

رده بندی پارامترهای عملیاتی موثر بر بازدهی فرایند تزریق دوره ای بخار در مخازن نفت سنگین

بابک امین شهیدی*⁺

مشهد، دانشگاه فردوسی، دانشکده مهندسی، گروه مهندسی شیمی، صندوق پستی ۹۱۷۷۵-۱۱۱۱

فرید احمدلو

تهران، دانشگاه صنعتی شریف، دانشکده مهندسی شیمی و نفت، صندوق پستی ۸۱۳۶۵-۱۱۳۶۵

چکیده: هدف از این تحقیق، رده بندی پارامترهایی است که در طراحی عملیات بهره برداری به صورت تزریق دوره ای بخار از مخازن نفت سنگین مورد استفاده قرار می گیرند. با مشخص شدن اهمیت هر یک از این پارامترها و میزان تأثیر آنها بر تولید نفت، می توان به وسیله ی تزریق بهینه بخار، افزون بر کاهش هزینه های عملیاتی، نفت بیشتری را در دوران تولید استخراج کرد. برای بررسی تأثیر پارامترها یک مدل رایانه ای برای شبیه سازی فرایند در یک نمونه از مخازن نفت سنگین کشور تهیه شده است که این مدل قادر است میزان گرمای خالص رسیده به سازند، دمای تعادلی سازند در زمان های متفاوت و میزان نفت استخراج شده در دوران تولید را محاسبه کند. پارامترهای در نظر گرفته شده عبارتند از: نرخ تزریق بخار یا حجم بخار تزریق شده، زمان خیساندن، دمای بخار تزریقی و کیفیت بخار. رتبه بندی به وسیله ی مقایسه وزن هر یک از پارامترها بر تولید انباشتی نفت با استفاده از روش *Response Surface Methodology* انجام شده است. برای این که مقایسه بین پارامترها امکان پذیر شود، پارامترها بدون بعد شده اند. با توجه به نتیجه های به دست آمده، مهم ترین پارامتر، حجم بخار تزریق شده و پارامترهای بعدی به ترتیب اهمیت، کیفیت بخار، زمان خیساندن و دمای بخار تزریقی هستند.

واژه های کلیدی: مخازن نفت سنگین، بهره برداری، تزریق دوره ای بخار، ازدیاد برداشت، تعیین فاکتور وزنی.

KEY WORDS: Heavy oil reservoirs, Production, Cyclic steam injection, EOR, Weight factor determination.

مقدمه

روش های گرمایی به عنوان روش ازدیاد برداشت در این مخازن به کار گرفته شود [۱]. تزریق دوره ای بخار یکی از روش های ازدیاد برداشت در مخازن نفت سنگین است که از همان چاهی که بخار تزریق می شود، بهره برداری نیز صورت می گیرد. در این روش بخار مدتی معین در چاه تزریق شده و سپس چاه بسته می شود (زمان خیساندن) پس از تبادل انرژی بین بخار و سیالات مخزن و

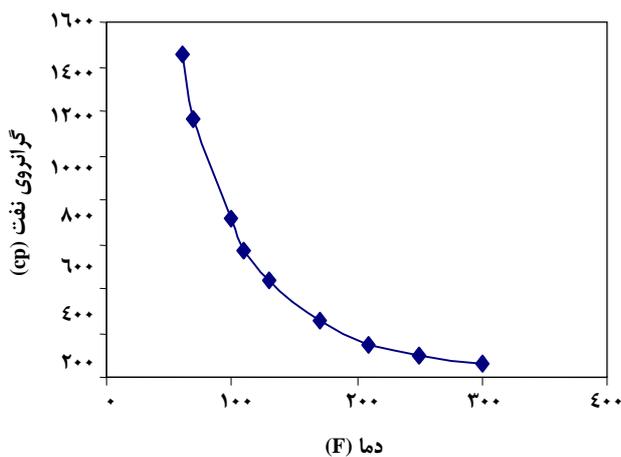
امروزه با توجه به کاهش ذخایر مخازن نفت و افزایش مصرف آن به عنوان منبع انرژی و ماده اولیه در صنایع پتروشیمی، رویکرد به مخازن نفت سنگین اجتناب ناپذیر شده است. از طرف دیگر به علت بالا بودن گرانشی نفت سنگین، جریان آن در محیط متخلخل بسیار کند و آهسته است و نرخ بهره برداری از چاه های این نوع مخزن بسیار پایین است. به همین دلیل لازم است یکی از

+E-mail: aminsh@ferdowsi.um.ac.ir

*عقد دار مکاتبات

جدول ۱- ویژگی‌های مخزن نفت سنگین مورد مطالعه.

ویژگی	مقدار
تخلخل	۰٫۱۵
دمای مخزن	۱۲۲ (F)
ثابت گرمایی سنگ مخزن	۰٫۲۱ (Btu/lb _m -F)
چگالی سنگ مخزن	۱۶۷ (lb _m /ft ^۳)
هدایت گرمایی لایه‌های مجاور مخزن	۱٫۵ (Btu/hr.ft.F)
ضریب انتشار گرمایی لایه‌های مجاور	۰٫۰۴۸۲ (ft ^۲ /hr.F)
ضخامت سازند	۳۰۰ (ft)
شعاع تخلیه چاه	۳۳۰ (ft)
گرمای ویژه آب	۱٫۰۱۶ (Btu/lb _m -F)
شعاع چاه	۳٫۵۴ (in)
میزان اشباع نفت	۰٫۷
ثابت گرمایی نفت	۰٫۵ (Btu/lb _m -F)
دمای بخار	۵۰۰ (F)
گرانروی نفت در دمای سازند	۵۷۰ (cp)
گرمای ویژه مخزن	۴۱ (Btu/ft ^۳ -F)
گرمای ویژه لایه‌های مجاور	۳۸٫۵ (Btu/ft ^۳ -F)
نسبت گاز به نفت	۰ (SCF/STB)
ضریب حجمی نفت	۱٫۰۱ (bbl/STB)



شکل ۱- تغییرهای گرانروی نفت مخزن مورد مطالعه نسبت به دما.

مدل *Marx-Langenheim* برای تعیین مقدار گرمای رسیده به سازند [۱۰]، از مدل *Boberg-Lantz* برای تعیین دمای میانگین ناحیه گرم شده [۱۲] و از روش *Buitrago-Boccardo* برای تعیین نرخ تولید در دوران بهره‌برداری از چاه استفاده شده است [۱۳].

