

بررسی تغییرات شاخص بهره‌دهی و راهکارهای بهینه‌سازی تولید در یکی از میادین جنوب غرب ایران

مصطفی شجری ■ شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب

احسان رحیمی لاری ■ گروه مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه
شهاب‌شاهی ■ شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب

چکیده

تعیین شاخص‌های بهره‌دهی بر اساس داده‌های آزمایش ساخت فشار و دبی‌های تولیدی مختلف، امکان‌پذیر بوده و جزو ابتدایی‌ترین اطلاعات لازم جهت مدل‌سازی چاه‌ها به‌شمار می‌رود. با استفاده از منابع اطلاعاتی در دسترس، این ضرایب مورد بررسی قرار گرفته و به کمک روش‌های زمین‌آماري این شاخص‌ها در میدان "الف" توزیع می‌گردد. سپس از نقشه‌ی پراکنده‌گی شاخص‌های بهره‌دهی جهت شبیه‌سازی ۱۸ حلقه چاه در میدان مذکور استفاده می‌گردد. تغییر شرایط دینامیکی و تولیدی چاه‌های نفت در طول زمان بهره‌برداری، باعث تغییر راندمان تولید چاه می‌شود. لذا جهت پیش‌بینی رفتار چاه لازم است که رفتار دینامیکی چاه مدل‌سازی گردد. لازم به ذکر است که تهیه‌ی یک تخمین نسبتاً دقیق از شاخص‌های بهره‌دهی چاه‌ها، به استراتژی تولید از بخش‌های مختلف کمک می‌نماید.

در این مقاله توزیع ضرایب بهره‌دهی از ابتدای زمان تولید میدان مورد بررسی قرار گرفته و راهکارهای بهینه جهت استمرار تولید با توجه به شروع نیمه‌ی دوم عمر تولید میدان، پیشنهاد گردیده است.

واژه‌های کلیدی | شاخص بهره‌دهی، تولید بهینه، سامانه‌ی تولید، مدل‌سازی چاه.

مقدمه

اندازه‌گیری داشته‌اند، می‌توان نقشه‌ی توزیع کاهش شاخص بهره‌دهی را تهیه نمود [۲]. با تجمیع نقشه‌ی شاخص بهره‌دهی کنونی با نقشه‌ی روند کاهش شاخص بهره‌دهی می‌توان نقشه‌های تخمینی قابل قبولی برای این ضرایب در سال‌های آینده به‌دست آورد. لازم به ذکر است که میدان "الف" شامل یک مخزن شکاف‌دار بوده و نقشه‌های شاخص بهره‌دهی، بیانگر رفتار مخزن (نه لایه‌های بخصوص) می‌باشد.

معادلات کاربردی در ارتباط با مبحث Inflow performance curves به این شرح می‌باشد:

• حالت اول: ضریب بهره‌دهی ثابت

$$q = J(P_r - P_{wf}) \quad (1)$$

به‌طور کلی شاخص بهره‌دهی به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$PI = \frac{Q}{P - P_{wf}} \left(\frac{bbq}{day} / \frac{psi}{ft} \right) \quad (2)$$

رابطه‌ی (۲) در مواردی که فشار پایدار شود، مانند (فشار متوسط)، می‌تواند به‌کار گرفته شود.

• حالت دوم: ضریب بهره‌دهی متغیر

$$\text{Vogel's Equation: } \frac{q_p}{q_{p,max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (3)$$

$$\text{Fetkovich's Equation: } q_p = J'_0 (P_r^2 - P_{wf}^2)^{0.5} \quad (4)$$

ضریب n در معادله‌ی فتکوویچ در چاه‌هایی که سیال تولیدی دوفازی باشد، به طریق خطی قابل بررسی نیست. [۳]

مخزن مورد مطالعه، یکی از بزرگ‌ترین مخازن کربناته ایران است. طول و عرض طاق‌دیس این میدان به ترتیب حدود ۷۰ کیلومتر و ۶ تا ۱۵ کیلومتر است. به دلیل افت فشار زیاد ناشی از تولید در مخزن مذکور، نیاز به کنترل دقیق شرایط تولید و برنامه‌ریزی منظم جهت تداوم تولید، اجتناب‌ناپذیر است.

می‌توان با بررسی ضرایب بهره‌دهی چاه‌ها از ابتدای تولید، عملکرد مخزن را پیش‌بینی نمود و در حفاری توسعه‌ای با توجه به هزینه‌های زیاد آن، موقعیت‌های مناسب جهت حفاری بهینه را تشخیص داد. در چاه‌هایی که برای آن‌ها آزمایش بهره‌دهی انجام نشده، باید ضریب بهره‌دهی با تقریب مناسبی تهیه شود تا بتوان نحوه‌ی تکمیل این چاه‌ها را براساس شرایط کنونی و وضعیت آتی میدان بازنگری و بهینه نمود.

۱ - بررسی شاخص‌های بهره‌دهی

اطلاعات ورودی نرم‌افزار، مختصات جغرافیایی چاه‌ها و مقادیر ضرایب بهره‌دهی در بازه‌های زمانی مختلف می‌باشند که به کمک آن‌ها نقشه‌های توزیع شاخص بهره‌دهی با "روش کوکریچینگ" ترسیم خواهند شد [۱].

