

بهینه‌سازی افزایش تولید با یکی از روش فراز آوری مصنوعی برای افزایش تولید از یکی از چاه‌های میدان نفتی اهواز

مهدی امیرخانی^۱، مازیار نوعی^{۲*}، علی حسینی^۳، سلیمان مصلح^۴، مسعود بیژنی^۵

۱. دانشجوی دکتری، گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، واحد ماهشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، ماهشهر، ایران

۲. استادیار، گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، واحد ماهشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، ماهشهر، ایران

۳. گروه مهندسی فرآیند، شرکت بین‌المللی اینتالفلوید، گچساران، ایران

۴. استادیار، گروه مهندسی شیمی، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه یاسوج، یاسوج، ایران

۵. گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر (پلی تکنیک تهران)، تهران، ایران

آدرس پست الکترونیک نویسنده مسئول مکاتبات: m.noci@iautmu.ac.ir

مقاله‌ی علمی - پژوهشی

صفحه ۴۳ - ۵۸

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۴/۰۳

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۲/۱۷

چکیده

در این مطالعه چاه AW-A میدان نفتی اهواز که به دلیل افت فشار جریان‌ی بسته مورد تهدید قرار گرفته، مورد بررسی قرار گرفت. مطالعه و بهینه‌سازی چاه AW-A با بررسی سه گزینه تولید طبیعی از چاه، اصلاح ساختار داخلی چاه با راندن لوله مغزی و اعمال درصدهای متفاوت آب همراه و اعمال سامانه فرازآوری مصنوعی (با تزریق گاز) انجام گرفته است. در این مطالعه سعی گردید اطلاعات کلی مربوط به مسیر Black Oil را با توجه به اطلاعات Compositional به‌واقع نزدیک نموده و سپس مابقی مطالعات بر پایه مسیر Black Oil انجام گیرد. در این پژوهش از نرم‌افزار PIPESIM برای شبیه‌سازی فرازآوری با گاز در یکی از چاه‌های میدان نفتی اهواز و اثر تغییر اندازه و عمق لوله مغزی و مقایسه تأثیر برداشت از لوله مغزی‌های متفاوت و بهینه‌ترین قطر و عمق لوله مغزی استفاده گردید. مناسب‌ترین و بهینه‌ترین گزینه با توجه به شبیه‌سازی با نرم‌افزار استفاده از فرازآوری با گاز انتخاب گردید به‌طوری‌که می‌توان میزان تولید را در شرایط فعلی مخزن به ۲۲۱۷ بشکه بر روز رساند.

کلیدواژه‌ها: فرازآوری مصنوعی، افت فشار، لوله مغزی، شاخص بهره‌دهی، آنالیز حساسیت، برش آب

۱. مقدمه

هنگامی که انرژی طبیعی که همراه نفت در مخازن وجود دارد برای بالا آوردن نفت به سطح زمین کافی نباشد، در نتیجه جهت تأمین این انرژی از یکی از روش‌های فرازآوری مصنوعی استفاده می‌گردد. افت فشار در مخازن هیدروکربوری در حال تولید یکی از معضلات عمده در بخش تولید می‌باشد. معمولاً جهت ادامه تولید از مخزن، استخراج به روش‌های فرازآوری مصنوعی جزو اولین گزینه‌هایی است که مدنظر مهندسان نفت قرار می‌گیرد [۱ و ۲]. لازم به ذکر است که این روش‌ها ضریب بازیافت نهایی مخزن را افزایش نخواهند داد و فقط امکان تولید از چاه را آسان و راحت‌تر می‌کند. هدف از به‌کارگیری سامانه فرازآوری مصنوعی تشبیت فشار جریان‌ی چاه برای استمرار یا افزایش تولید بوده و این

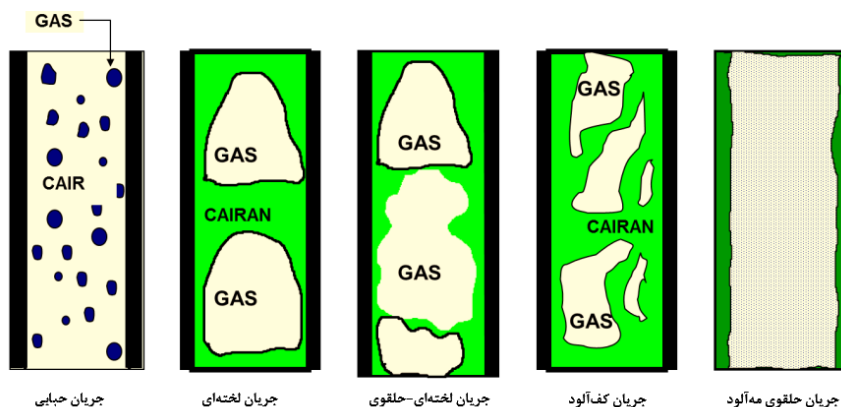




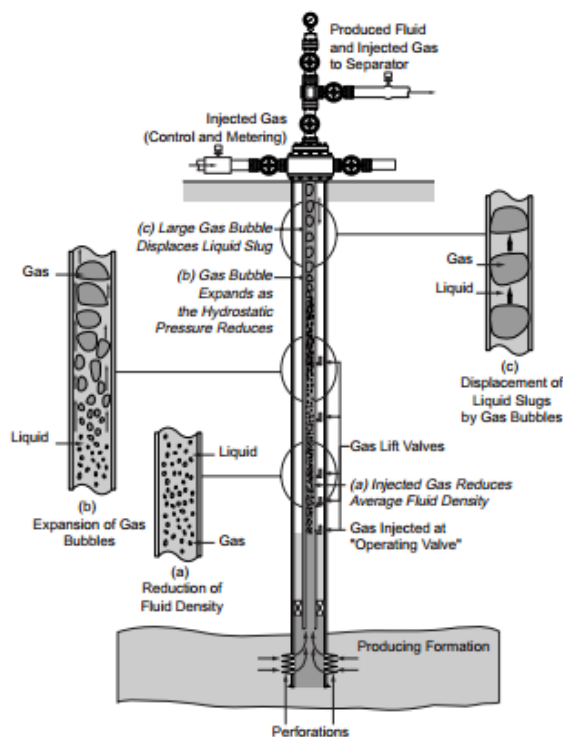
مستقل از نوع روش فرازآوری مصنوعی است [۳]. با توجه به تفاوت‌های فاحش در خصوصیات سیالات مخازن مختلف، تسهیلات فرآورشی موجود و شرایط جغرافیایی حاکم بر هر میدان، روش یا روش‌های مشخصی از فناوری فرازآوری مصنوعی و بهینه‌سازی تولید، قابلیت به کارگیری خواهد داشت. در انتخاب تجهیزات فرازآوری برای یک چاه، توجه به اقتصادی بودن ابزار انتخاب شده برای دستیابی به نرخ تولید مطلوب، ضروری است [۴]. بررسی فرازآوری برای یک یا گروهی از چاه‌ها بر اساس مشخصات مخزن انجام می‌شود. هدف اصلی، تخلیه مخزن با حداقل هزینه می‌باشد. اگر چه امروزه از روش‌های مختلف فرازآوری مصنوعی در صنعت استفاده می‌شود ولی فرازآوری با گاز تنها روشی است که به روش طبیعی برداشت نفت از مخزن شبیه است. فرازآوری با گاز فرآیندی است که نفت یا سیال موجود در ستون چاه از طریق تزریق گاز پرفشار در آن، به سطح زمین رانده می‌شود. فرازآوری با گاز نوعی از فرازآوری می‌باشد که شباهت زیادی با فرآیند جریان طبیعی چاه دارد. این سامانه می‌تواند به‌عنوان ادامه روند جریان طبیعی در نظر گرفته شود. در تولید با جریان طبیعی چاه با حرکت سیال به طرف بالا، فشار سیال کاهش یافته و سبب آزاد شدن گاز محلول از سیال می‌گردد. گاز آزاد که سبک‌تر از سیال چاه بوده و فضای بیشتری را در لوله تولیدی اشغال می‌کند، گرادیان مجموعه (دو فاز) را کاهش داده که برآیند آن باعث کاهش وزن ستون سیال می‌گردد. این کاهش وزن باعث به وجود آمدن اختلاف فشار بیشتر بین مخزن و جداره چاه شده و منجر به تولید سیال از چاه به سطح زمین می‌گردد؛ بنابراین در روش فرازآوری با گاز، از تزریق گاز پرفشار برای بالا آوردن نفت یا سیال موجود در چاه استفاده می‌کنند. در این روش فشار مخزن آن قدر است که ستون نفت یا سیال را تا ارتفاع معینی در چاه بالا می‌آورد، این ارتفاع، ارتفاع استاتیکی نفت نام‌گذاری می‌شود. با تزریق گاز در چاه (ستون نفت) فشار هیدرو استاتیکی وارد بر ته چاه توسط این ستون، کاهش می‌یابد، زیرا نفت توسط گاز، رانده شده و هم‌زمان چگالی ستون نفت کاهش یافته و در نتیجه نفت مجدداً شروع به حرکت می‌کند [۵ و ۶]. برای تأسیسات فرازآوری با گاز نیاز به کمپرسورهای گاز و شیرهای گاز است. فرازآوری با گاز تقریباً برای تمام چاه‌های نفت مناسب است. از روش فرازآوری با گاز برای زنده کردن چاه‌هایی که به‌طور طبیعی جریان می‌یابند استفاده می‌شود [۷]. نکته مهم که در طراحی سامانه‌های فرازآوری با گاز باید مورد توجه قرار داد: (۱) تزریق گاز در حداکثر عمق ممکن به درون لوله مغزی