سنگ مخزن، بخار میعان پیدا می‌کند و نفت مخزن نیز داغ می‌شود. پس از این دوره، چاه وارد دوره تولید می‌شود. کاربرد این روش در مخازن نفت سنگین که سنگ مخزن آنها ناهمگن است بسیار زیاد است. در کشور ما نیز میدان‌های نفت سنگین زیادی وجود دارند که می‌توان از میدان‌های بوشهر، آب تیمور، رامشیر، شادگان و غیره نام برد [۲]. مجموع نفت موجود در این میدان‌ها حدود ۲۰ میلیارد بشکه برآورد می‌شود که توسعه این میدان‌ها به میزان زیادی به توان تولید نفت کشور خواهد افزود [۳ و ۴].

با توجه به این‌که فرایندهای ازدیاد برداشت مبتنی بر تزریق بخار، بر پایه تزریق انرژی در مخزن هستند، بنابراین، طراحی درست فرایند تزریق می‌تواند باعث کاهش انرژی مصرفی در ازای استخراج هر بشکه نفت از مخزن شود. به همین دلیل در این مقاله به رده بندی پارامترهای عملیاتی از نظر اهمیت در طراحی عملیات تزریق دوره‌ای بخار در مخازن نفت سنگین پرداخته شده است.

مدل‌سازی

در این مقاله رتبه‌بندی پارامترهایی مورد نظر بوده است که در طراحی عملیات بهره‌برداری به روش تزریق دوره‌ای بخار اهمیت دارند و مورد استفاده قرار می‌گیرند. تأثیر ویژگی‌های مخزن بر بازدهی عملیات بهره‌برداری به روش تزریق دوره‌ای بخار، در پیش توسط پژوهش‌گران متفاوت مورد تحلیل قرار گرفته است [۵-۷]. مخزن در نظر گرفته شده یک نمونه مخزن نفت سنگین، همگن و کم عمق است که به وسیله‌ی تزریق دوره‌ای بخار بهره‌برداری می‌شود. همگن در نظر گرفتن سنگ مخزن خطایی در محاسبه‌ها ایجاد نمی‌کند چون شعاع ناحیه گرم شده در اطراف چاه محدود است و از طرفی طبق تحقیقات انجام شده، یک مخزن همگن نفت سنگین همیشه برای تزریق دوره‌ای بخار مناسب است [۸ و ۹]. ویژگی‌های مخزن مورد نظر که بسیار نزدیک به ویژگی‌های یکی از مخازن نفت سنگین ایران است در جدول ۱ و شکل ۱ داده شده است. پارامترهای انتخابی برای رده بندی عبارت‌اند از: نرخ تزریق بخار یا مقدار بخار تزریق شده، زمان خیساندن، کیفیت بخار و دمای بخار تزریق شده. فشار ته چاهی، در این بررسی مورد مطالعه قرار نگرفته است زیرا به‌طور معمول چاه‌هایی که تحت فرایند تزریق دوره‌ای بخار قرار دارند، به‌وسیله‌ی پمپ بهره‌برداری می‌شوند و فشار ته چاهی آنها حداقل است. برای بررسی تأثیر پارامترهای عملیاتی یک نرم افزار تهیه شده است که در آن از

به دست می‌آید. دمای میانگین ناحیه گرم شده در زمان t با استفاده از معادله‌های زیر محاسبه می‌شود:

$$\bar{T} = T_r + (T_s - T_r) \bar{T}_D \quad (6)$$

$$\bar{T}_D = \bar{T}_{Dr} \bar{T}_{Dz} \quad (7)$$

عبارت‌های \bar{T}_{Dr} و \bar{T}_{Dz} در معادله (۷) به ترتیب دمای میانگین بدون بعد در طول شعاع r و دمای میانگین بدون بعد در ارتفاع z هستند. این عبارت‌ها تابع زمان‌های بدون بعد t_{Dr} و t_{Dz} هستند (برای بررسی دقیق‌تر این مدل می‌توان به مرجع [۱۲] مراجعه کرد). به طوری که در پیش گفته شد این مدل تأثیر انرژی خارج شده از مخزن به علت تولید سیال گرم را در نظر نمی‌گیرد. برای در نظر گرفتن تأثیر خروج سیال گرم شده بر دمای میانگین ناحیه گرم شده، این دو محقق یک پارامتر بدون بعد δ که به وسیله‌ی معادله (۸) تعریف می‌شود را به مدل خود افزودند:

$$\delta = \frac{1}{\rho} \int_{t_i}^t Q_p d\lambda / (m_s H_s) \quad (8)$$

دمای میانگین ناحیه گرم شده با توجه به انرژی خارج شده به همراه سیالات گرم برابر است با:

$$\bar{T}_p = T_r + (T_s - T_r) [\bar{T}_{Dr} \bar{T}_{Dz} (1 - \delta)] - \delta \quad (9)$$

به این ترتیب می‌توان مقدار انرژی خارج شده از ناحیه گرم در فاصله زمانی $t_i - t$ را به دست آورد:

$$Q_p = \Delta q_{oh} [\rho_o C_o + fwo(\rho_w C_w)] (\bar{T}_p - T_r) \quad (10)$$

fwo نشان دهنده مقدار آبی است که بعد از میعان بخار به همراه یک بشکه نفت استخراج می‌شود.

