بیشتر شود فشار بالاتری خواهد بود و در مرحله‌ی تولید نیز زمان بیشتری برای کاهش فشار و رساندن آن به فشار عملیاتی مناسب جهت فرایند SAGD نیاز است. بنابراین با افزایش طول مدت پیش‌گرمایش به صورت الزامی بخار بیشتری وارد مخزن نمی‌شود. همان طور که شکل ۱۶ نشان می‌دهد مقدار گاز تزریقی به مخزن با افزایش زمان پیش‌گرمایش تا ۵ روز افزایش و بعد از آن کاهش می‌یابد.

نتیجه‌گیری

یک شبیه‌ساز گرمایی جهت پیش‌بینی عملکرد فرایند SAGD در نرم‌افزار MATLAB ساخته شد. روش حل استفاده شده بر پایه مدل Coats با اعمال تغییراتی جهت نزدیکی بیشتر به واقعیت می‌باشد. این تغییرات شامل لحاظ کردن اثر موینگی و گرانش در معادله انرژی و نیز استفاده از رسانش گرمایی متغیر می‌باشد. مقایسه با مدل Willman نشان می‌دهد که این مخزن قادر به پیش‌بینی نسبتاً خوبی از فرایند تزریق بخار می‌باشد.

آنالیز حساسیت انجام شده توسط شبیه‌ساز نشان می‌دهد که هر عاملی که تحرک‌پذیری نفت را بیشتر کند یا باعث ارتباط بهتر و سریع‌تر بین دو چاه تولید و تزریق شود برداشت از مخزن را افزایش می‌دهد. برداشت نهایی از فرایند SAGD با کاهش نسبت تراوایی افقی به عمودی، کاهش گرانشی، افزایش فشار تزریق بخار،

انجام شده است. سپس همان شبیه‌سازی با ضریب پوسته‌ی ۳ و ۰/۳- اجرا شد تا تأثیر آسیب اطراف چاه بررسی شود. نتیجه‌ها در شکل‌های ۱۳ و ۱۴ آورده شده است. با ایجاد آسیب در اطراف چاه‌ها دبی تولید و تزریق کاهش می‌یابد. در نتیجه برداشت نفت دیرتر شروع می‌شود. بخار بیشتری نیز از چاه بهره برداری تولید می‌شود.

پیش‌گرمایش - در زمان

پیش - گرمایش بخار به طور پیوسته برای مدت محدودی از هر دو چاه به مخزن تزریق می‌شود تا ارتباط بین دو چاه برقرار شود. مسلماً فشار تا حد زیادی افزایش می‌یابد، بعد از آن در فرایند SAGD به تدریج فشار به همان فشار عملیاتی پایین رسانده می‌شود. به دلیل افزایش فشار تشکیل بخار در مخزن در مرحله‌ی پیش‌گرمایش ممکن نیست، اما دما افزایش می‌یابد. فرایند SAGD همراه با پیش‌گرمایش پیوسته را برای زمان‌های متفاوت پیش‌گرمایش برای مخزنی با خصوصیت جدول‌های ۱ الی ۳ با اندازه کوچکتر (۲۵ در ۱۰ فوت) اجرا شده و نتیجه‌ها با یکدیگر مقایسه شد. شکل ۱۵ نشان می‌دهد که با افزایش زمان پیش‌گرمایش تا ۵ روز برداشت نهایی بهبود می‌یابد. اما پس از آن نمودار برداشت نهایی پایین‌تر از نمودارهای قبلی می‌افتد. به عبارت دیگر، طول دوره‌ی پیش‌گرمایش برای برداشت نهایی دارای یک مقدار بهینه می‌باشد.

توجیه اولیه‌ای که محتمل به نظر می‌رسد این است که از طرفی هر چه گرمای بیشتری وارد مخزن شود گرانشی نفت کمتر می‌شود و در نتیجه دبی تولیدی بیشتر خواهد شد و از طرفی هر چه طول دوره بیشتر باشد برداشت از مخزن دیرتر آغاز می‌شود. اما نمودار

جدول ۱- خصوصیات مخزن.