تزریق گردد (۲) یک مقدار گاز تزریقی بهینه وجود داشته باشد که منجر به انتقال سیال به‌صورت اقتصادی از ته‌چاه به سرچاه گردد. یکی از موضوعات مهم در فرازآوری با گاز بررسی جریان چندفازی در چاه است. الگوهای جریان در خطوط لوله عمودی به‌صورت جریان حبابی، لخته‌ای، جریان کف‌آلود، قطره‌ای و حلقوی می‌باشد. (شکل ۱) انواع رژیم‌های جریان دوفازی گاز و مایع که در یک مسیر عمودی مانند یک چاه نفتی در طول فرازآوری با گاز رخ دهد را نشان می‌دهد؛ بنابراین عملیات فرازآوری با گاز می‌تواند از طریق تغییر الگوی رژیم جریان گاز تزریقی به سه شیوه می‌تواند سیال را به سرچاه منتقل کند (شکل ۲) [۱۳]: (۱) کاهش چگالی سیال در بالای نقطه تزریق (۲) مقداری از گاز تزریقی به شکل محلول و بقیه به‌صورت حباب تغییر فاز می‌دهند و زمانی که سیالات از طریق لوله مغزی به سطح منتقل می‌شوند به علت کاهش فشار هیدرو استاتیک این حباب‌های گازی شکل منبسط می‌شوند (جریان حبابی). (۳) حباب‌های گاز به هم می‌پیوندند و باعث تشکیل حباب‌های بزرگ‌تر در لوله مغزی می‌شوند و در نهایت این حباب‌های بزرگ لخته‌های مایع را به سطح منتقل می‌کنند (جریان لخته‌ای). مقدسی و پیدایش با استفاده از اطلاعات چاه و به‌وسیله‌ی داده‌های آزمایش فشار استاتیک و جریان‌ی و داده‌های تولید فعلی با نرم‌افزار PIPESIM اثر استفاده از لوله مغزی، فرازآوری با گاز و نصب پمپ الکتریکی شناور بر میزان دبی تولید و فشار جریان‌ی سرچاهی شبیه‌سازی و بررسی، سپس بهترین روش فرازآوری برای چاه مورد مطالعه، انتخاب نموده است در نهایت نصب پمپ الکتریکی شناور پیشنهاد کرده‌اند [۸]. خویشوند و خامه چی نگاهی به گام‌های مختلف حل مسائل، شامل اثر نرخ تزریق گاز بر میزان سیال تولیدی، تعیین منحنی عملکرد فرازآوری با گاز و تعیین تابع هدف و روش حل بررسی نمودند [۹ و ۱۰]. عادل زاده و بهپور، یکی از میادین جنوب ایران را که در مرحله کاهش فشار و افت تولید قرار داشت با تغییر در اندازه لوله مغزی و استفاده از سامانه فرازآوری با گاز و به کار بردن پمپ‌های درون چاهی مورد بررسی قرار دادند. با توجه به هزینه زیاد پمپ‌های درون چاهی، استفاده از سامانه فرازآوری با گاز نسبت به نصب پمپ درون چاهی در میدان مورد نظر اولویت دارد [۱۱]. در شرکت نفتی آمارادا جهت افزایش تولید از چاه‌های نفت به‌جای استفاده از سامانه فرازآوری با گاز، قطر لوله عمودی تغییر یافت تا افزایش درصد آب‌شور موجب پس افتادگی و سنگینی مایع و در نتیجه بستن چاه نشود. آن‌ها قطر را از ۵ اینچ به ۲،۵ اینچ و سپس به ۲،۵ و در آخر به ۰،۷۵

کاهش دادند. به این نتیجه رسیدند که قطری وجود دارد که باعث کاهش جریان می‌شود نتایج این آزمایش در قیاس با بهینه‌سازی سامانه فراآوری با گاز که یک مقدار بهینه گاز برای حداکثر تولید نفت ضروری است، قابل توجه است. در نتیجه بهینه‌سازی با تغییر قطر لوله و در سامانه فراآوری با گاز با تغییر در میزان تزریق گاز صورت پذیرفت [۱۲].



شکل ۱: انواع رژیم‌های جریان دوفازی مایع و گاز به وجود آمده در یک مسیر عمودی مانند یک چاه نفتی



شکل ۲: روش کاهش وزن ستون سیال به علت تزریق گاز و تغییر رژیم جریانی در طول عملیات فراآوری با گاز [۱۳]

۲. روش کار انجام شده در این پژوهش

نرم‌افزار PIPESIM یکی از محصولات شرکت سرویس دهنده نفتی شلمبرژه می‌باشد که کاربرد آن در زمینه شبیه‌سازی انواع چاه‌ها و تأسیسات سطح الارضی و محاسبات پیچیده‌ی خواص سیالات می‌باشد. ساخت اولیه این نرم‌افزار در سال ۱۹۸۵ میلادی توسط یک شرکت مشاور نفتی به نام بیکر جاردین صورت گرفت. سپس با



سرمایه‌گذاری شرکت شلمبرژه و بازنگری اطلاعات علمی و تحقیقاتی در آوریل سال ۲۰۰۱ میلادی به صورت رایانه‌ای به بازار عرضه شد. انواع سامانه‌های قابل آنالیز توسط نرم‌افزار شامل بررسی عملکرد چاه‌ها^۱، طراحی سامانه‌های خط لوله و تأسیسات سطح الارضی^۲، طراحی شبکه‌های چاه‌ها و تجهیزات جانبی^۳ و بهینه‌سازی فرآیندهای بهره‌برداری^۴ می‌باشد. قابلیت‌های نرم‌افزار شامل بررسی روش‌های فرازآوری مصنوعی، طراحی فرازآوری با گاز، طراحی پمپ‌های درون چاهی، رسم نمودارهای تولید چاه و آنالیز سامانه‌ها می‌باشد [۱۴]. ۱.

۳. معرفی میدان مورد مطالعه

میدان نفتی اهواز یکی از بزرگترین میدان نفتی ایران است که در جنوب غربی ایران واقع می‌باشد. این میدان در سال ۱۳۳۷ با حفر چاه شماره ۶ اهواز کشف گردید. در حال حاضر ظرفیت تولید نفت خام میدان اهواز به‌طور میانگین معادل ۸۰۰ هزار بشکه در روز و میزان تولید گاز آن (گاز همراه نفت) بیش از ۱۳ میلیون مترمکعب در روز می‌باشد (غیر از زمان تحریم). حجم ذخیره در جای نفت خام این میدان بیش از ۶۵ میلیارد بشکه برآورد می‌شود که به‌طور میانگین، در حدود ۳۷ میلیارد بشکه از آن قابل برداشت می‌باشد. طول این میدان ۶۷ کیلومتر و عرض آن در حدود ۶ کیلومتر است.

۳-۱. معرفی مخزن بنگستان

مخزن بنگستان میدان نفتی اهواز تقریباً در عمق ۳۰۰۰ متری از سطح دریا قرار دارد، که سازندهای ایلام و سروک در این مخزن، حاوی ذخایر هیدروکربوری قابل توجه می‌باشند. مخزن بنگستان میدان اهواز در سال ۱۳۳۷ کشف گردید و بهره‌برداری از آن در سال ۱۳۵۰ آغاز شد. حجم ذخیره در جای اولیه نفت خام مخزن بنگستان اهواز در حدود ۳۷/۲ میلیارد بشکه برآورد می‌شود. با توجه به نقش مخزن بنگستان میدان اهواز، پس از پایان جنگ ایران و عراق، حجم بسیار بالایی از فعالیت‌های حفاری چاه‌های جدید، بر روی این مخزن متمرکز شد و از سال ۱۳۵۸ تا ۱۳۸۳ با حفاری ۹۶ حلقه چاه جدید، مجموع چاه‌های تکمیلی در مخزن بنگستان اهواز، به ۱۵۰ حلقه رسید. تا سال ۱۳۹۴ در مجموع شمار ۲۲۱ حلقه چاه نفت در بنگستان اهواز حفاری و تکمیل شده است و هم‌اکنون

با ۱۸۲ حلقه چاه فعال تولیدی، ظرفیت تولید بنگستان اهواز با سه واحد بهره‌برداری و سه کارخانه نمک‌زدایی، به حدود ۱۸۰ هزار بشکه در روز افزایش یافته است.