تعیین نرخ تولید در دوران تولید

در این مقاله، برای تعیین نرخ تولید نفت در یک دوره تولید از مدل *Buitrago-Boccardo* [۱۳] استفاده شده است. روش مذکور از ترکیب معادله موازنه انرژی با معادله‌ی شعاعی *داری* به وجود آمده است. تا کنون نرخ تولید در دوران تولید چاه‌هایی که تحت فرایند تزریق دوره ای بخار قرار داشتند، به طور عمده فقط بر مبنای معادله *داری* در حالت پایدار و یا شبه پایدار محاسبه می‌شدند که با توجه به تغییر دمای ناحیه گرم شده و شعاع آن، خطای قابل توجهی در محاسبه‌ها وارد می‌شد و مهم‌تر از همه

مدل Marx - Lengenheim

بر آورد حجم ناحیه گرم شده در اطراف چاه در تعیین نرخ تولید نفت اهمیت بسیار زیادی دارد. مقداری از گرمای تزریق شده به سازند به وسیله‌ی رسانای گرمایی به لایه‌های مجاور تلف می‌شود. مقدار گرمای تلف شده بستگی به تفاوت دمای ناحیه گرم شده با دمای لایه‌های مجاور سازند، زمان تزریق بخار و زمان خیساندن دارد. این مدل حرکت بخار در سازند را به صورت پیوستونی در نظر می‌گیرد و اشباع نفت در ناحیه گرم شده از مقدار اولیه S_{oi} به مقدار پسمانده S_{or} می‌رسد. در این مدل گسترش ناحیه گرم شده نسبت به زمان به وسیله‌ی معادله‌ی زیر بیان می‌شود:

$$\dot{m}_s H_s = M_R (T_s - T_r) \frac{\Delta V}{\Delta t} + \int_0^{A_h} q(t - \lambda) dA_h \quad (1)$$

عبارت $\Delta V / \Delta t$ در معادله‌ی (۱)، نشان دهنده نرخ رشد ناحیه گرم شده است و A_h سطح ناحیه گرم شده است. سطح ناحیه گرم شده و نرخ رشد سطح ناحیه گرم شده را می‌توان از معادله‌های زیر محاسبه کرد:

$$A_h = \frac{m_s H_s M_R h}{\rho (T_s - T_r) a M_s} \left[e^{t_D} \operatorname{erfc}(\sqrt{t_D}) + \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1 \right] \quad (2)$$

$$\frac{dA_h}{dt} = [m_s H_s / (M_R (T_s - T_r) h)] e^{t_D} \operatorname{erfc} \sqrt{t_D} \quad (3)$$

معادله‌های (۲) و (۳) برحسب زمان بدون بعد هستند که معادله‌ی (۴) را برای محاسبه‌ی آن ارائه کرده است [۱۱]:

$$t_D = \rho (M_s / M_R)^2 (a/h)^2 \quad (4)$$

مدل Boberg - Lantz

Boberg-Lantz روشی را برای تعیین دمای میانگین ناحیه گرم شده در زمان t ارائه کردند. این دما در تمامی ناحیه گرم شده برابر در نظر گرفته می‌شود و نسبت به زمان به علت انتقال گرما به لایه‌های مجاور سازند و همچنین تولید سیال گرم از سازند کاهش می‌یابد. مبنای مدل *Boberg-Lantz* معادله‌ی مشتق جزئی زیر است [۱۲]:

$$\frac{k_h}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + k_h \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = \rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} \quad (5)$$

با در نظر گرفتن شرایط اولیه و شرایط مرزی مناسب معادله‌ی (۵) حل می‌شود و توزیع دما در جهت‌های r (افقی) و z (عمودی)

$$P_e - P_w = \frac{q}{r\pi h} \left(\frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_w}\right)}{\left(\frac{k_{ef}}{\mu_{oh}}\right)_h} + \frac{F(t_h, r_h)}{\sqrt{\left(\frac{k_{ef}}{\mu_{oc}}\right)_c}} \right) \quad (15)$$

t_h زمان معادل برای تولید نفت از چاه با نرخ تولید q است. نحوه تعیین زمان معادل و f در مرجع [۱۴] داده شده است.

نفوذپذیری های موثر نسبت به نفت در حالت سرد و گرم و همچنین تراکم پذیری نفت در حالت گرم برای تطابق تاریخچه با در نظر گرفتن متغیرهای تطابق به صورت زیر محاسبه می شوند:

$$C_{ef} = C_{efc} (x_1 \exp(-x_1 t)) \quad (16)$$

$$(k_{ef})_c = k_{efo} (-x_1 t + x_1) \quad (17)$$

$$(k_{ef})_h = k_{efo} (x_2 \exp(-x_2 t)) \quad (18)$$

C_{efc} تراکم پذیری نفت در شرایط قبل از تزریق بخار و k_{efo} نفوذپذیری موثر سنگ مخزن نسبت به نفت است. x_1 تا x_6 ضریب‌هایی هستند که باید با استفاده از داده های تولیدی تعیین شوند. نحوه تعیین این ضریب‌ها در مرجع [۱۴] آمده است.

بحث و نتیجه گیری

برای رتبه بندی، یک مدل مینا (پایه) تعریف شده که ویژگی‌های آن مطابق با یکی از مخازن نفت سنگین ایران در جدول ۱ داده شده است. برای برآورد نرخ تولید نفت و تولید انباشتی نفت، یک نرم افزار (شبیه ساز) رایانه ای که به روش تحلیلی محاسبه‌ها را براساس مدل‌های تشریح شده انجام می‌دهد نوشته شد. در قدم بعدی خروجی های شبیه ساز تهیه شده با خروجی های مدل عددی یکی از نرم افزارهای شبیه ساز موجود (Eclipse) برای تطابق تاریخچه با داده های ورودی یکسان مقایسه شد تا از درستی مدل تهیه شده اطمینان حاصل شود [۱۵ و ۱۶]. در شبیه ساز تهیه شده از المان بندی استفاده نشده است و تمامی معادله‌های جریان جرم و گرما در محیط متخلخل به صورت تحلیلی حل شده اند. مدلی که برای استفاده در شبیه ساز عددی ساخته شد، یک مدل دو بعدی r - z است که جریان در آن و در اطراف چاه تولید-تزریق که در مرکز مدل قرار دارد به صورت شعاعی است. المان بندی در این مدل بر اساس بهترین حالت تحلیل‌های حساسیت، انتخاب شده است [۱۷].