به این ترتیب برای تمام نقاط مخزن، تخمین خوبی از شاخص بهره‌دهی در زمان‌های مختلف خواهیم داشت. در مراحل بعدی جهت مدل نمودن چاه‌ها و آنالیز گره‌ای (در صورت نداشتن شاخص بهره‌دهی) از این نقشه‌ها استفاده می‌گردد. متعاقباً روند افت شاخص بهره‌دهی در طی چندسال اخیر مطالعه شده و با تعیین شیب کاهش شاخص بهره‌دهی در چاه‌هایی که چندین



۲- نحوه توزیع شاخص‌های بهره‌دهی جهت استفاده در مدل‌سازی چاه‌ها

شاخص‌های بهره‌دهی در دهه‌های متوالی (از سال ۱۳۴۰ تا ۱۳۸۹) در میدان "الف" بررسی گردید و مشخص شد که روند افت این شاخص‌ها در تمام گستره مخزن یکنواخت نیست. لذا نقشه‌ی شیب کاهش سالانه‌ی ضرایب با روش‌های زمین آماری تهیه و با کسر ضرایب آن از نقشه توزیع شاخص بهره‌دهی کنونی، نقشه‌هایی جهت تخمین ضرایب بهره‌دهی در سال‌های آتی فراهم گردید، تا به کمک این مقادیر، طراحی رشته‌ی تکمیلی چاه‌ها بهینه گردد.

۱-۲ نتایج توزیع ضرایب بهره‌دهی

طی بررسی‌های انجام شده، چاه‌هایی که ضرایب بهره‌دهی آن‌ها افزایش یافته است، مشکل ورود گاز به حفرة چاه یا تولید آب اضافی داشته‌اند که در حال حاضر مشکلات فوق برطرف شده‌اند.

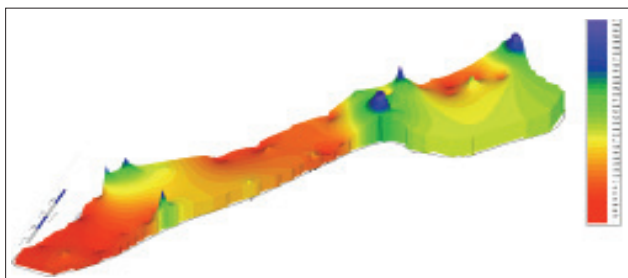
با بررسی چاه‌هایی که چند ضرایب بهره‌دهی معتبر در زمان‌های مختلف از آن‌ها به دست آمده، می‌توان شیب افت شاخص را برای هر چاه و هر بخش محاسبه نمود. در این جا، بهترین حالت برای نمایش نحوه‌ی افت ضرایب بهره‌دهی، تصویر سه بعدی در خطوط همترازی (۲۴۰۰ متر است (شکل ۲) [۴]. به کمک نقشه‌ی مذکور می‌توان ضرایب بهره‌دهی را برای سال‌های آتی پیش‌بینی نمود. به عنوان مثال، در شکل ۳ ضرایب بهره‌دهی چاه‌ها برای سال ۱۳۹۵ پیش‌بینی شده است.

۳- مدل‌سازی چاه‌ها

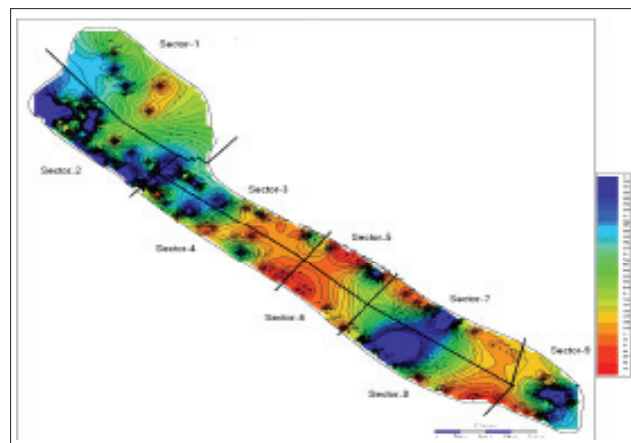
در مدل‌سازی چاه‌های نفت و گاز، عموماً از روش آنالیز گره‌ای استفاده می‌شود که در این روش اجزا با هم سامانه‌ی تولید را تشکیل می‌دهند. جریان سیال تولیدی از مخزن شروع شده و پس از افت فشار اطراف حفرة چاه وارد آن می‌شود. سپس با عبور از مسیر جریان‌ی ستون چاه که به‌طور معمول دارای بیشترین افت فشار در سامانه‌ی تولید است، به سطح زمین می‌رسد و پس از عبور از کاهنده‌ی جریان، وارد خطوط لوله جریان‌ی می‌شود. در قسمت‌های مختلف مسیر سیال، بسته به شرایط سیال و نیز شرایط هندسی مسیر جریان، فشار متناسب با آن افت می‌کند. در ساده‌ترین حالت، می‌توان تقسیم‌بندی زیر را در ارتباط با نوع سیال تولیدی و مسیر جریان برای انجام محاسبات و تجزیه و تحلیل نتایج در نظر گرفت [۵].