۲-۳. چاه اهواز-A

با توجه به تکمیل این چاه در مخزن سازند ب، محدودیتی که در آینده میزان تولید این چاه را تحت تأثیر قرار می‌دهد، فشار متوسط مخزن می‌باشد. در ابتدای امر چاه مورد نظر با توجه به خصوصیات مخزنی و سیالاتی در شبیه‌ساز چندفازی جریان پایدار پایسیسم شبیه‌سازی شد و سپس حساسیت سنجی بر روی پارامترهایی که بر میزان تولید تأثیرگذار هستند، صورت می‌گیرد. خصوصیاتی که برای مدل‌سازی مورد استفاده قرار می‌گیرد در (جدول ۱) آمده است. طرح چاه مورد مطالعه در (شکل ۳) نشان داده شده است.

جدول ۱: مشخصات سیال مخزنی چاه اهواز-A

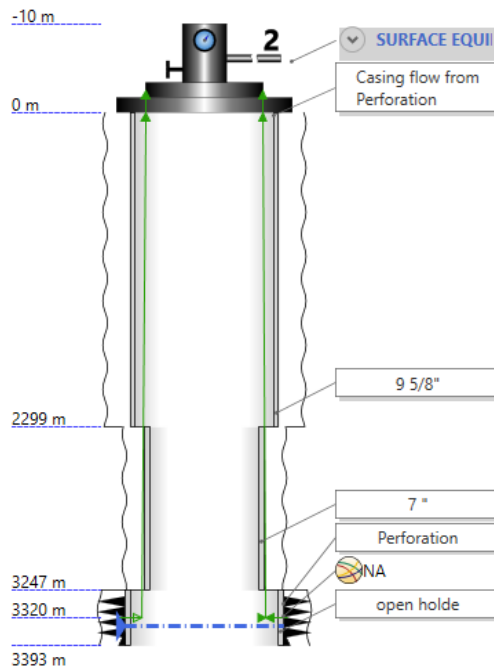
میزان	پارامترها
۲۲۰	دمای مخزن °F
۱۰۰	دمای سیال سر چاه
۲۱	شاخص سبکی سیال °API
۴۲۰	نسبت گاز به نفت scf/stb
۰٫۹	وزن مخصوص گاز
۱/۰۹	وزن مخصوص آب همراه
۰٫۵	آب همراه جریانی %
۴۲۰۰	فشار استاتیک ته چاه Psig
۱۰۸۸٫۵	نرخ جریان فعلی چاه
۳۶	اندازه کاهنده اینچ ۱/۶۴
۳۴۲۰	عمق نهایی چاه متر حفار
۲٫۱	شاخص تولید
۲	ضریب انتقال حرارت کلی (در چاه) Btu/hr.F.ft ²
۱۳۳۲۴	طول خط لوله تولیدی (متر)
۸۵	فشار جداکننده مرحله دوم بهره‌برداری (پام)

1. Well Performance
2. Pipeline and Facilities
3. Network Analysis
4. Production Optimization

هگدرون و براون می‌باشند (شکل ۴ و ۵)؛ زیرا در این مدل‌ها الگوی جریان و لغزش بین فازها در نظر گرفته می‌شوند و به واقعیت نزدیک‌تر هستند؛ و برای جریان دوفازی روش هگدرون و براون در خطوط لوله عمودی و چاه نتایج دقیق‌تر و قابل‌اعتمادتری نسبت به روش‌ها ارائه می‌کند. در (جدول ۲) اطلاعات مربوط به سایر آزمایش‌های ممیزی فشار جریانی در عمق‌های مختلف آورده شده است.

جدول ۲: داده‌های آزمایش ممیزی فشار جریانی

عمق (فوت زیر سطح دریا)	فشار (پام)
۸۶	۲۶۲
۲۰۰۰	۵۶۲
۴۰۰۰	۱۰۹۰
۶۰۰۰	۱۷۱۱
۷۴۰۰	۲۱۶۷
۷۵۰۰	۲۲۰۲
۷۶۰۰	۲۲۳۵
۷۷۰۰	۲۲۶۸
۸۰۰۰	۲۳۶۸
۹۰۰۰	۲۶۹۹
۱۰۰۰۰	۳۰۲۸
۱۰۵۰۰	۳۱۹۳



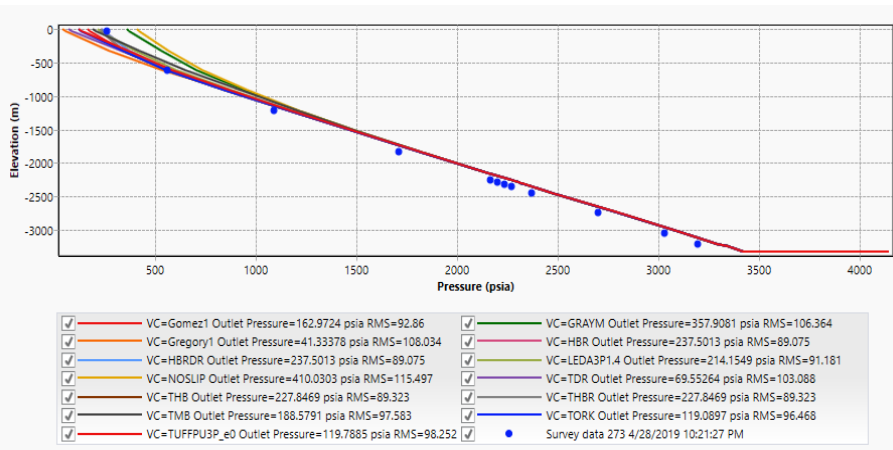
شکل ۳: طرح درون چاهی اهواز - A در نرم‌افزار پایپسیم

۴. بحث و نتایج

۴-۱. برازش رابطه تجربی محاسبات چند فازی

با توجه به اطلاعاتی که از آزمایش ممیزی فشار جریانی این چاه در دسترس است، سعی گردید که نتایج آن با نتایج مدل‌های چند فازی مقایسه و سپس بهترین مدل انتخاب و در نهایت دو پارامتر ضریب اصطکاک و ضریب پسماند برازش شود تا مدل به واقعیت نزدیک‌تر گردد. برای چاه یا لوله‌های عمودی بهترین مدل‌های موجود بگنز و بریل، دانز و روز و

شکل ۴: نحوه وارد نمودن اطلاعات برای برازش در نرم‌افزار پایپسیم



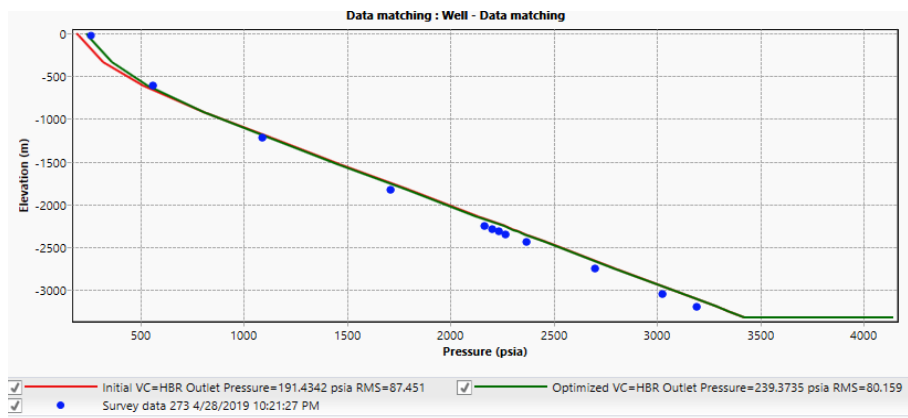
شکل ۵: مقایسه روابط تجربی محاسبات دوفازی با داده‌های میدانی چاه اهواز - A

با توجه به این که نمودارهای بالا برای محاسبه فشار نسبی خطا داده‌های آزمایش ممیزی فشار جریان و روابط هم‌پوشانی دارند، در نتیجه برای مشاهده بهتر میانگین مربع تجربی چند فازی می‌توان به صورت (جدول ۳) نشان داد.