این که اثر کاهش فشار مخزن در دوران تولید در نظر گرفته نمی‌شد. در این روش، ناحیه تخلیه یک چاه، همگن و با ضخامت ثابت در نظر گرفته شده است. همچنین فرض می‌شود ناحیه تخلیه مخزن نیمه بی‌نهایت است و از دو استوانه هم محور تشکیل می‌شود. استوانه داخلی همان ناحیه گرم شده در اثر تزریق بخار است که از r_w تا r_h ادامه می‌یابد. استوانه خارجی، ناحیه سرد است که تحت تاثیر بخار تزریق شده قرار نگرفته است و از r_h شروع شده و تا r_e ادامه دارد. به طوری که در پیش توضیح داده شد، r_h بستگی به مقدار گرمای خالص رسیده به سازند دارد که به وسیله‌ی روش *Marx-Lengenheim* محاسبه می‌شود. دمای میانگین ناحیه گرم در زمان t به وسیله‌ی روش *Boberg-Lantz* تعیین می‌شود که در r_h ثابت است و نسبت به زمان به علت تلفات گرما به لایه‌های مجاور و تولید سیال گرم کاهش می‌یابد. نرخ جریان سیال گرم در محیط گرم شده، به دلیل بالا بودن تحرک سیال به کمک معادله *داریسی* در حالت پایدار و به روش *Rivas* و همکاران [۱۴] محاسبه می‌شود.

$$P_h - P_w = \frac{q_{oh}}{r\pi h} \ln\left(\frac{r_h}{r_w}\right) \quad (11)$$

نرخ جریان جرمی در ناحیه سرد به وسیله‌ی معادله‌ی حالت ناپایدار برای جریان سیالی با تراکم پذیری کم در محیط متخلخل به دست می‌آید:

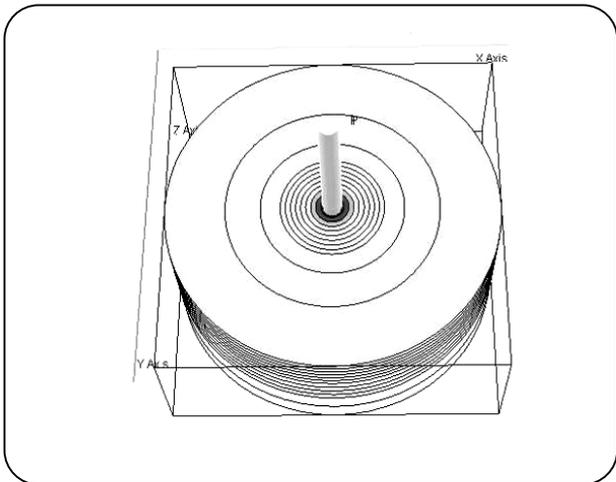
$$P_e - P_h = \frac{q_{oc}}{2\pi} \frac{1}{\left(\frac{k_{ef}}{\mu_{oc}}\right)_c} F(t_h, r_h) \quad (12)$$

q_{oh} و q_{oc} به ترتیب نرخ جریان نفت در محیط سرد و محیط گرم است که با نرخ جریان تولید از چاه (q) برابر است. عبارت $F(t, r)$ از معادله زیر به دست می‌آید:

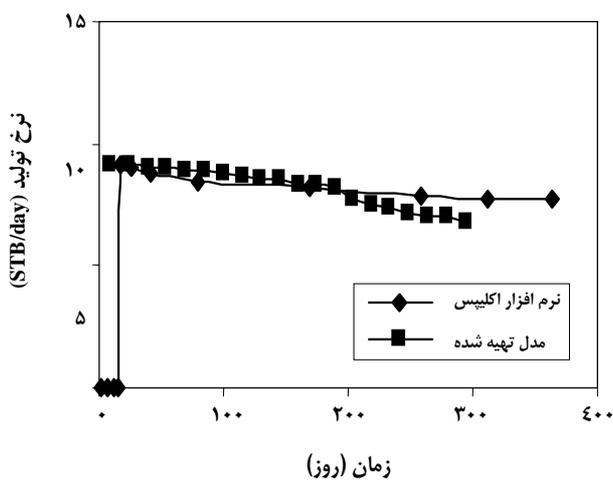
$$F(t, r) = 2 \left(1 - \exp\left(\frac{-2}{p\sqrt{D(t, r)}}\right) \right) + \ln(1 + 0.93D(t, r)) \quad (13)$$

$$D(t, r) = \left(\frac{k_{ef}}{\mu_{oc}}\right)_c \frac{t}{C_{ef} f r^2} \quad (14)$$

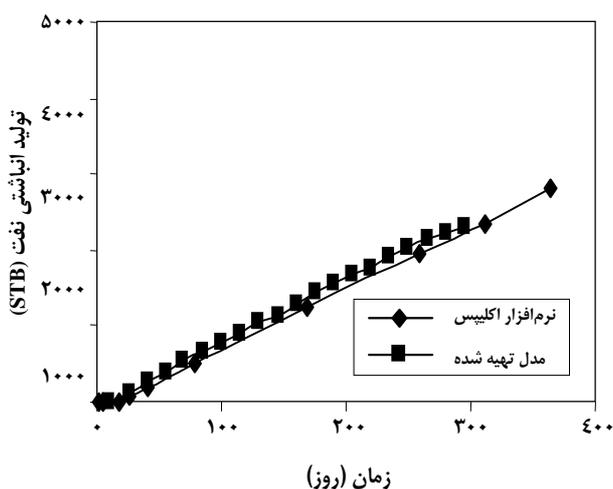
از مجموع معادله‌های (۱۲) می‌توان معادله‌ای به دست آورد که از آن نرخ جریان نفت استخراج شده از چاه با توجه به افت فشار $P_e - P_w$ قابل محاسبه است:



شکل ۲- نحوه المان بندی محیط اطراف چاه برای استفاده در شبیه ساز عددی.



شکل ۳- تطابق تاریخچه برای نرخ تولید.



شکل ۴- تطابق تاریخچه برای نرخ تولید.

این مدل به صورت یک بلوک ۱۴×۱۲ المان بندی شده است. ضخامت مخزن به ۱۴ المان تقسیم شده و نواحی بالای مخزن دارای المان های ظریف تری با ضخامت کمتر است تا اثر تمایل بخار به جداسدن ثقلی از نفت سنگین در شبیه سازی دقیق تر در نظر گرفته شود (شکل ۲).

تطابق تاریخچه حاصل از شبیه ساز تهیه شده و شبیه ساز عددی برای نرخ تولید و تولید انباشتی نفت در شکل های ۳ و ۴ نشان داده شده است. چهار پارامتر اصلی عملیاتی به عنوان متغیرهای مؤثر بر تولید انباشتی نفت انتخاب شده اند که عبارت اند از نرخ تزریق بخار (Q_{inj})، زمان خیساندن (t_s)، کیفیت بخار (X) و دمای بخار تزریقی (T_s). در مدل مبنای زمان تزریق ۱۰ روز، زمان خیساندن ۷ روز و دوره تولید ۳۰۰ روز در نظر گرفته شده اند. مقدارهای تولید انباشتی محاسبه شده به وسیله مدل در شکل های ۵ تا ۸ نشان داده شده است. در شکل ۵، تاثیر نرخ تزریق بخار بر مقدار تولید انباشتی برای یک دوره ۳۰۰ روزه تولید نفت رسم شده است.