۱-۳ تقسیم‌بندی مسیر هندسی جریان

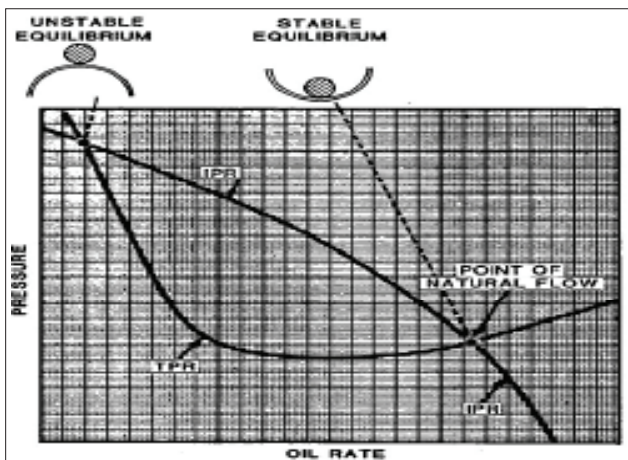
مسیر هندسی جریان شامل جریان‌های عمودی، افقی، شیب‌دار، درون لوله‌ای و جریان از فضای حلقوی می‌شود که در ارتباط با جریان سیالات تک فاز است. در این حالت، با توجه به ارتباط مستقیم افت فشار با دبی تولیدی، انجام محاسبات و تجزیه و تحلیل نتایج نسبتاً ساده است. اما در سیالات دو یا چند فاز و با توجه به اینکه دبی جریان‌ی، ارتباط خطی با دبی تولیدی چاه و افت فشار کل ندارد، تجزیه و تحلیل وضعیت چاه و



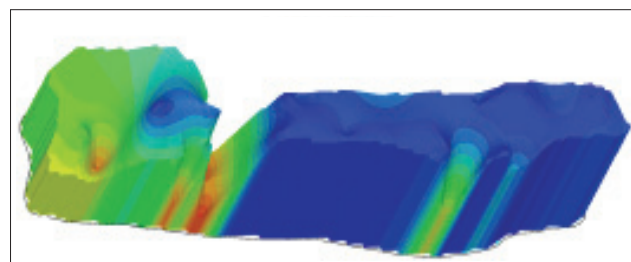
شکل ۳ | پیش‌بینی توزیع ضرایب بهره‌دهی در سال ۱۳۹۵.



شکل ۱ | توزیع ضرایب بهره‌دهی بر اساس اطلاعات به دست آمده از سال ۱۳۸۰ تا ۱۳۸۹.



شکل ۴ | تولید پایدار و ناپایدار از چاه‌های نفت و گاز.



شکل ۲ | نقشه‌ی سه بعدی شیب کاهش سالانه‌ی ضرایب بهره‌دهی در مخزن "الف".

۳-۳ اطلاعات جریان

با توجه به اینکه در حال حاضر چاه‌های این میدان از لوله مغزی تولید نمی‌کنند، لذا اندازه‌گیری فشار فقط در تاج چاه و چند نقطه در انتهای چاه میسر است. لذا استفاده از نقاط ابتدایی و انتهایی و یا تمام نقاط آزمایش جریانی در چاه‌های مذکور، نتایج مشابهی ارائه می‌نماید. مقادیر ضرایب بهره‌دهی چاه‌های ۲ و ۱۵ به دلیل عدم اندازه‌گیری صحیح، از روی نقشه‌ی ضرایب بهره‌دهی که با استفاده از نرم‌افزار زمین آماری 3D field تهیه گردیده، به دست آمده است.

۴-۳ محل انجام محاسبات گره‌ای ستون چاه

به منظور کاهش خطای محاسباتی، محل قرار گرفتن ابزار اندازه‌گیری فشار در چاه، نقطه محاسبه گره‌ای در نظر گرفته شد.

۴-۴ بررسی متغیرهای تولید به وسیله نرم‌افزار

در حال حاضر نرم‌افزارهای مختلفی جهت مدل‌سازی چاه‌های نفت و گاز ارائه شده است. به عنوان نمونه می‌توان نرم‌افزار Well flow از شرکت EPS که آخرین نسخه خریداری شده از این شرکت مربوط به قبل از سال ۲۰۰۹ میلادی است و نیز نرم‌افزار Pipesim از شرکت شلمبرژه که فقط امکان بروزرسانی و پشتیبانی این نرم‌افزار توسط شرکت سرویس دهنده (شلمبرژه) وجود دارد، اشاره کرد.

جهت بررسی انطباق دبی محاسباتی با مقادیر واقعی، "آنالیز گره‌ای" انجام شد و برای چاه‌ها در دو حالت تولید از فضای حلقوی و تولید از لوله مغزی، تغییرات GOR، P_{ws} ، Tubing Size، Water Cut، Gaslift rate، P_{wh} و افزایش طول لوله مغزی موجود با دبی، بررسی گردید.