جدول ۳: مقایسه روابط تجربی محاسبات دوفازی با داده‌های میدانی چاه اهواز - A

Vertical multiphase correlation	Initial pressure RMS	Initial temperature RMS	Initial holdup RMS	Initial total RMS	Status	Select
1 Beggs & Brill Revised	0	0	0	0	Unconverged	<input type="checkbox"/>
2 Beggs & Brill [Tulsa (Legacy 1989)]	0	0	0	0	Unconverged	<input type="checkbox"/>
3 Hagedorn & Brown	89.074998	0	0	89.074998	Converged	<input type="checkbox"/>
4 Hagedorn & Brown, Duns & Ros m...	89.074998	0	0	89.074998	Converged	<input type="checkbox"/>
5 Hagedorn & Brown (Original) [Tuls...	89.322762	0	0	89.322762	Converged	<input type="checkbox"/>
6 Hagedorn & Brown (Revised) [Tuls...	89.322762	0	0	89.322762	Converged	<input type="checkbox"/>
7 LedaFlow v. 1.4 3-Phase	91.180935	0	0	91.180935	Converged	<input type="checkbox"/>
8 Gomez	92.859641	0	0	92.859641	Converged	<input type="checkbox"/>
9 Orkiszewski [Tulsa (Legacy 1989)]	96.467826	0	0	96.467826	Converged	<input type="checkbox"/>
10 Mukherjee & Brill [Tulsa (Legacy 1...	97.583195	0	0	97.583195	Converged	<input type="checkbox"/>
11 TUFFP v. 2011.1 3-Phase (default)	98.251763	0	0	98.251763	Converged	<input type="checkbox"/>
12 Duns & Ros [Tulsa (Legacy 1989)]	103.088296	0	0	103.088296	Converged	<input type="checkbox"/>
13 Gray (modified)	106.364392	0	0	106.364392	Converged	<input type="checkbox"/>
14 Gregory	108.033656	0	0	108.033656	Converged	<input type="checkbox"/>
15 No Slip Assumption	115.496735	0	0	115.496735	Converged	<input type="checkbox"/>

همان‌طور که در (شکل ۲) نشان داده شده است بهترین میانگین مربع نسبی خطا را کاهش داد از برازش پارامترهای رابطه که دارای میانگین مربع نسبی خطا کم‌تری می‌باشد رابطه هگدرن و براون (رابطه ۱ و ۲) در (جدول ۳) در حل عددی همگرا نشده‌اند می‌باشد. برای اینکه بتوان میزان ضریب اصطکاک و ضریب پسماند عمودی و ضریب انتقال حرارت کلی استفاده می‌کنیم که نتایج آن در (شکل ۶) ارائه شده است.



شکل ۶: برازش پارامترهای رابطه تجربی هگدرن و براون با داده‌های میدانی چاه اهواز - A

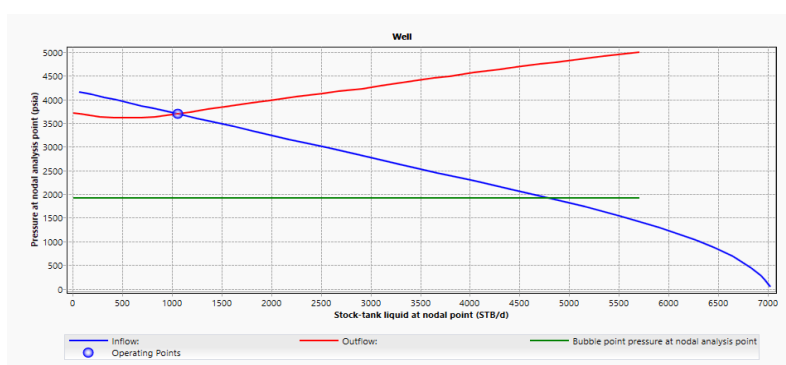
در (شکل ۶) میزان میانگین مربع نسبی خطا تغییر زیادی نکرده است ولی میزان فشار جریان سرچاهی به واقعیت نزدیکتر شده است. همچنین توجه شود که خط لوله تولیدی این چاه به این صورت است که به اندازه ۴۷۹۲ متر دارای قطر ۶ اینچ و ۸۵۳۲ متر نیز دارای قطر ۸ اینچ می باشد؛ و در نهایت گره انتهایی که جداکننده مرحله دوم واحد بهره برداری ۸۵ پام فشار در نظر گرفته می شود.

۴-۲. انتخاب مدل کاهنده

در این بخش با توجه به میزان جریانی که به سمت مرحله دوم واحد بهره برداری می رود، بهترین مدلی که می تواند بیان کننده رابطه چوک باشد به دست می آید (جدول ۴). مطابق

جدول ۴: میزان جریان محاسبه شده بر اساس مدل های چوک نرم افزار

رابطه	میزان جریان محاسبه شده
اچانگ	۱۰۴۶,۱۲
رز	۸۸۷,۵
بکسندل	۹۴۵
مکانیستیک	۸۱۲
گیلبرت	۸۰۰

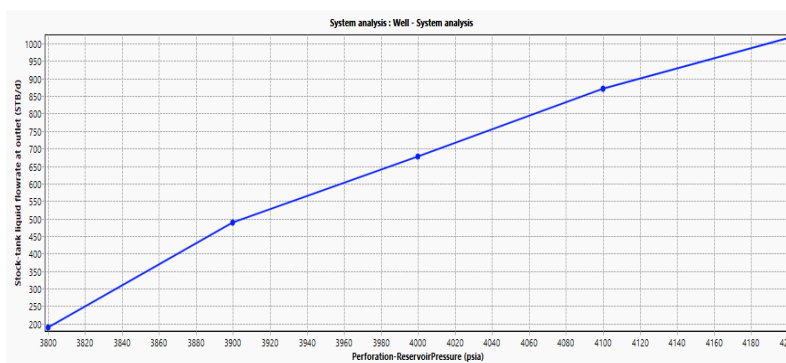


شکل ۷: نمودار IPR و TPR مربوط به چاه اهواز-A

فرآیند تولید از مخزن بنگستان میدان اهواز عبارتند از افزایش میزان برش آب تولیدی، کاهش فشار متوسط مخزن (به طور متوسط ۴۰ پام در سال) و کاهش شاخص بهره دهی چاه بر اثر افزایش ضریب پوسته می باشند؛ بنابراین در این تحقیق سعی گردید که بر روی چاه مذکور پارامترهای اساسی حساسیت سنجی انجام گیرد و نتایج آن به صورت نمودارهای واضح و قابل درک ارائه گردد. توجه شود که این چاه به دلیل پایین بودن فشار جریانی سر چاهی به سمت مرحله دوم بهره برداری که دارای فشار ۸۵ پام است، هدایت می شود (شکل ۸ و ۹).

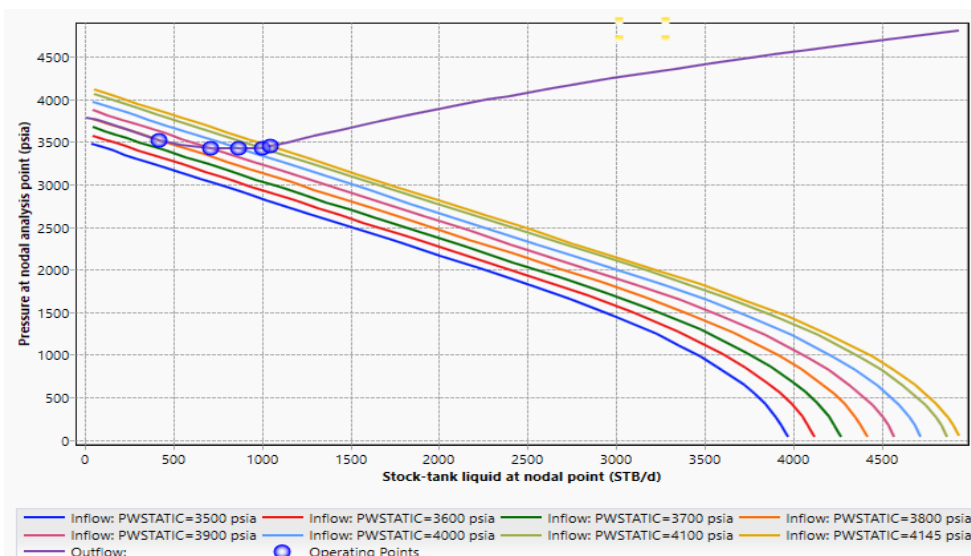
۴-۳. آنالیز حساسیت پارامترهای کلیدی تولید از چاه اهواز-A

همان طور که قبلاً ذکر شد، چاه مورد مطالعه چاهی است تکمیلی در مخزن بنگستان و شرق میدان اهواز می باشد. برای رسیدن به تولید برنامه شده این میدان، در صورت تأمین امکانات لازم از قبیل حفاری و تعمیر بهینه چاهها در مواقع لزوم، تأمین سامانه های فراآوری سطح الارضی (پمپ های چند فاز) تحت الارضی (پمپ های درون چاهی و فراآوری مصنوعی با استفاده از تزریق گاز) و تأمین فناوری های انگیزشی چاهها از قبیل لایه شکاف هیدرولیکی می باشد. چالش هایی موجود در



شکل ۸: آنالیز حساسیت فشار مخزن ب تا ۱۰ سال آینده و تأثیر آن بر روی تولید





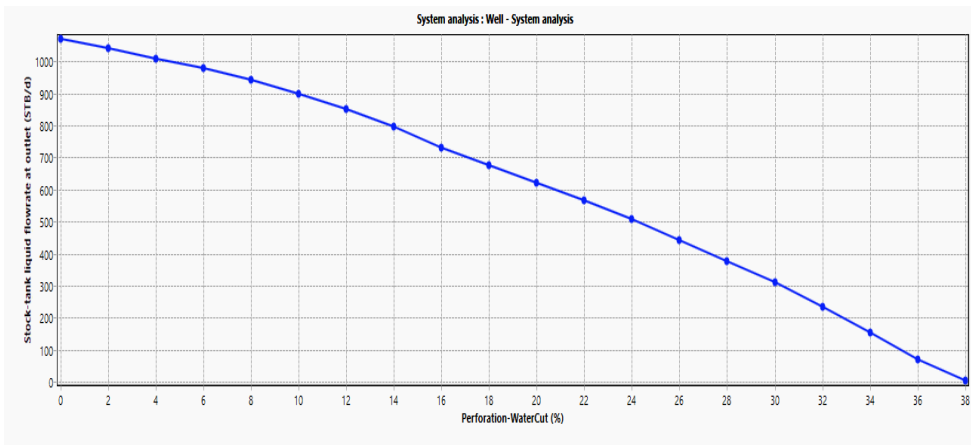
شکل ۹: نمودار IPR و TPR مربوط به آنالیز حساسیت فشار مخزن چاه اهواز - A

