



مقایسه شبیه‌سازی فراآوری با گاز در دو چاه نفتی جریان و غیرجریانی یکی از مخازن جنوب ایران و تخمین نرخ جریان تولیدی آنها بعد از گذشت ده سال به وسیله نرم افزار PIPESIM

رمضان زیدانی رودبار، شرکت بهره‌برداری نفت و گاز آغاچاری

علیرضادایی، دانشگاه مالک اشتر

رضا احمدپور*، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم تحقیقات یزد

چکیده

چاه‌های میدان مورد مطالعه در این مقاله که یکی از سازند آسماری و دیگری از سازند بنگستان تولید می‌کنند، سالانه حدود ۱۰ پام افت فشارتحتانی دارند؛ به طوری که در حال حاضر جریان دادن این چاه‌ها به مرحله اول تفکیک امکان‌پذیر نیست و پیش‌بینی می‌شود که در آینده و با ادامه روند فعلی تولید، این امر به کاهش بیشتر فشار جریانی سرچاهی بیانجامد. از جمله راه‌های موجود برای حفظ تولید، استفاده از روش‌های فراآوری مصنوعی مثل سیستم فراآوری با گاز است. در این مقاله به شبیه‌سازی فراآوری با گاز در دو حلقه چاه که فشار سرچاهی یکی به دلیل تولید زیاد آب همراه، صفر شده و مقدار نفت تولیدی دیگری با وجود پتانسیلی بیشتر از نرخ تولید فعلی کاهش یافته، توسط نرم افزار PIPESIM پرداخته شده و مدل‌ها با شرایط واقعی تطبیق داده می‌شوند.

واژگان کلیدی فشار جریانی سرچاهی، فراآوری با گاز، بهینه‌سازی، افت فشار

مقدمه

بررسی می‌شوند تا دوباره در مدار تولید قرار گیرند. مهم‌ترین هدف، جمع‌آوری اطلاعات صحیح و انتخاب راهکار مناسب جهت تفکیک سیال تولیدی در مرحله اول تفکیک و رسیدن به مقدار بهینه تولید است.

۱- معرفی میدان

میدان نفتی مورد نظر در فاصله ۹۰ کیلومتری جنوب شرقی اهواز قرار دارد. این میدان یکی از مخازن کربناته شکاف‌دار مهم ایران است. مساحت این مخزن حدود ۴۶۵ کیلومتر مربع (۶۲×۷/۵) می‌باشد. میدان مذکور در سال ۱۳۱۵ خورشیدی کشف شد و بهره‌برداری از آن در سال ۱۳۱۷ آغاز گردید. ۱۸۸ حلقه چاه در این میدان حفر شده که ۲ حلقه در سازند خامی، ۷ حلقه در سازند بنگستان و ۱۷۹ حلقه چاه باقیمانده در سازند آسماری تکمیل شده است.

با توجه به اختلاف بسیار کم بین فشار فعلی مخزن و فشار حباب آن و زیاد بودن نسبت گاز به نفت و کم بودن شاخص بهره‌دهی، شرایط این مخزن برای استفاده از سیستم فراآوری با گاز بسیار ایده‌آل است. این چاه‌ها عموماً به علت کاهش فشار جریانی سرچاهی، قادر به جریان یافتن به مرحله اول تفکیک در واحد بهره‌برداری نیستند. بنابراین علاوه بر کاهش تولید، باعث برهم‌خوردن تعادل سیستم جمع‌آوری گازهای همراه می‌شوند. هدف اصلی این مطالعه، بهینه‌سازی تولید و تأمین فشار جریانی سرچاهی مورد نیاز جهت ارسال سیال تولیدی به مرحله اول تفکیک است.

امروزه به دلیل افزایش بهای نفت، امکان ایجاد تغییر در شرایط فیزیکی چاه و توقف تولید در حین تعمیر به‌حدی دشوار شده که پس از اتمام عملیات حفاری و شروع تولید، تا زمانی که چاه در حال تولید است تفکر ایجاد تغییر یا بهینه‌سازی شرایط تولید، کمتر به مرز عمل یا اجرا می‌رسد. از این رو بهتر است مهندسان به جای ایجاد تغییر در ساختار فیزیکی چاه و تجربه عملی گزینه‌های مدنظر، با استفاده از نرم‌افزارهای شبیه‌سازی چاه که هر روز در حال توسعه و تکمیل هستند، شرایطی را که باید در عمل با صرف هزینه‌های فراوان روی چاه پیاده نمود، شبیه‌سازی کرده و با مقایسه نتایج مختلف به دست آمده، بهترین گزینه را انتخاب و اجرا کنند.