۴-۱ بررسی تغییرات GOR

هر چاه در حالت تولید از فضای حلقوی یا لوله‌ی مغزی با نسبت گاز به نفت ۴۰۰، ۵۰۰، ۵۶۶، ۷۰۰، ۹۰۰، ۱۱۰۰، ۱۳۰۰ و ۱۵۰۰ آنالیز گره‌ای گردید و نتایج بیانگر تولید در نقطه‌ی ناپایدار (نقطه‌ی اول محل

محاسبات اُفت فشار در دو ناحیه صورت می‌گیرد که عبارتند از: نواحی پایدار و ناپایدار (شکل ۴).

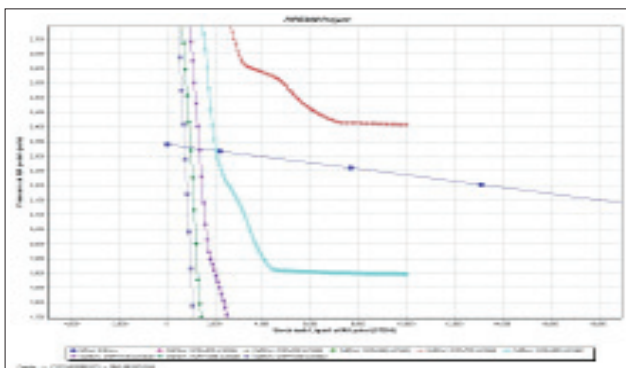
ناحیه‌ی پایدار، در محدوده‌ی دبی‌های جریانی متوسط و زیاد و در ارتباط با جریان سیالات دو یا چند فازی رخ می‌دهد، به طوری که در این قسمت اُفت فشار در ستون چاه بیشتر تحت تأثیر اصطکاک سیال قرار دارد. در این قسمت از محدوده‌ی جریان، پدیده‌ی غالب همانند جریان تک فازی، اثر اصطکاک است و اُفت فشار با مقدار دبی جریانی چاه نسبت مستقیم دارد. ناحیه‌ی ناپایدار در محدوده‌ی دبی‌های جریانی کم و در ارتباط با جریان سیالات دو یا چند فازی شکل می‌گیرد. در این قسمت اُفت فشار در ستون چاه بیشتر تحت تأثیر "پدیده‌ی لغزش" قرار دارد. با توجه به نوع سیال و اندازه‌ی رشته‌ی تولیدی، در صورتی که شرایط تولیدی چاه‌های نفت و گاز در این محدوده قرار گیرد، لازم است که در نحوه‌ی تکمیل چاه و تغییر اندازه‌ی رشته‌ی تولیدی و کاهش قطر آن، طراحی جدیدی به کار گرفته شود. با توجه به مؤثر بودن پارامترهای مختلف در طراحی، می‌باید پس از عملیاتی نمودن طراحی صورت گرفته، اقدامات لازم برای ارزیابی نتایج آن و استفاده از نتایج به دست آمده در طراحی‌های بعدی، به طور جدی پیگیری شود.

۲-۳ مدل سازی سیال چاه

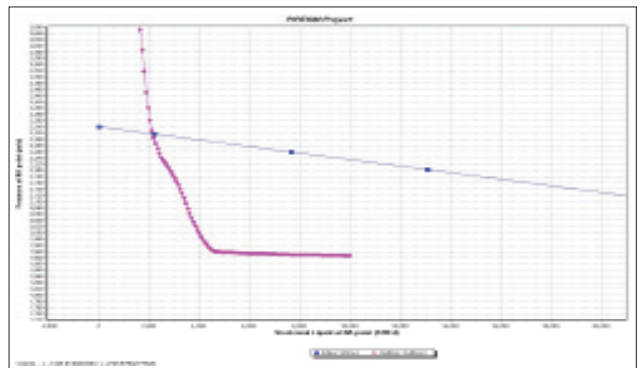
جهت مدل‌سازی چاه در ابتدا باید مدل سیال چاه تهیه و کالیبره گردد تا خواص و پارامترهای به دست آمده از معادله‌های حالت، به واقعیت نزدیک تر شود. نمونه‌ی نفت یکی از چاه‌های میدان مذکور را به عنوان مرجع در نظر گرفته و مدل با اطلاعات PVT چاه مذکور، به صورت چند نقطه‌ای کالیبره می‌گردد.

• تعیین بهترین معادله‌ی حالت حرکت سیال

با بررسی‌های انجام شده و مقایسه‌ی معادلات حالت مختلف با اطلاعات جریانی چاه‌های این میدان، بهترین معادله‌ی حالت حرکت سیال چند فازی در ستون چاه، معادله‌ی Hagedorn & Brown, Duns & Ros, map تعیین گردید. فقط در چاه ۹ معادله‌ی حالت Mukherjee & Brill بهترین تطابق اطلاعات را داشته و چاه ۷ نیز به دلیل گازی شدن با معادله‌ی Gray تطابق یافت.



۶ | آنالیز گره‌ای تولید از دالیز چاه در میدان "الف" با مقادیر مختلف GOR.



۵ | آنالیز گره‌ای تولید از دالیز چاه در میدان "الف".