جدول ۵: نتایج نمودار IPR و TPR مربوط به آنالیز حساسیت فشار مخزن چاه اهواز - A

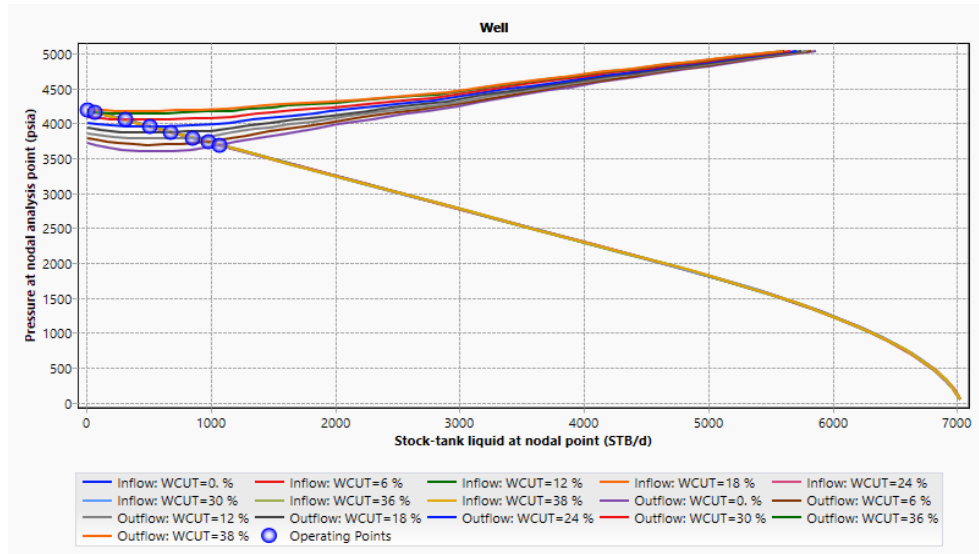
Case	Flowrate (sbbl/day)
1	UNCONVERGED PWSTATIC=3500 psia Flowrate=46.64179 sbbl/day
2	UNCONVERGED PWSTATIC=3600 psia Flowrate=47.37899 sbbl/day
3	UNCONVERGED PWSTATIC=3700 psia Flowrate=.1006297 sbbl/day
4	PWSTATIC=3800 psia Flowrate=385.3513 sbbl/day
5	PWSTATIC=3900 psia Flowrate=598.5602 sbbl/day
6	PWSTATIC=4000 psia Flowrate=791.1608 sbbl/day
7	PWSTATIC=4100 psia Flowrate=938.1796 sbbl/day
8	PWSTATIC=4200 psia Flowrate=1062.313 sbbl/day

مخزن، برای درصد برش آب بالاتر، میزان تولید به شدت تحت تأثیر قرار می‌گیرد. همان‌طور که در نمودار زیر مشخص است در صورتی که درصد آب از مقدار ۳۸ درصد بیشتر گردد، نفتی از چاه تولید نخواهد شد (شکل‌های ۱۰ و ۱۱).

همان‌طور که از (شکل‌های ۸ و ۹) مشخص است در صورت کاهش فشار به زیر ۳۸۰۰ پام، مخزن دیگر توانایی تولید و فشار لازم برای هدایت به سمت مرحله دوم بهره‌برداری را نخواهد داشت. همچنین از طریق آنالیز حساسیت با ثابت قرار دادن فشار ۴۲۰۰ پام



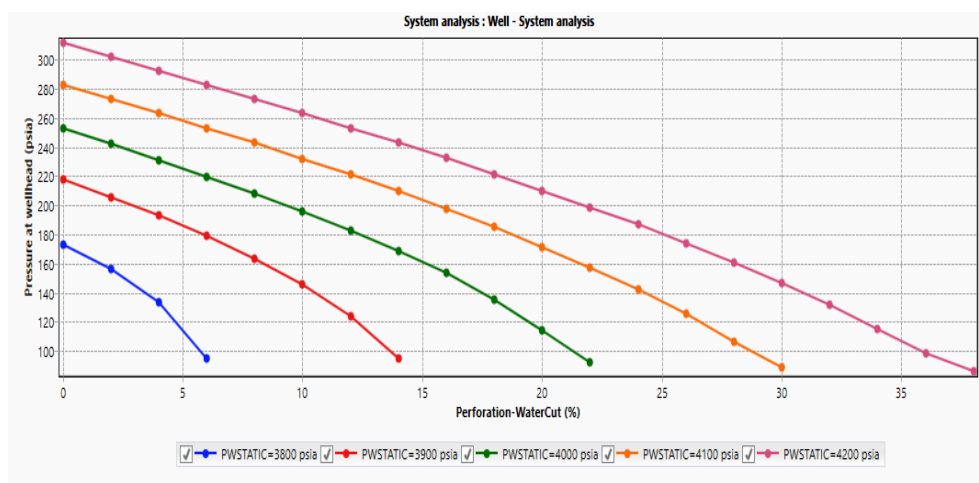
شکل ۱۰: آنالیز حساسیت برش آب مخزن بنگستان و تأثیر آن بر روی تولید



شکل ۱۱: نمودار IPR و TPR مربوط به آنالیز حساسیت برش آب چاه اهواز - A

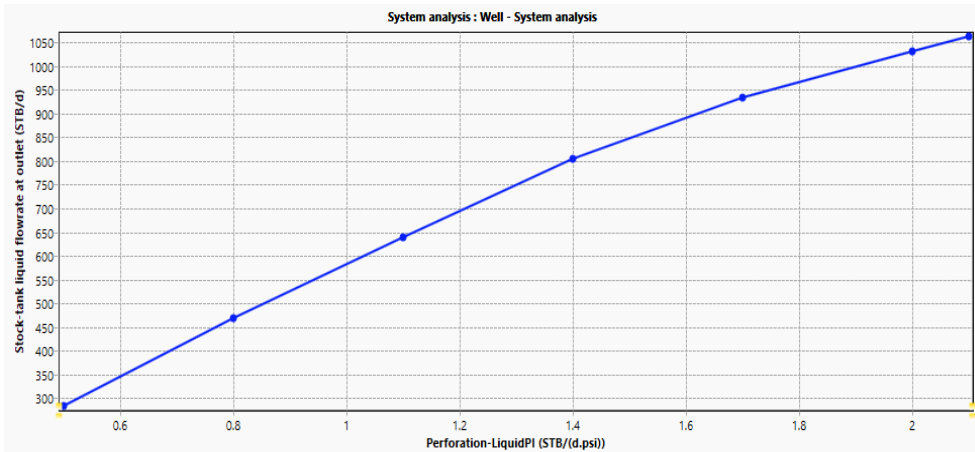
جدول ۶: نتایج نمودار IPR و TPR مربوط به آنالیز حساسیت برش آب چاه اهواز - A

Operating point	ST Liq. at NA STB/d	P at NA
		psia
1	WCUT=0. % Flowrate=1069.675 sbbl/day	3690.631
2	WCUT=6 % Flowrate=976.6548 sbbl/day	3734.926
3	WCUT=12 % Flowrate=850.2634 sbbl/day	3795.113
4	WCUT=18 % Flowrate=675.1067 sbbl/day	3878.521
5	WCUT=24 % Flowrate=504.7312 sbbl/day	3959.652
6	WCUT=30 % Flowrate=307.9688 sbbl/day	4053.348
7	WCUT=36 % Flowrate=68.44443 sbbl/day	4167.407
8	WCUT=38 % Flowrate=5.093279 sbbl/day	4197.575