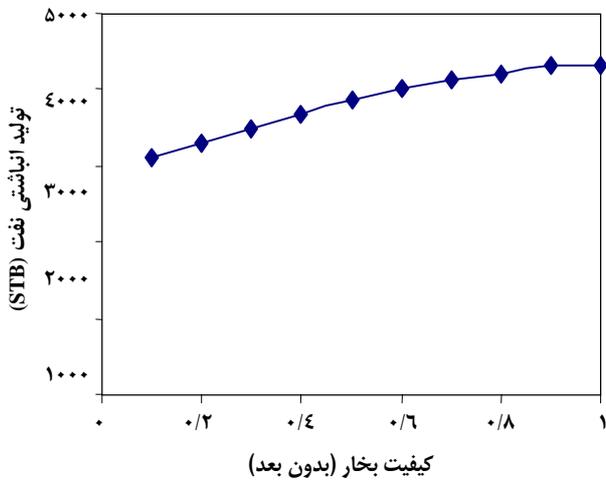
تأثیر زمان خیساندن بر تولید انباشتی در شکل ۶، و تأثیر کیفیت بخار تزریقی و دمای بخار تزریقی را بر تولید انباشتی نفت در شکل های ۷ و ۸ ارایه شده است.

داده های خروجی از این مدل نشان می دهند که با افزایش نرخ تزریق بخار، زمان تزریق بخار و کیفیت بخار، تولید انباشتی نفت افزایش می یابد و زمان خیساندن تأثیر قابل توجهی بر تولید انباشتی ندارد. افزایش دمای بخار تزریق شده باعث کاهش جزیی در تولید انباشتی نفت می شود. این نتیجه گیری در مقاله های منتشر شده توسط پژوهشگران متفاوت نیز دیده می شود [۶، ۱۸ و ۱۹] که بیانگر درستی عملکرد مدل تهیه شده است.

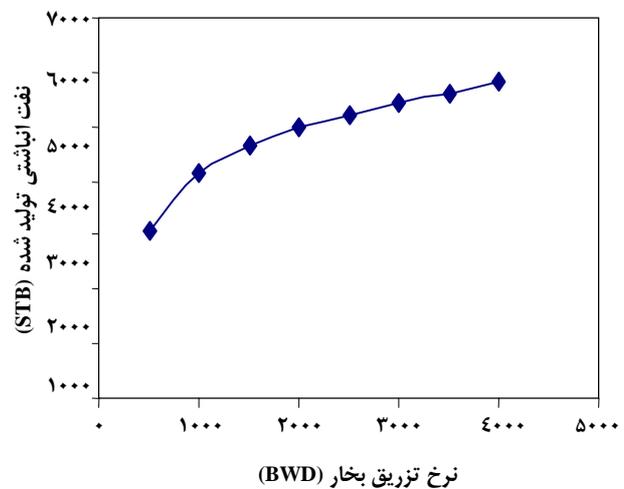
برای رتبه بندی پارامترها از مقایسه گرادیان های تأثیر هر پارامتر بر N_p استفاده شده است. نظر به این که گرادیان پارامترهای متفاوت دارای ابعاد متفاوت هستند و به طور مستقیم قابل مقایسه نیستند، بنابراین، پارامترهای مورد نظر بدون بعد شده اند. پارامترهای عملیاتی به صورت تصادفی در محدوده قابل اجرا در میدان نفتی مورد مطالعه، انتخاب شده اند و بدون بعد کردن آنها با استفاده از رابطه ی (۱۹) انجام شده است:

$$P_{ad} = \left(\frac{P - P_{min}}{P_{max} - P_{min}} \right) \quad (19)$$

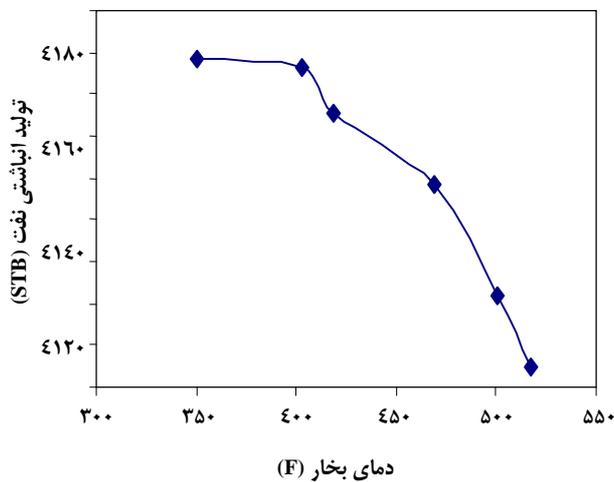
در معادله ی (۱۹)، P_{ad} هر یک از چهار پارامتر عملیاتی



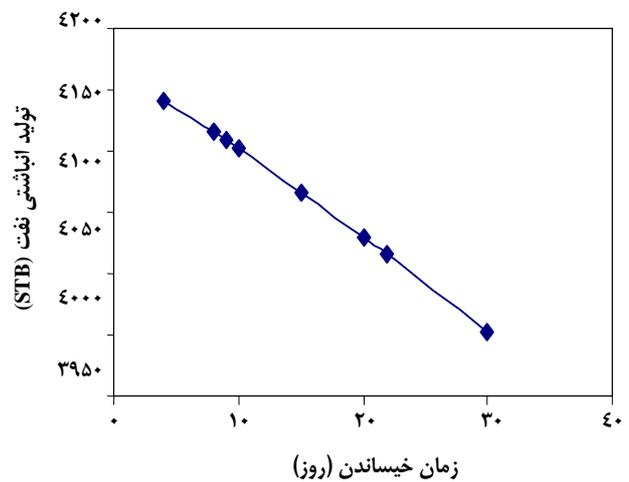
شکل ۷- اثر کیفیت بخار بر تولید انباشتی نفت.



شکل ۵- اثر نرخ تزریق بخار بر تولید انباشتی نفت.



شکل ۸- اثر دمای بخار بر تولید انباشتی نفت.