به تولیدی پایدار و یا با دبی بیشتر دست خواهند یافت و نیازی به تزریق گاز ندارند؛ ولی در چاه‌هایی که دارای دبی‌های بیش از ۱۰۰۰ بشکه در روز است، در صورت تولید از لوله مغزی، کاهش دبی رخ می‌دهد. ضمناً انجام هرگونه عملیات انگیزشی که باعث افزایش P_{wf} شود، اندکی دبی تولید را کاهش داده، ولی فشار تاج چاه را به‌طور محسوسی بالا خواهد برد که از خصوصیات تولید در نقطه‌ی ناپایدار است (شکل ۴).

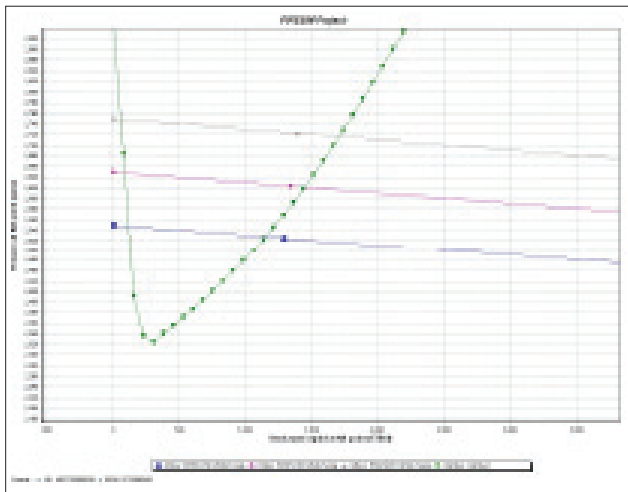
برخورد - IPR و TPR (در شکل ۴) بود، اما با افزایش GOR به SCF/BBL ۷۰۰، دبی خروجی از فضای حلقوی حدوداً بین ۲۰ تا ۴۰ درصد کاهش داشت و با افزایش آن به SCF/BBL ۹۰۰، کاهش دبی به ۶۰ درصد دبی کنونی رسید. در صورتی که در حالت تولید از لوله مغزی، با افزایش GOR به دلیل تولید در حالت پایدار، افزایش حداقل ۲۰ درصدی دبی حاصل گردید.

۲-۴ بررسی تغییرات فشار بسته چاه

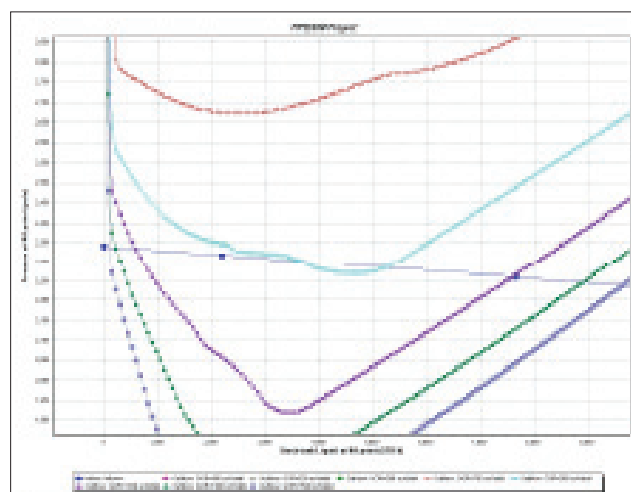
به دلیل تولید در نقطه‌ی ناپایدار و با افزایش فشار مخزن (که خط IPR به سمت بالا میل پیدا می‌کند)، دبی چاه کاهش می‌یابد. از مقایسه‌ی تولید از درون لوله مغزی، با فضای حلقوی در فشار کنونی تاج چاه مشخص می‌گردد که اکثر چاه‌هایی که دبی آن‌ها حداقل ۱۰۰۰ بشکه در روز است،

۳-۴ تغییر دبی تزریق گاز جهت فراز آوری مصنوعی

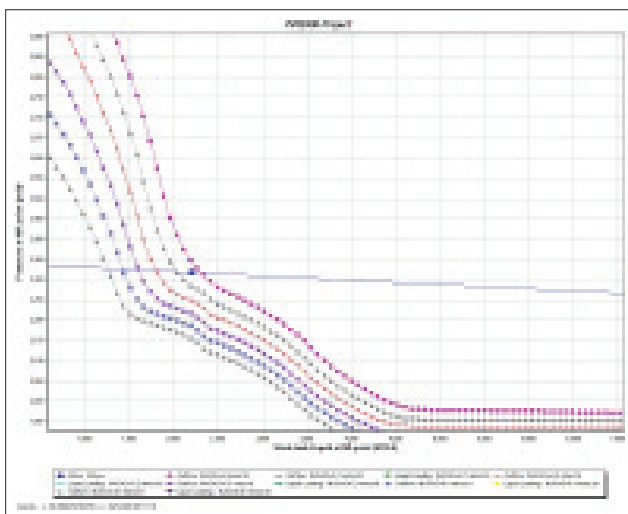
در شرایط تولید از دالیز، به دلیل تولید در نقطه‌ی ناپایدار و با افزایش دبی تزریقی گاز، دبی نفت تولیدی کاهش می‌یابد. در صورتی که دبی چاه با کاهش سطح مقطع مسیر تولید (تولید از درون لوله مغزی) به حالت پایدار برسد، می‌توان با افزایش دبی