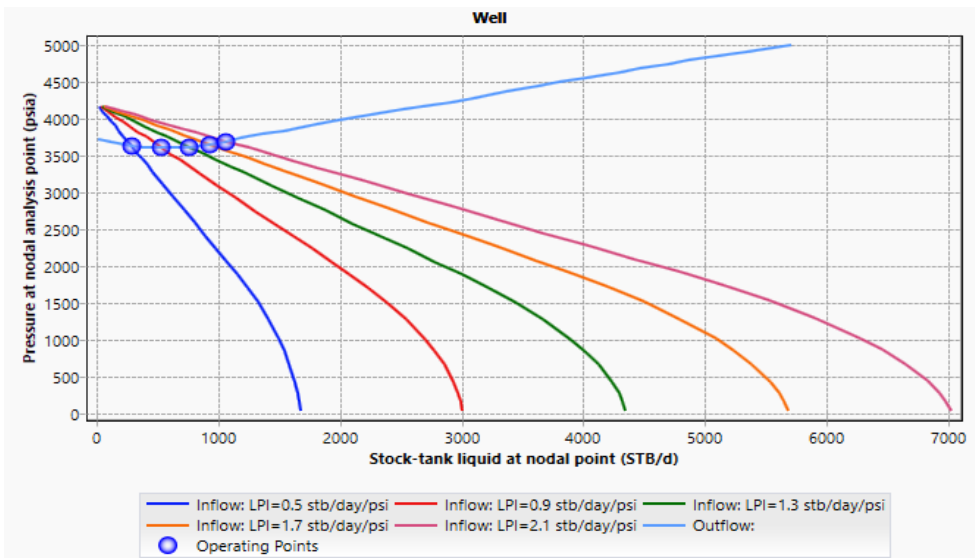


شکل ۱۲: فشار جریان چاه نسبت به افت فشار مخزن در میزان صفر تا ۳۸ درصد برش آب

پدیده دیگری که در تمام چاه‌های نفتی ممکن است روی دهد و سبب ایجاد مشکلاتی در تولید نفت می‌گردد، اثر پوسته و در پی آن کاهش شاخص بهره‌دهی چاه می‌باشد. در نتیجه لازم است که در این بخش آنالیز حساسیت بر روی این پارامتر مهم نیز صورت گرفت (شکل‌های ۱۳ و ۱۴).



شکل ۱۳: آنالیز حساسیت شاخص بهره‌دهی چاه و تأثیر آن بر روی تولید



شکل ۱۴: نمودار IPR و TPR مربوط به آنالیز حساسیت شاخص بهره‌دهی چاه اهواز A-

جدول ۷: نتایج نمودار IPR و TPR مربوط به آنالیز حساسیت برش آب چاه اهواز A-

Operating point	ST Liq. at NA	P at NA
	STB/d	psia
1 LPI=0.5 stb/day/psi Flowrate=284.1881 sbbl/day	284.1881	3631.624
2 LPI=0.9 stb/day/psi Flowrate=527.8844 sbbl/day	527.8844	3613.462
3 LPI=1.3 stb/day/psi Flowrate=755.9795 sbbl/day	755.9795	3618.477
4 LPI=1.7 stb/day/psi Flowrate=932.2997 sbbl/day	932.2997	3651.588
5 LPI=2.1 stb/day/psi Flowrate=1061.728 sbbl/day	1061.728	3694.415

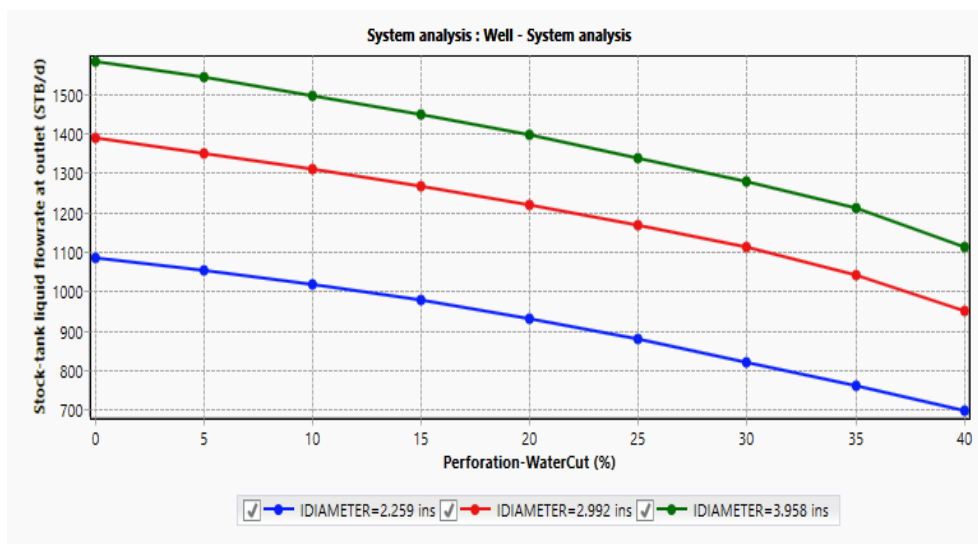
۴-۴. بهینه‌سازی تولید با استفاده از نصب لوله مغزی با قطر و عمق مناسب و تأثیر آن بر روی فشار سرچاهی و دبی تولیدی یکی از راه‌حل‌هایی برای زمانی که با شرایط نامناسبی همانند افزایش درصد آب و کاهش فشار مخزن با آن مواجه می‌شویم اضافه کردن لوله مغزی و تعیین عمق و قطر بهینه برای آن می‌باشد که با استفاده از آن می‌توان میزان

نمودار بالا نشان می‌دهد در صورتی که برنامه اسید کاری ماتریکس توسط هیدروکلرودریک اسید (با توجه به کربناته بودن جنس سازند ب) و یا شکستگی هیدرولیکی (با توجه به کم بودن تراوایی مخزن بنگستان گزینه بهتری نسبت به اسید کاری گسترده می‌باشد) بر روی سازند تولیدی چاه صورت گیرد. در نتیجه می‌توان تولید بهتری از این چاه با توجه به نمودار آنالیز حساسیت انتظار داشت.

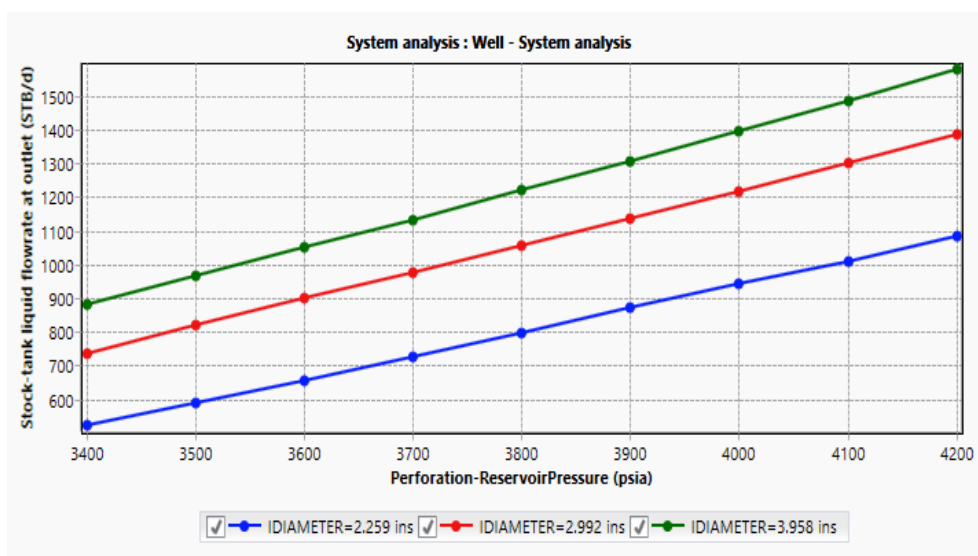
تولید در شرایط مختلف را ارزیابی کرد. نمودارهای حاصل از شبیه‌سازی برای سه عمق ۱۵۰۰، ۲۰۰۰، ۲۵۰۰ متر زیر سطح دریا در (شکل‌های ۱۳ تا ۱۵) ارائه شده است. توجه کنید که از آنجائی که هدف بهبود تولید با استفاده از رشته مغزی‌های مورد بررسی را نشان می‌دهد. لوله مغزی می‌باشد؛ در نتیجه در مناطق نفت خیز جنوب اغلب برای سازند بنگستان از طول ۱۵۰۰ متر برای استفاده شده است (شکل‌های ۱۴ و ۱۵). (جدول ۸) خصوصیات لوله مغزی‌های مورد بررسی را نشان می‌دهد.