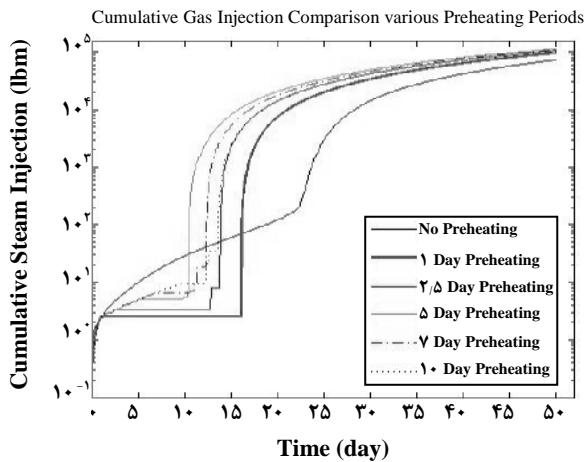
۰٫۳۳	تخلخل اولیه
۸۵۰	تراوایی عمودی، mDarcy
۱۰۰۰	تراوایی افقی، mDarcy
۳۳	ظرفیت گرمایی سنگ، Btu/ft ^۳ .°F
۳×۱۰^{-۶}	ضریب انبساط سنگ مخزن، psi ^{-۱}
۱۳۱۵۷٫۲۵	گرانروی اولیه ی نفت، cp
۶۰	چگالی اولیه ی نفت، lbm/ft ^۳
۵×۱۰^{-۶}	تراکم پذیری نفت، psi ^{-۱}
-۰٫۰۰۰۰۴	ضریب انبساط هم فشار نفت، °F ^{-۱}
$۳٫۱ \times ۱۰^{-۶}$	تراکم پذیری آب، psi ^{-۱}
-۰٫۰۰۰۰۴۹	ضریب انبساط هم فشار آب، °F ^{-۱}
۱۲٫۹۷	درجه ی API
۰٫۵	ظرفیت گرمایی نفت، Btu/lbm.°F
۱	ظرفیت گرمایی آب، Btu/lbm.°F
۳۰۰	فشار اولیه، psi
۱۱۰	دمای اولیه، °F
۰٫۲۶	اشباع اولیه ی آب
۰٫۷۴	اشباع اولیه ی نفت
۳	Δx , ft
۱	Δy , ft
۱۵	تعداد گره در راستای x
۱۰	تعداد گره در راستای y
۰٫۳۳	شعاع چاه، ft
۶	فاصله ی عمودی بین چاه تولید و تزریق، ft
۳۴۰	فشار چاه تولید، psi
۳۸۰	فشار چاه تزریق، psi
۴۴۱	دمای تزریق، °F
۱۰۹	چگالی سنگ، lbm/ft ^۳

جدول ۳- داده‌های تراوایی نسبی دو فاز و فشار موینگی نفت - گاز.

So	kg	Krog	Pcog
۰٫۳	۰٫۱۷۵	۰	۰٫۳۸
۰٫۴	۰٫۱۰۵	۰٫۰۱	۰٫۲۸
۰٫۵	۰٫۰۵	۰٫۰۴	۰٫۲۱
۰٫۶	۰٫۰۱	۰٫۱۲۵	۰٫۱۶
۰٫۷	۰٫۰۰۱	۰٫۳۸	۰٫۱۲
۰٫۷۳	۰	۰٫۷	۰٫۱۱

جدول ۲- داده‌های تراوایی نسبی دو فاز و فشار موینگی نفت - آب.

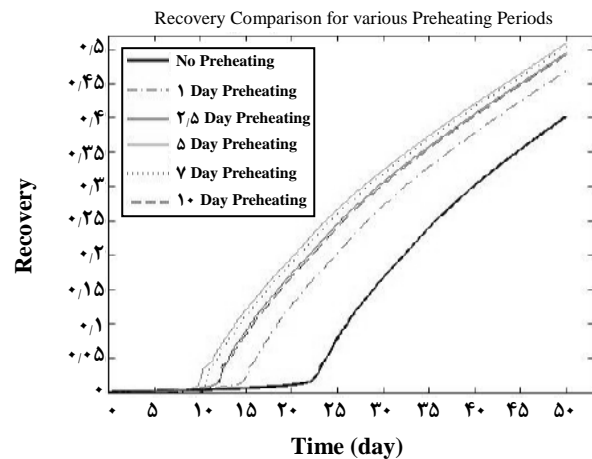
Sw	kw	Krow	Pcow
۰٫۱۲۶	۰	۰٫۷	۲٫۲
۰٫۳	۰٫۰۰۱	۰٫۴۷۵	۱
۰٫۴	۰٫۰۱۵	۰٫۱۹۵	۰٫۷
۰٫۵	۰٫۰۵	۰٫۱۲۲	۰٫۵۲
۰٫۶	۰٫۱۱۵	۰٫۰۷۵	۰٫۳۷
۰٫۷	۰٫۲۰۵	۰	۰٫۲۳



شکل ۱۶- مقدار بخار تزریقی تجمعی برای زمان‌های مختلف پیش گرمایش.

مدت زمان تزریق بخار در پیش گرمایش با تزریق پیوسته بخار، دارای یک مقدار بهینه می‌باشد. زیرا با افزایش این مدت، تنها در زمان پیش گرمایش بخار بیشتری وارد مخزن می‌شود. در این مدت فشار مخزن بالا رفته و برای برگرداندن فشار تزریق به فشار عملیاتی زمان بیشتری لازم است، بنابراین ممکن است با مدت زمان بیشتر پیش گرمایش در انتها بخار کمتری وارد مخزن شود.