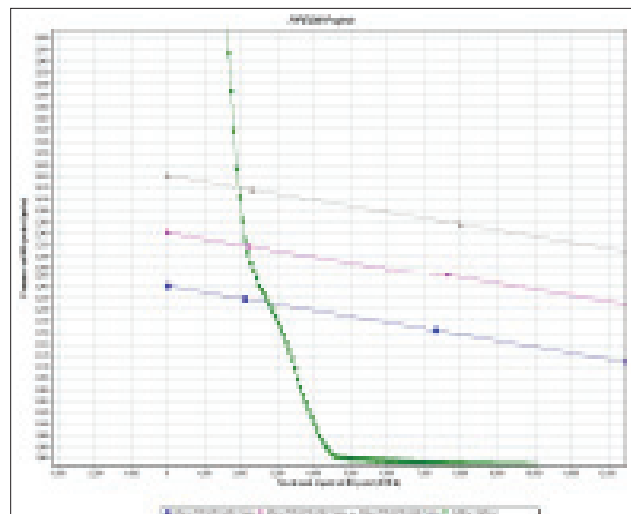
شکل ۹ | آنالیز گره‌ای تولید از لوله مغزی چاه در میدان " الف " با مقادیر مختلف فشار بسته چاه.



شکل ۷ | آنالیز گره‌ای تولید از لوله مغزی چاه در میدان " الف " با مقادیر مختلف GOR.



شکل ۱۰ | آنالیز گره‌ای تولید از دالیز چاه در میدان " الف " با مقادیر مختلف دبی گاز تزریقی جهت فراز آوری.



شکل ۸ | آنالیز گره‌ای تولید از دالیز چاه در میدان " الف " با مقادیر مختلف فشار بسته چاه.

۴-۶ بررسی تولید از درون لوله مغزی و ادامه‌ی آن تا ابتدای لوله آستری
 در صورتی که لوله مغزی تا ابتدای آستری ۷ اینچی ادامه یافته و فشار تاج چاه تغییر نکند، تغییرات دبی چاه‌های مورد بررسی به شرح زیر خواهد بود:
 با مقایسه‌ی این جدول با ستون دوم جدول شماره‌ی ۲ در چاه‌های ۱، ۲، ۴، ۵، ۷ و ۱۶، تنها با این تغییر طول ۸۸۰۰ بشکه دبی تولیدی افزایش خواهد یافت. البته این افزایش دبی به شرطی حاصل می‌شود که در تعمیر چاه جهت افزایش طول لوله مغزی، آسیب سازندی به چاه وارد نگردد و ضریب بهره‌دهی تغییر نکند.
 با توجه به مدل بدست آمده برای چاه‌ها، بیشترین تولید و کمترین تغییر در سامانه‌ی تولید مطابق جدول ۲ به‌دست خواهد آمد.

نتیجه‌گیری

۱- براساس تقسیم‌بندی قدیمی، بخش‌های ۲، ۸ و ۹ دارای بیشترین مقدار PI (بالا تر از $300 \frac{m^3}{day}$) و بخش‌های ۴، ۵ و ۶ دارای کمترین مقدار PI (کمتر از $50 \frac{m^3}{day}$) است.

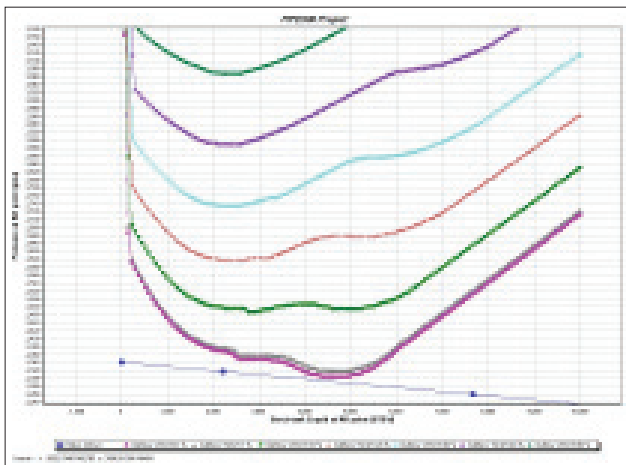
گاز تزریقی؛ میزان تولید را تا حدی افزایش داد. با بررسی به‌عمل آمده در چاه‌های ۵، ۶، ۱۰ و ۱۱ با اینکه از دالیز تولید می‌کنند، حالت تولید پایدار است ولی بقیه‌ی چاه‌ها در ناحیه‌ی تولید پایدار نیستند.