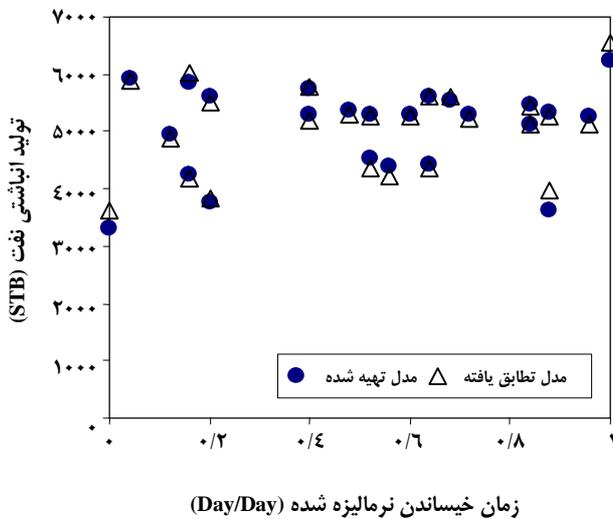
شکل ۶- اثر زمان خیساندن بر تولید انباشتی نفت.

$$N_p = 3620.7 + 1867.7Q_{injad} - 78.1t_{sad} + 1088.8x_{ad} + 52.54T_{sad} \quad (18)$$

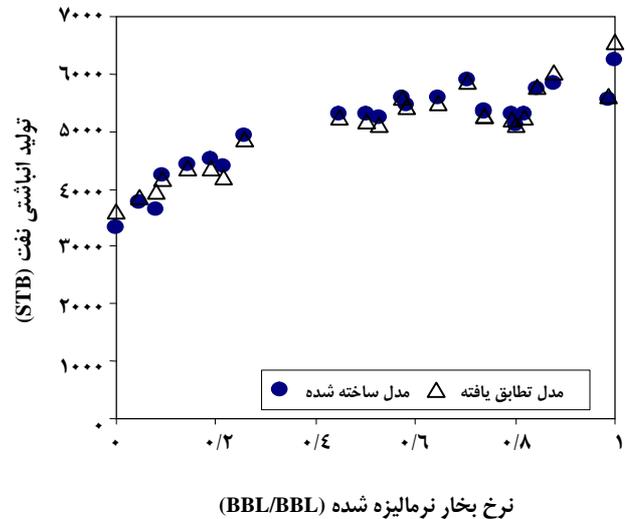
تطابق بین خروجی‌های مدل و مدل خطی برازش شده نیز برای مقایسه در شکل‌های ۹ تا ۱۲ آمده است. با توجه به تطابق و خطای قابل قبول بین خروجی‌های مدل و حالت‌های موجود، تابع خطی به عنوان پایه رتبه بندی انتخاب شد. دقیق بودن مقادیر پیش بینی شده به وسیله‌ی تابع به دست آمده در محدوده مورد مطالعه، نشان‌دهنده آن است که تأثیر متقابل پارامترها بر یکدیگر چندان قابل توجه نیست. این مورد در شبیه سازی و مطالعه تأثیر تغییر پارامترها توسط *Trebolle* نیز نشان داده شده است [۱۸]. در شکل ۹ تغییرهای N_p بر حسب Q_{injad} ارایه شده است. با توجه به نتیجه‌های به دست آمده می‌توان نتیجه گرفت که رفتار تولیدی مخزن دارای روند افزایشی خطی نسبت به حجم بخار

مورد مطالعه است که بدون بعد و نرمالیزه شده است و P_{min} و P_{max} به ترتیب مقادیر حداکثر و حداقل پارامتر مورد نظر در محدوده قابل اجرا از نظر عملیاتی در مخزن مدل‌سازی شده است. دامنه تغییرهای P_{ad} بین صفر و یک می باشد.

برای بررسی دقیق‌تر برهم‌کنش پارامترهای عملیاتی مورد بررسی، این پارامترها به صورت تصادفی انتخاب شده و برای تولید تابع نهایی (N_p) مورد استفاده قرار گرفته‌اند. شکل‌های ۹ تا ۱۲ تأثیر این پارامترهای نرمالیزه و بدون بعد شده را بر تولید انباشتی، نشان می‌دهند. برای تحلیل داده‌های به دست آمده از شبیه‌ساز تهیه شده، با استفاده از روش *Quadratic Response Surface Models* [۲۰]، تابعی با استفاده از برازش ورودی‌ها و خروجی‌های نرم‌افزار تولیدی معادله‌ی (۲۰) به دست آمد تا بتوان از آن برای رتبه بندی پارامترها استفاده کرد.



شکل ۱۰- تولید انباشتی نفت برحسب زمان نرمالیزه خیساندن.



شکل ۹- تولید انباشتی نفت برحسب نرخ نرمالیزه بخار.

در طراحی عملیات بهره‌برداری به‌وسیله‌ی تزریق دوره‌ای بخار است. با توجه به معادله‌ی (۱) که حجم ناحیه گرم شده از آن محاسبه می‌شود، m_s که بیانگر نرخ جرمی بخار تزریقی است به‌عنوان اصلی‌ترین فاکتور باید در نظر گرفته شود. افزایش نرخ بخار تزریقی، درصد بهره‌برداری را افزایش می‌دهد. ولی این افزایش می‌باید با در نظر گرفتن فشار اولیه مخزن، فشار شکست سازند، ادوات سرچاهی، ادوات درون چاهی و ظرفیت بویلرها صورت گیرد.

۲- کیفیت بخار از نظر اهمیت در رده دوم قرار دارد. با توجه به شکل‌های ۶ و ۱۲ و نتیجه‌های به‌دست آمده [۱۸ و ۲۱] افزایش کیفیت بخار تزریقی با افزایش مقدار تولید نسبت مستقیم دارد.

۳- زمان خیساندن در گستره‌های مورد مطالعه دارای اثرهای قابل توجهی نبوده و در رده سوم قرار می‌گیرد. البته این پارامتر نباید چنان کوتاه در نظر گرفته شود تا بخار تزریقی فرصت میعان و تبادل گرمایی با سیالات و سنگ مخزن نداشته باشد و نه‌چندان طولانی در نظر گرفته شود که افزون بر کاهش دما به‌علت تلف شدن انرژی به لایه مجاور، باعث وقفه در تولید نفت شود.