جدول ۸: مشخصات لوله مغزی‌های بررسی شده

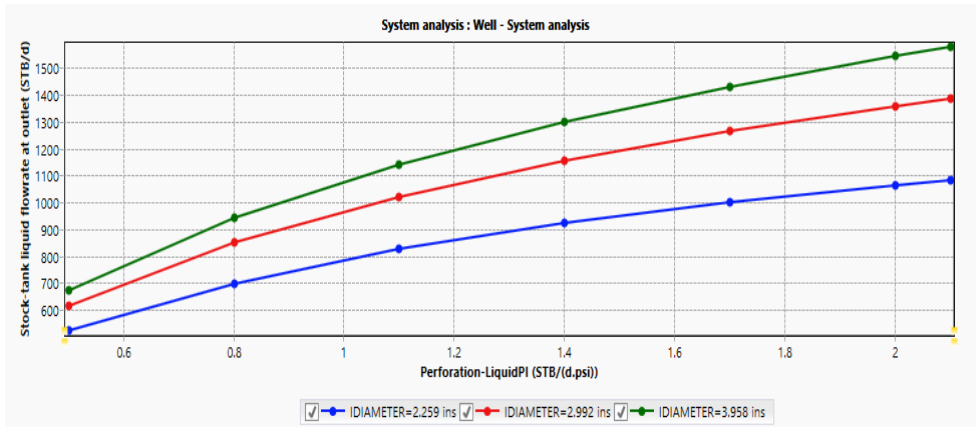
قطر خارجی (in)	قطر داخلی (in)	ضخامت (in)	زبری (in)
۲ ۷/۸	۲,۲۵۹	۰,۳۰۸	۰,۰۰۱
۳ ۱/۲	۲,۹۹۲	۰,۲۸۹	۰,۰۰۱
۴ ۱/۲	۳,۹۵۸	۰,۲۷۱	۰,۰۰۱



شکل ۱۵: آنالیز حساسیت برش آب و تأثیر آن بر روی تولید از لوله مغزی در عمق ۱۵۰۰ متری

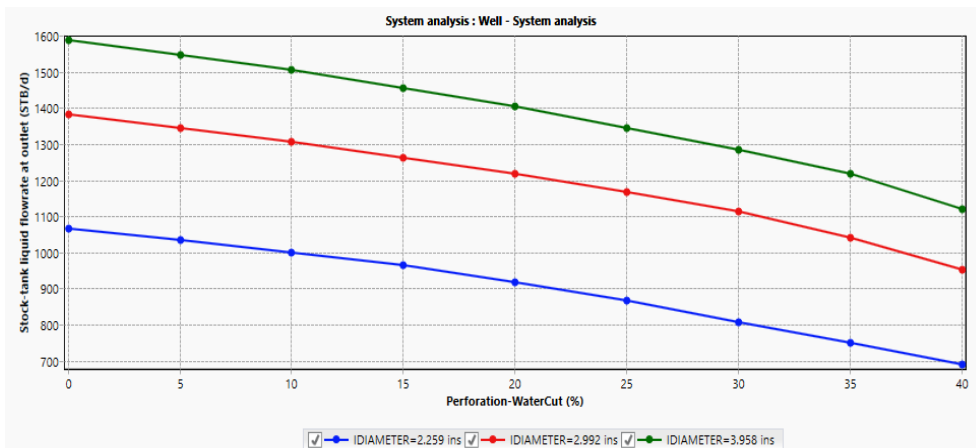


شکل ۱۶: آنالیز حساسیت فشار مخزن و تأثیر آن بر روی تولید از لوله مغزی در عمق ۱۵۰۰ متری

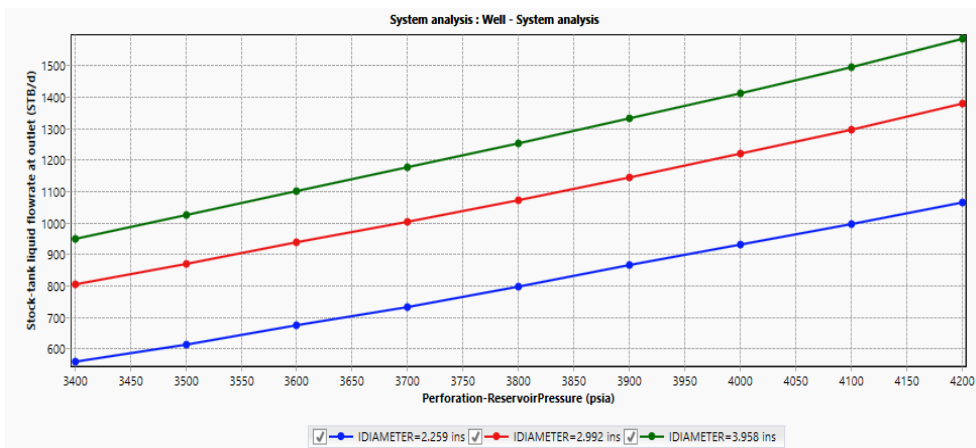


شکل ۱۷: آنالیز حساسیت شاخص بهره‌دهی و تأثیر آن بر روی تولید از لوله مغزی در عمق ۱۵۰۰ متری

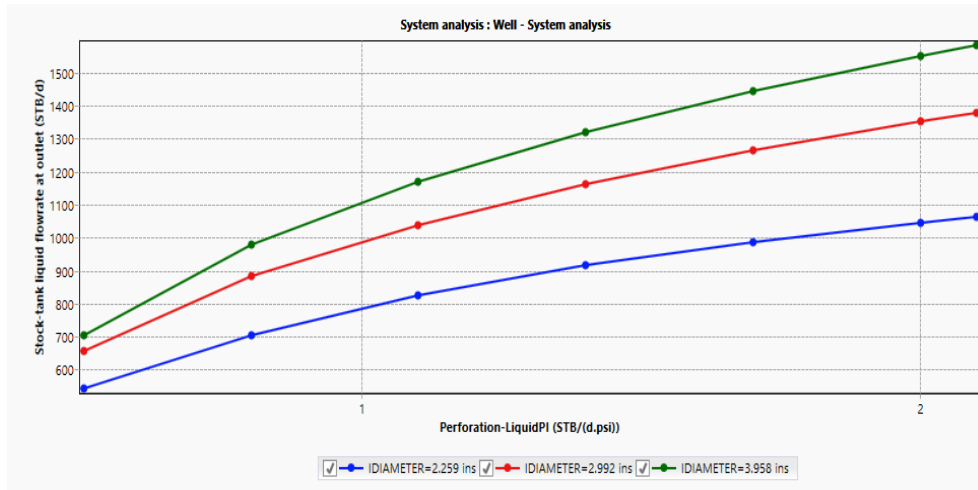
همان‌طور که از (شکل ۱۶) مشخص است برای لوله‌های مغزی مدل شده در نرم‌افزار، توانایی تولید چاه به دلیل افزایش سرعت گاز و تنش برشی بین فازی بالا و فرآزآوری مناسب نسبت به لوله افزایش می‌یابد. بر اساس نمودارهای ۱۳ تا ۲۰ بهترین لوله مغزی ۴ ۱/۲" اینچ برای تولید تا عمق ۱۵۰۰ متری می‌باشد. البته دو لوله مغزی کوچک‌تر نیز توانایی تولید در برش آب تا ۴۰ درصد را دارند. در حالی که برای سناریو بدون لوله مغزی تا ۳۸ درصد بیشتر نمی‌توان تولید نمود و همچنین بدون لوله مغزی برای فشارهای پایین‌تر از ۳۸۰۰ پام چاه توانایی تولید ندارد ولی با استفاده از لوله مغزی می‌توان از چاه با فشار ۳۴۰۰ پام نیز تولید نمود. لیکن به دلیل افزایش تولید، لوله مغزی بزرگ‌تر ارجحیت دارد.



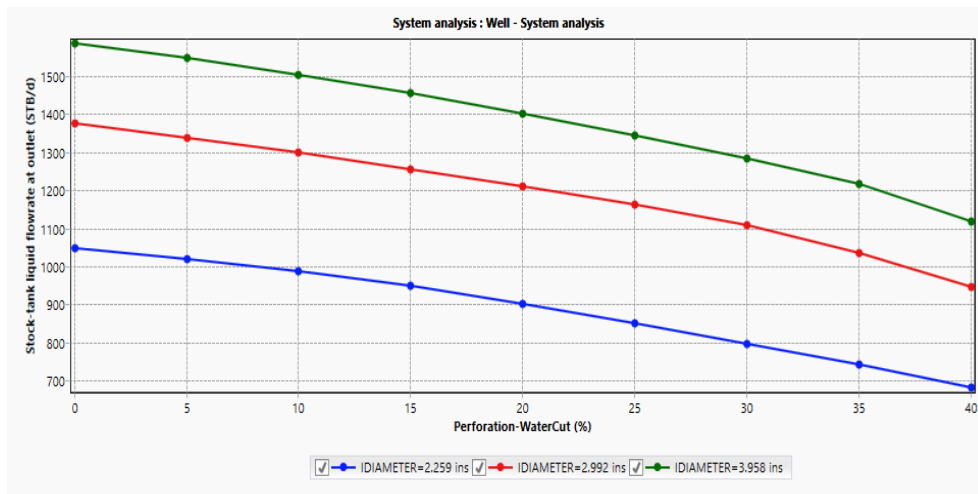
شکل ۱۸: آنالیز حساسیت برش آب و تأثیر آن بر روی تولید از لوله مغزی در عمق ۲۰۰۰ متری



شکل ۱۹: آنالیز حساسیت فشار مخزن و تأثیر آن بر روی تولید از لوله مغزی در عمق ۲۰۰۰ متری