۴-۴ بررسی تغییر دبی تولیدی با تغییر درصد آب ورودی

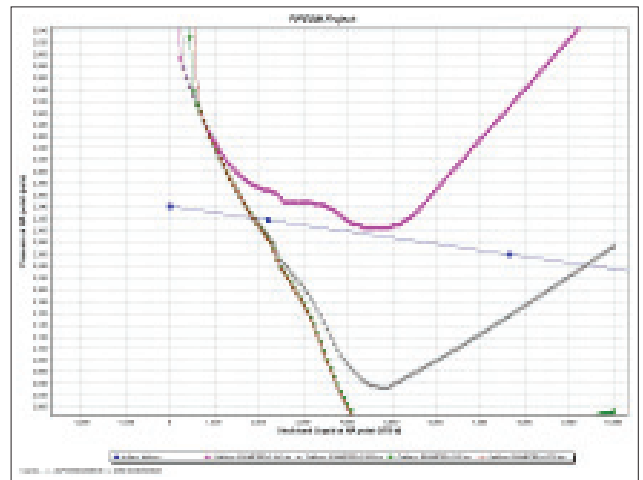
چاه‌های تولیدی که در ناحیه‌ی تولید ناپایدار قرار دارند، با افزایش درصد آب، دبی تولیدی آن‌ها افزایش خواهد یافت. سپس با افزایش بیشتر درصد آب، ناگهان دبی تولیدی آن‌ها متوقف خواهد شد. البته چاه‌های ۵، ۱۱، ۱۲ و ۱۶ در حال حاضر با دبی بیشینه خود در حال تولید می‌باشند و با افزایش درصد آب، تولید چاه‌های مذکور متوقف خواهد شد.

۴-۵ بررسی تغییر دبی تولیدی با تغییر قطر لوله مغزی

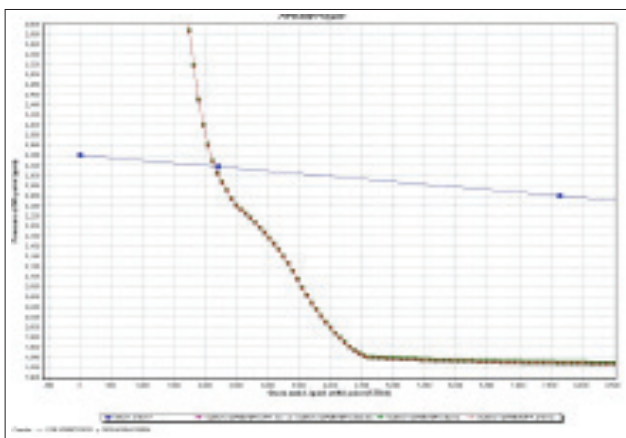
به دلیل اختلاف زیاد در سطح مقطع فضای حلقوی چاه با سطح مقطع لوله‌های جداری، در صورت تولید از دالیز، تغییر قطر لوله مغزی نقش چندانی در دبی تولیدی ندارد.



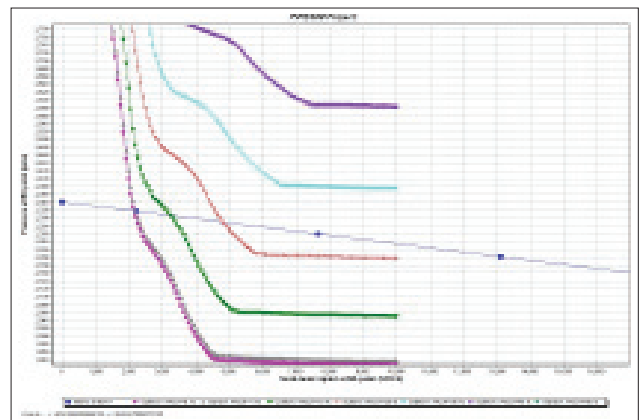
شکل ۱۳ | آنالیز گره‌ای تولید از لوله مغزی چاه در میدان "الف" با درصدهای مختلف آب تولیدی.



شکل ۱۵ | آنالیز گره‌ای تولید از لوله مغزی چاه در میدان "الف" با تغییر قطر لوله‌های مغزی



شکل ۱۴ | آنالیز گره‌ای تولید از دالیز چاه در میدان "الف" با تغییر قطر لوله‌های مغزی.



شکل ۱۲ | آنالیز گره‌ای تولید از دالیز چاه در میدان "الف" با درصدهای مختلف آب تولیدی.



۲ | بهترین حالت تولید از چاه‌های مورد بررسی با در نظر گرفتن حداقل تغییر در سامانه تولید.