تاریخ دریافت: ۱۳۸۷/۱۰/۱۴، تاریخ پذیرش: ۱۳۸۸/۳/۱۸



شکل ۱۵- مقایسه‌ی میزان برداشت از مخزن توسط فرایند SAGD برای زمان‌های متفاوت پیش گرمایش.

کاهش فاصله‌ی عمودی چاه تولید و تزریق، افزایش دمای اولیه‌ی مخزن و کاهش ضریب پوسته افزایش می‌یابد. مقدار بخار تولید شده با کاهش نسبت تراوایی افقی به عمودی، افزایش گراندروی، افزایش فشار تزریق بخار، کاهش فاصله‌ی عمودی چاه تولید و تزریق و کاهش ضریب پوسته افزایش می‌یابد. شعاع چاه تأثیر ناچیزی روی برداشت مخزن و نسبت بخار به نفت تولیدی دارد. همچنین بررسی‌هایی که روی عملکرد فرایند SAGD با پیش گرمایش انجام شده است نشان می‌دهد که عملیات پیش گرمایش تأثیر چشمگیری در سرعت برداشت از مخزن دارد.

مراجع

- [1] Butler R.M., "Thermal Recovery of Oil and Bitumen", Prentice-Hall 529, New Jersey, (1991).
- [2] Kamath V.A., Sandeep Sinha and Hatzignatiou, D.G., Simulation Study of Steam-Assisted Gravity Drainage Process in Ugnu Tar Sand Reservoir, *SPE 26075*, (1993).
- [3] Kisman K.E., Yeung K.C., Numerical Study of SAGD Process in the Burnt Lake Oil Sands Lease, *SPE 30276*, (1995).
- [4] Nasr T.N., Golbeck H., Lorimer S., Analysis of the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process Using Experimental/Numerical Tools, *SPE 37116*, (1996).
- [5] Barillas J.L.M., Dutra Jr. T.V. and Mata W., Reservoir and Operational Parameters Influence in SAGD Process, *J. of Petroleum Science and Engineering*, **54**, (2006).
- [6] Elliot K.T., Kovscek A.R., A Numerical Analysis of Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage Process (SW-SAGD), 20th Annual Workshop and Symposium on Enhanced Oil Recovery International Energy Agency, (1999).

- [7] Farouq Ali S.M., "Practical Heavy Oil Recovery", Draft of a Book Under Finalization, (2007).
- [8] Yao S.C., "Fluid Mechanics and Heat Transfer in Steam Injection Wells", M.S. Thesis, The University of Tulsa, (1986).
- [9] Partha Sarathi, "Thermal Numerical Simulator for Laboratory Evaluation of Steamflood Oil Recovery", Prepared as a Report to National Institute for Petroleum and Energy Research, (1991).
- [10] Tortike W.S. and Farouq Ali S. M., Saturated Steam Property Functional Correlations for Fully Implicit Thermal Reservoir Simulation, *SPE Reservoir Eng.*, **4** (4), p. 471 (1989).
- [11] Tikhomirov V.M., Thermal Conductivity of Rock Samples and Its Relation to Liquid Saturation, Density, and Temperature, (In Russian), *Neftyanoe Khozaistvo*, **46** (4), (1968).
- [12] Farouq Ali S.M., "Oil Recovery by Steam Injection", Producers Publishing Company, Bradford, PA, p. 34 (1970).
- [13] Stone H. L., Probability Model for Estimating Three-Phase Relative Permeability, *Journal of Petroleum Technology*, **22**, p. 214 (1970).
- [14] Fayers F.J. and Matthews J. D., Evaluation of Normalized Stone's Methods for Estimating Three-phase Relative Permeabilities, *SPE Journal*, **20**, p. 224 (1984).
- [15] Martin J. Blunt, An Empirical Model for Three-Phase Relative Permeability, *SPE 56474*, (1999).
- [16] CMG User Guide, Version (2006).
- [17] Turgay Ertekin, Abou-Kassem J.H., King G.R., "Basic Applied Reservoir Simulation", Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, (2001).
- [18] Coats K.H., George W.D., Marcum B.E., Three-Dimensional Simulation of Steamflooding, SPE paper 4500, (1974).
- [19] Mahshid Jafarpour, "Simulator Development for Thermal Operation (Pre-Heating) of SAGD", Ms Thesis, Sharif University of Technology, Dec (2008).
- [20] Coats K.H., A Highly Implicit Steamflood Model, SPE paper 6105, (1978).