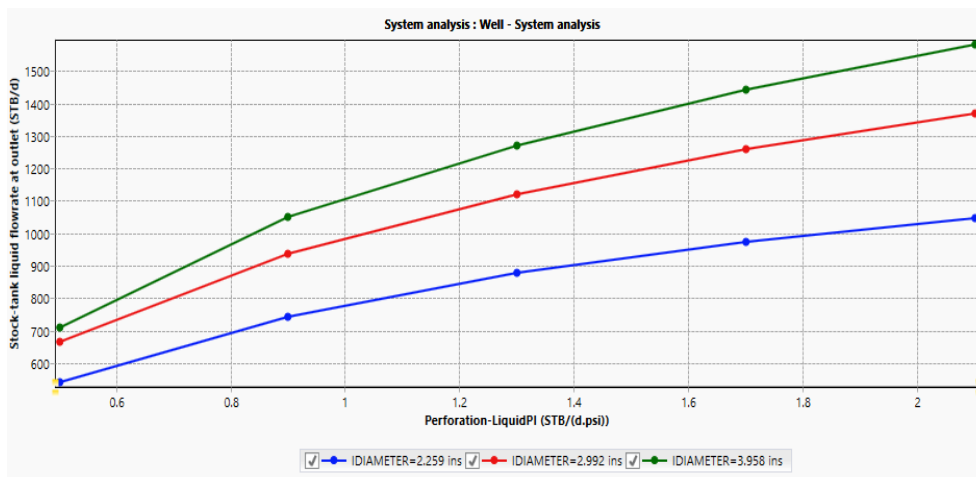
شکل ۲۰: آنالیز حساسیت شاخص بهره‌دهی و تأثیر آن بر روی تولید از لوله مغزی در عمق ۲۰۰۰ متری



شکل ۲۱: آنالیز حساسیت برش آب و تأثیر آن بر روی تولید از لوله مغزی در عمق ۲۵۰۰ متری



شکل ۲۲: آنالیز حساسیت فشار مخزن و تأثیر آن بر روی تولید از لوله مغزی در عمق ۲۵۰۰ متری



شکل ۲۳: آنالیز حساسیت شاخص بهره‌دهی و تأثیر آن بر روی تولید از لوله مغزی در عمق ۲۵۰۰ متری

۵. نتیجه‌گیری

در صورتی که تولید بدون لوله مغزی صورت گیرد، با کاهش فشار مخزن به زیر ۳۸۰۰ پام و یا افزایش درصد برش آب به ۳۸، مخزن دیگر توانایی تولید و فشار لازم برای هدایت به سمت مرحله دوم بهره‌برداری را نخواهد داشت. با توجه به اینکه افت فشار سالیانه مخزن بنگستان میدان اهواز بین ۴۰ تا ۵۰ پام می‌باشد، طبق نمودارهای حاصله، نصب لوله مغزی مناسب (۴ ۱/۲") تمامی عملیات‌های که پیش رو باشد سبب بهبود تولید می‌گردد. در صورتی که برنامه فراآوری نداشته باشیم آنگاه بهترین طول لوله مغزی برابر با ۲۰۰۰ متر است که در شرایط نرمال مخزن می‌تواند تولید را تا سقف ۱۵۷۹ بشکه/روز افزایش داد. برای سناریو فراآوری با گاز به‌منظور بهبود تولید به‌عنوان یک چاه توسعه‌ای، ۳۰۰۰ متر مناسب‌ترین طول لوله مغزی می‌باشد. عمق و دبی بهینه تزریق به ترتیب برابر با ۲۹۵۰ متر زیر سطح دریا و ۱،۷ MMscf/day و می‌توان تولید را در شرایط فعلی مخزن به ۲۲۱۷ بشکه/روز رساند.

مراجع:

- [3]. Brown, K.E., Beggs H. D, 1977. The Technology of Artificial Lift Methods, Vol.2.
- [4]. Exploration & Production Department American Petroleum Institute, 1994. "Gas Lift Book 6 of the Vocational Training Series", Third Edition.
- [۵]. محمدی آزاد، س، بهاری مقدم، م، ۱۳۹۵. بهینه‌سازی عملکرد پمپ درون‌چاهی شناور در یکی از چاه‌های میدان نفتی پارسی، تهران، سومین کنفرانس ملی و اولین کنفرانس بین‌المللی پژوهش‌های کاربردی در شیمی و مهندسی شیمی.
- [6]. Stanghelle, K.B., 2009. Evaluation of artificial lift methods on the Gyda field. M.Sc. thesis, University of Stavanger.
- [7]. Golan, M., Whitson, C.H., Well Performance, Second Edition, 1991, pp. 545-551.
- [۸]. مقدسی، جمشید، پیدایش، سجاد، ۱۳۹۱. شبیه‌سازی فراآوری مصنوعی، به‌وسیله نرم‌افزار PIPESIM در یکی از چاه‌های مخازن جنوب غرب ایران، ماهنامه اکتشاف و تولید، شماره ۹۲، صفحه ۵۹-۵۵.
- [۹]. خامه‌چی، احسان، خیشوند، مهدی، ۱۳۹۳. بهینه‌سازی فراآوری طبیعی با گاز با ترکیب شبیه‌سازی مخزن و الگوریتم ژنتیک. ماهنامه اکتشاف و تولید، شماره ۱۱۱،

- [1]. Romero, O. J. & Anderson, H, 2013. Subsea Electrical Submersible Pump Significance in Petroleum Offshore Production", Journal of Energy Resources Technology (JERT), VOL 136, JERT-12-1245, pp. 1-8.
- [2]. Ayatollahi, Sh., Narimani M., & Moshfeghian, M., 2004. "Intermittent Gas Lift in Aghajari Oil Field, A Mathematical Study", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 42, p. 245-255.

صفحه ۸۱-۷۷.

[۱۰]. خامه چی، احسان، خیشوند، مهدی، ۱۳۹۲. الگوریتم‌های بهینه‌سازی تخصیص گاز در فرازآوری مصنوعی با گاز «ماهنامه اکتشاف و تولید، شماره ۱۰۱، صفحه ۲۷-۲۰».

[۱۱]. عادل زاده، محمدرضا، بهپور، مسعود. مصلح تهرانی، مجتبی، ۱۳۹۰. ارزیابی اقتصادی روش‌های مختلف فرازآوری مصنوعی در یکی از میادین نفتی جنوب ایران، ماهنامه اکتشاف و تولید، شماره ۸۰، صفحه ۷۶-۷۲.

[۱۲]. حسینی، علی، سید، عطاءالله، ۱۳۹۱. مهندسی بهره‌برداری نفت. فصل دوازدهم، انتشارات کتاب آوا تهران.

[13]. Herriot- wat university, Course note, "Gas lift". <https://www.studocu.com/en-gb/document/heriot-watt-university/gas-lift/gas-lift-heriot-watt-university/8835447>

[14]. Schlumberger, 2009. Pipesim user manual, "well design, drilling and production.



Oil Production Optimization with Artificial Lift Method for Production Increasing in Ahwaz Oil Field (AW-A Case Study)

Mahdi Amirkhani¹, Maziar Noei^{2*}, soleiman mosleh³, ali hossaini⁴, masoud bijani⁵

1. Ph.D. student, Department of Petroleum Engineering, Faculty of Chemical Engineering, Mahshahr Branch, Islamic Azad University, Mahshahr, Iran
2. Assistant Professor, Department of Petroleum Engineering, Faculty of Chemical Engineering, Mahshahr Branch, Islamic Azad University, Mahshahr, Iran
3. Department of Process Engineer, ITALFLUID Geo Energy SRL Company, Gachsaran, Iran
4. Assistant Professor, Department of Chemical Engineering, Faculty of Engineering, Yasouj University, Yasouj, Iran
5. Department of Petroleum Engineering, Faculty of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

ARTICLE INFO

ORIGINAL RESEARCH

Article History:

Received: 07 May 2023

Revised: 30 May 2023

Accepted: 24 June 2023

Keywords:

Artificial lift
Pressure drop
Tubing
Productivity Index
Sensitive analysis
Water cut

ABSTRACT

In this study, the AW-A well of Ahwaz oil field was investigated which is threatened due to closed flow pressure drop. The study and optimization of the AW-A well has been done by mixing three natural production options from the well, modifying the internal structure of the well by driving the tubing and applying different percentages of produced water and applying the artificial production system (with gas injection). In this study, it was tried to bring the general information related to the Black Oil route closer to the reality according to the compositional information, and then the other studies were conducted based on the Black Oil route. In this research, PIPESIM software was used to simulate the gas lift in one of the wells of the Ahwaz oil field and the effect of changing the size and depth of the tubing and comparing the effect of production from different tubings and the most optimal diameter and depth of the tubing. The most suitable and optimal option was gas lift method according to the simulation, so that the production rate can be increased to 2217 barrels per day in the current conditions of the reservoir.

DOR: [20.1001.1.25885251.1402.10.1.3.7](https://doi.org/10.1001.1.25885251.1402.10.1.3.7)

How to cite this article

M. Amirkhani, M. Noei, S. Mosleh, A. Hossaini, M. Bijani, Oil Production Optimization with Artificial Lift Method for Production Increasing in Ahwaz Oil Field (AW-A Case Study). *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2023; 10(1): 43-58. (https://www.ijge.irangi.org/article_707972.html)

* Corresponding Author.

E-mail address: m.noei@iautmu.ac.ir, (M. Noei).

Available online 20 August 2023

2666-5468/© 2021 The Authors. Published by Iranian Gas Institute.

This is an open access article under the CC BY license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0>)