شماره چاه	دبی تولید کتونی از دالیز	پیشنهاد نحوه‌ی تولید	سایز لوله مغزی مورد نیاز	عامل بحرانی	پایداری تولید	تولید پس از اعمال تغییرات
۱	۱۰۰۰	دالیز	لوله مغزی موجود		ناپایدار	۱۰۰۰
۲	۲۰۰۰	دالیز	لوله مغزی موجود	GOR	ناپایدار	۲۰۰۰
۳	۲۰۰۰	دالیز	لوله مغزی موجود		پایدار	۲۰۰۰
۴	۱۰۰۰	لوله مغزی موجود	لوله مغزی موجود		پایدار	۱۴۰۰
۵	۱۵۰۰	دالیز	لوله مغزی موجود	Water Cut	پایدار	۱۵۰۰
۶	۱۰۰۰	لوله مغزی موجود	لوله مغزی موجود		پایدار	۱۶۰۰
۷	۱۰۰۰	لوله مغزی موجود	لوله مغزی موجود	GOR	پایدار	۲۰۰۰
۸	۱۰۰۰	لوله مغزی موجود	لوله مغزی موجود		پایدار	۱۰۰۰
۹	۲۰۰۰	دالیز	لوله مغزی موجود		ناپایدار	۲۰۰۰
۱۰	۲۰۰۰	لوله مغزی موجود	لوله مغزی موجود		پایدار	۳۰۰۰
۱۱	۳۵۰۰	دالیز	لوله مغزی موجود	Water Cut	پایدار	۳۵۰۰
۱۲	۴۰۰۰	دالیز	لوله مغزی موجود	Water Cut	پایدار	۴۰۰۰
۱۳	۱۰۰۰	دالیز	لوله مغزی موجود		پایدار	۱۰۰۰
۱۴	۲۰۰۰	دالیز	لوله مغزی موجود		ناپایدار	۲۰۰۰
۱۵	۲۰۰۰	دالیز	لوله مغزی موجود		ناپایدار	۲۰۰۰
۱۶	۴۰۰۰	دالیز	لوله مغزی موجود	Water Cut	پایدار	۴۰۰۰
۱۷	۳۵۰۰	دالیز	لوله مغزی موجود	Water Cut	پایدار	۳۵۰۰
۱۸	۱۰۰۰	لوله مغزی موجود	لوله مغزی موجود		پایدار	۱۴۰۰

۱ | دبی تولیدی چاه‌ها در صورت ادامه دادن لوله مغزی تا لایه آستری (تولید از لوله مغزی)

شماره چاه	دبی	شماره چاه	دبی	شماره چاه	دبی
۱	۱۲۰۰	۸	۱۱۰۰	۱۵	۱۶۰۰
۲	۴۵۰۰	۹	۵۰۰	۱۶	۸۰۰۰
۳	۱۱۰۰	۱۰	۲۵۰۰	۱۷	۴۰۰
۴	۱۳۰۰	۱۱	۰	۱۸	۱۲۰۰
۵	۲۵۰۰	۱۲	۰	۱۹	۱۵۰۰
۶	۰	۱۳	۹۰۰		
۷	۱۲۰۰	۱۴	۷۰۰		

۲- طی بررسی‌های انجام شده، چاه‌هایی که ضریب بهره‌دهی آن‌ها افزایش یافته است، مشکل ورود گاز به حفزه‌ی چاه یا تولید آب اضافی داشته‌اند که در حال حاضر مشکلات فوق برطرف شده‌اند.

۳- با بررسی منحنی چاه‌های موردنظر که چند ضریب بهره‌دهی معتبر در طی زمان از آن‌ها به دست آمده، می‌توان شیب افت شاخص را برای هر چاه و هر سکتور به دست آورد.

۴- با استفاده از نقشه‌های توزیع افت ضریب بهره‌دهی و توزیع ضریب بهره‌دهی، می‌توان این ضرایب را برای چند سال آینده پیش‌بینی کرد. به‌عنوان مثال در سال ۱۳۹۵، مکان‌هایی که با توجه به شاخص بهره‌دهی بالای ادوار متممادی پتانسیل تولید خوبی داشته‌اند، مشخص شده و در صورتی که محدودیت‌های مخزنی اجازه دهد، می‌توان برای افزایش دبی روی این مناطق بیشتر حساب نمود. این نواحی شامل غرب بخش‌های ۲ و ۳ و قسمتی از بخش ۸ می‌باشند؛ به طوری که در پیش‌بینی شاخص بهره‌دهی سال ۱۳۹۵ دارای مقادیر بالای $300 \frac{m^3}{day}$ خواهند بود.

۵- با توجه به محل تلاقی نمودارهای IPR و TPR در شرایط کنونی (شکل ۴)، تولید از چاه‌های میدان مذکور در وضعیت بهینه نبوده و تغییرات در تکمیل چاه جهت تداوم تولید ضروری به نظر می‌رسد.

پانویس‌ها

¹ E.Rahimilarki@gmail.com

² Shahidi.s@nisoc.ir

³ Shajari.m@nisoc.ir

⁴ Cokriging method

⁵ Slip effect

⁶ Nodal analysis

منابع

- [۱] حسنی پاک علی اصغر و شرف‌الدین محمد، تحلیل داده‌های اکتشافی، تهران، مؤسسه‌ی انتشارات و چاپ دانشگاه تهران، چاپ دوم، ۱۳۸۴، صفحات ۶۲۷، ۶۹۵، ۶۹۷ و ۷۰۴.
- [2] Dixon, W.J.Massey, 1957, Introduction to Statistical Analysis, McGraw-Hill, New York, P.370.
- [3] Golan, M., Curtis, H., Whitson, 1944, Well Performance,

University of Trondheim, Norweg, P. 29-75.

- [4] Hohn, M.E., 1988, Geostatistics and Petroleum Geology Van Nostrand Reinhold, New York, 213-217.
- [5] Jansen, J.D., Currie, P.K., 2004, Modeling and Optimization of Oil and Gas Production Systems, Delf University of Technology, Netherland, P. 75-85.