۴- دمای بخار تزریق شده، آخرین فاکتور وزنی از نظر طراحی عملیات است. به طوری که در شکل ۷ دیده می‌شود، با بالا رفتن دمای بخار، تلفات گرما به وسیله‌ی رسانش به لایه‌های مجاور مخزن در دوره تزریق و تولید افزایش می‌یابد. این مسأله بیانگر این نکته نیست که حتماً باید از کم‌ترین دمای بخار تزریقی استفاده شود، بلکه باید دمای بخار تزریقی برحسب مقدار انتالپی مورد نیاز با توجه به تفاوت دمای بخار با دمای مخزن تعیین شود.

تزریق می‌باشد. در شکل ۱۰ که بیانگر رابطه‌ی N_p برحسب t_{sad} است، تغییر چندانی در نمودار ملاحظه نمی‌شود.

در شکل ۱۱ تغییرهای مقدار N_p بر حسب X_{sad} کیفیت بخار تزریقی نشان داده شده که با افزایش محتوای انرژی بخار تزریقی مقدار تولید روند افزایشی به خود می‌گیرد. با توجه به تحقیق انجام شده توسط [۲۱] *Hong* مقدار کیفیت بخار تزریقی با توجه به محدودیت‌های عملیاتی تزریق بخار باید تا حد ممکن بالا باشد. در شکل ۱۲ تغییرهای N_p بر حسب T_{sad} بدون بعد نشان داده شده است. همان‌طور که در شکل مشخص است به علت افزایش مقدار تلفات گرما به لایه‌های مجاور مخزن و تولید سیالات گرم، روند تابع با افزایش دمای بخار دارای رابطه مستقیم نبوده و چندان مقدار تولید انباشتی را تغییر نمی‌دهد.

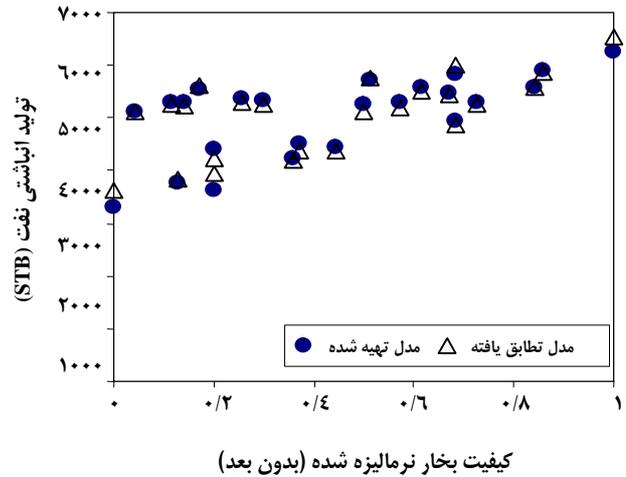
مقدار وزن نرمالیزه شده هر یک از پارامترها که به صورت تقسیم ضریب هر یک از پارامترهای محاسبه شده در رابطه (۲۰) بر مجموع قدر مطلق ضرایب تمام پارامترها محاسبه شده در شکل ۱۳ نشان داده شده است. به این ترتیب مشخص می‌شود که پارامترهای تأثیر گذار به ترتیب عبارتند از: مقدار بخار تزریقی (حجم بخار تزریق شده)، کیفیت بخار تزریقی، زمان خیساندن و دمای بخار تزریقی.

نتیجه‌گیری نهایی

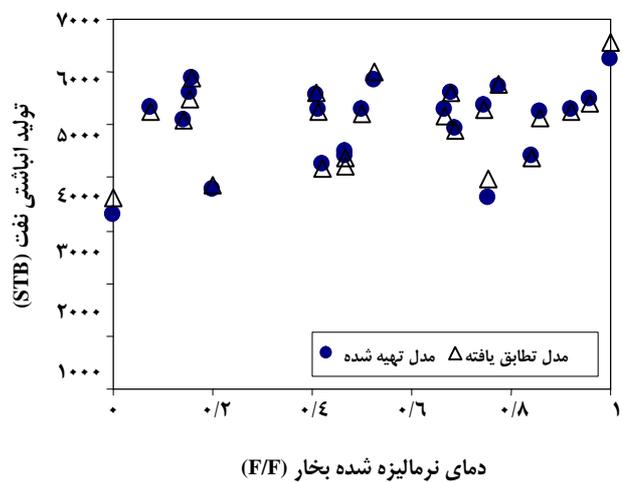
۱- با توجه به نتیجه‌های به دست آمده از خروجی‌های مدل، پارامتر نرخ بخار تزریق شده و حجم لخته دارای بیشترین وزن

فهرست علائم

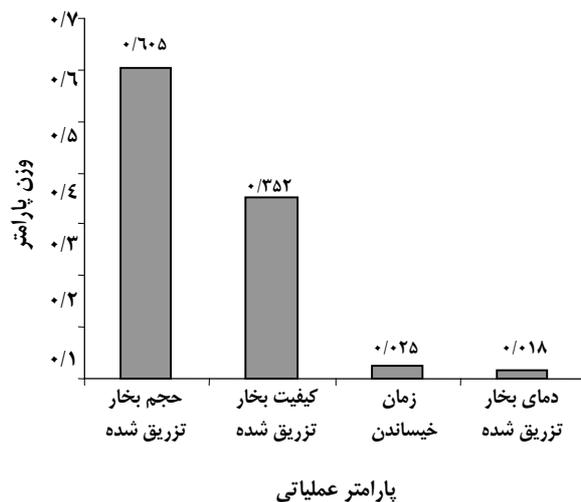
A_h	سطح ناحیه گرم شده (ft^2)
a	ضریب نفوذ گرما (ft^2/day)
C_w, C_o, C_r	گرمای ویژه میانگین سنگ؛ نفت و بخار (Btu/lbm)
C_{ef}	تراکم‌پذیری موثر در حالت گرم ($1/psi$)
h	ضخامت ناحیه گرم شده، (ft)
H_s	انرژی موجود در بخار تزریق شده نسبت به دمای مخزن (Btu/lbm)
$(k_{ef})_h, (k_{ef})_c$	نفوذپذیری موثر نسبت به نفت در حالت سرد و گرم (md)
k_h	قابلیت رسانایی گرمایی ($Btu/hr.ft.F$)
M	گرمای ویژه میانگین حجمی سنگ مخزن اشباع از سیال در گستره دمای T_r تا دمای T ($Btu/ft^3.F$)
M_R	گرمای ویژه حجمی سنگ گرم شده ($Btu/ft^3.F$)
M_s	گرمای ویژه میانگین حجمی لایه‌های مجاور ($Btu/ft^3.F$)
\dot{m}_s	نرخ جریان جرمی بخار (lbm/hr)
p	فشار در شعاع r_h ($psia$)
p_e	فشار مخزن در r_e ($psia$)
p_h	فشار در مرز خارجی ناحیه گرم ($psia$)
p_w	فشار ته چاهی جریان (psia)
Q	انرژی مورد نیاز برای بالا بردن دمای یک فوت مکعب سنگ مخزن از دمای T_r تا دمای T (Btu)
Q_p	نرخ خروج انرژی از مخزن (Btu/day)
q_{oc}	نرخ تولید در حالت سرد (STB/d)
q_{oh}	نرخ تولید پس از تزریق بخار (STB/d)
r	فاصله در جهت افقی (ft)
r_e	شعاع تخلیه (ft)
r_w	شعاع چاه (ft)
r_h	شعاع ناحیه گرم (ft)
\bar{T}	دمای میانگین ناحیه گرم شده در زمان T (F)
\bar{T}_p	دمای میانگین ناحیه گرم شده با در نظر گرفتن انرژی خارج شده به همراه سیالات (F)
T_r	دمای مخزن (F)
T_s	دمای بخار (F)
t	زمان کل از شروع تزریق (h)
z	فاصله در جهت عمودی (ft)



شکل ۱۱- تولید انباشتی نفت برحسب کیفیت نرمالیزه بخار.



شکل ۱۲- تولید انباشتی نفت برحسب دمای نرمالیزه بخار.



شکل ۱۳- فاکتور وزنی پارامترهای مؤثر بر عملیات بهره‌وری.

μ_{co}	گرانروی نفت در دمای سازند (cp)	δ	تابع بدون بعد که بستگی به مقدار گرمای خارج شده
λ	زمان رسیدن ناحیه گرم شده به مکان مشخص (h)		به‌وسیله‌ی سیال دارد
ρ_r, ρ_o, ρ_w	جرم مخصوص سنگ مخزن، نفت و آب (lbm/ft^3)	Φ	تخلخل سنگ مخزن
		ΔV	المان افزایش حجم (ft^3)
	تاریخ دریافت: ۸۴/۸/۱۴ ؛ تاریخ پذیرش: ۸۴/۱۲/۲۲	μ_{oh}	گرانروی نفت در دمای تعادلی (cp)

مراجع

- [1] Taber, J. J., Martin, F. B. and Seright, R. S., EOR Screening Criteria Revisited- Part I Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects, *Soc. Pet. Eng. J.*, **2**, p. 196 (1996).
- [2] Motiei, H., "Petroleum Geology of Zagros", Jashnvar-e Ketab publication (1995).
- [3] OPEC Annual Statistical Bulletin, (2003).
- [4] Briggs Peter, J., Baron, R., Paul, Fulleylove Richard, J. and Wright Mervyn S., "Development of Heavy Oil Reservoirs", *SPE 15748*, (1988).
- [5] Green, D. W. and Willhite, G. P., "Enhanced Oil Recovery", Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, p. 316, (1998).
- [6] Aminshahidy, B., Ahmadi, F., Ghotbi, S., "Study of Effect of Different Parameters on the Oil Production from Heavy Oil Reservoirs by Cyclic Steam Injection", 9th Iranian Chemical Engineering Congress, Tehran, Iran (2004).
- [7] Roger, M. Butler, K., "Thermal Recovery of Oil and Bitumen", Printice Hall, p. 157 (1991).
- [8] Henson, R., Todd, A. and Corbett, P., "Geologically Based Screen Criteria for Improved Oil Recovery Projects" *SPE 75184*, Tulsa, Oklahoma, USA (2002).
- [9] He, Z., Zhang, H., Pu, H.Y. and Ren, X., "The Feasibility Condition Study of Steamflooding for Heavy Oil Reservoirs in China after Cyclic Steam Injection" *SPE 30303 International Heavy Oil Symposium*, Calgary, Alberta, Canada, (1995).
- [10] Marx, J.W., Langenheim, R.H., "Reservoir Heating by Hot Fluid Injection", *Trans. AIME*, **216**, p. 312 (1959).
- [11] Prats, M., "Thermal Recovery", SPE Monograph Series, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX. (1982).
- [12] Boberg, T.C. and Lantz, R.B., Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well., *Trans. AIME*, **6**, p. 1613 (1966).
- [13] Buitrago, S., Boccardo, G., "Model for Predicting the Production Rate of Wells Under Cyclic Steam Injection Process", Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, *SPE 39029*, Brazil (1997).
- [14] Rivas, O., Baccardo, G., "Transient Analytical Modeling of Cyclic Steam Injection", Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference on Improving Oil and Gas Recovery within Sustainable Development, Buenos Aires, Argentina (1994).

- [15] Ahmadlou, F., "Parameter Study of Design Factors for Cyclic Steam Stimulation in One of Iranian Heavy Oil Reservoir" Master Thesis, Chemical Engineering and Petroleum Faculty, Sharif University of Technology, Tehran (2005)
- [16] Moshtaghian, A., Malekzadeh, R., Azarpanah, A., "Heavy Oil Discovery in Islamic Republic of Iran", Paper Number 99 Presented at *Fourth UNITAR /UNDP*, Conference on Heavy Oil and Translates, Calgary, Canada, August (1988).
- [17] Aziz, K., Ramesh, A., Woo, P.T., "Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison of Steam Injection Simulators", *Journal of Petroleum Technology*, Dec. (1987) (modified April 2003).
- [18] Treballe, R. L., "Parametric Study of the Design Factors for Cyclic Steam Injection in Lake Maracaibo Oil Fields", International Thermal Symposium, Bake Field, CA, USA, (1993).
- [19] Mohammad Tamim, S. M., Farouq Ali, "Optimization of Cyclic Steam Stimulation Using an Analytical Model", India Oil and Gas Conference and Exhibition, New Delhi, India (1998).
- [20] MATLAB technical reference, Version 7
- [21] Hong, K. C., "Effect of Steam Quality and Injection Rate on Steam Flood Performance", International Thermal Symposium, Bake Field, CA, USA (1993).