یکی از نرم‌افزارهای موجود جهت شبیه‌سازی چاه، نرم‌افزار PIPESIM است که امروزه در بخش تولید و بهره‌برداری، کمک بسیار زیادی در ارتقاء سطح دانش و فن‌آوری کرده است. اما در این میان، صحت اطلاعات ورودی و انتخاب روش یا الگوهای مناسب برای شبیه‌سازی می‌تواند نقش بسیار تعیین‌کننده‌ای در دستیابی به نتایج مطلوب ایفا کند. در این نوشتار دو چاه مربوط به یکی از میادین جنوب غرب ایران که به علت تولید آب همراه زیاد، در مرحله کاهش فشار و افت تولید هستند، مورد بررسی قرار گرفته‌اند. با توجه به تاریخچه تولید چاه‌ها و افت فشار سالیانه مخزن، از نظر تغییر در اندازه و عمق لوله‌مغزی و هم‌چنین استفاده از سیستم فراآوری با گاز^۴

* نویسنده عهده‌دار مکاتبات

۲- معرفی چاه‌ها

خصوصیات سیال تولیدی چاه‌ها در جدول ۱ ارائه شده است. نفت تولیدی چاه A از سازند آسماری و چاه B از سازند بنگستان می‌باشد. در حال حاضر فشار سرچاهی مربوط به چاه غیرجریانی A به دلیل تولید آب همراه زیاد، صفر شده و چاه بسته است. در حالی که در چاه تولیدی B در حالت طبیعی فشار قبل از کاهنده ۱۸۰ پام و بعد از کاهنده ۸۱ پام می‌باشد و مقدار نفت تولیدی به طور طبیعی ۱۰۵۹ بشکه در روز است. تکمیل هر دو چاه به صورت حفره باز بوده و حداقل فشار جریانی سرچاهی مورد نیاز برای ارسال سیال تولیدی چاه‌ها به مرحله اول تفکیک ۱۲۰ پام می‌باشد.

۱۶۰۰ و ۲۱۰۰ متر حفار در نظر گرفته شده است.

با توجه به نتایج حاصل از بررسی شکل‌های ۱- تا ۴، نه تنها تغییر قطر بلکه تغییر عمق راندن لوله‌مغزی نیز فشار جریانی سرچاهی مورد نیاز برای هیچ‌یک از چاه‌های A و B فراهم نکرد. بنابراین تمامی قطرهای لوله‌های مغزی آزمایش شده در اعماق متفاوت، فشار سرچاهی مناسب را برای رسیدن به مرحله اول تفکیک را فراهم نمی‌کنند و با توجه به دردسترس بودن گاز در میدان مورد مطالعه و هزینه کمتر آن نسبت به سایر روش‌های فراآوری مصنوعی، سیستم فراآوری با گاز مورد بررسی قرار گرفت.

۳- تأثیر راندن لوله‌مغزی در بهبود شرایط جریانی و نرخ تولید چاه

یکی از راه‌های پیشنهادی برای افزایش سرعت جریان و کاهش افت فشار زیاد ناشی از میزان انباشت مایع، کاهش سطح عبور جریان از حفره چاه است. بدین منظور تأثیر راندن لوله‌مغزی درون چاه‌های تولید نفت با هدف بهبود رژیم جریانی و افزایش فشار سرچاهی مطالعه شده است. در این قسمت تأثیر قطرهای مختلف لوله‌مغزی بر فشار جریانی سرچاهی و همچنین تأثیر تغییرات در عمق لوله‌مغزی در نرم‌افزار شبیه‌سازی شده و نتایج آن بر روی منحنی رسم شده است. در این صورت می‌توان محدوده مناسب قطر لوله‌مغزی جهت نیل به بیشترین فشار سرچاهی را تعیین کرد [۲].

۴- سیستم فراآوری با گاز

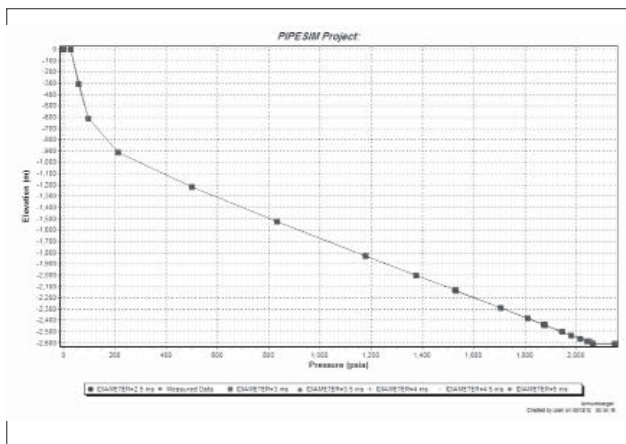
فراآوری مصنوعی با گاز یکی از قدیمی‌ترین روش‌های مورد استفاده در صنعت نفت محسوب می‌شود. در این روش با تزریق گاز در ستون چاه، گرادیان سیال تولیدی کاهش یافته و در نتیجه سیال می‌تواند با فشار بیشتری به سرچاه برسد یا اینکه تولید از چاه در فشار ثابت سرچاهی افزایش یابد. هر چه محل تزریق گاز عمیق‌تر باشد ستون طولانی‌تری از سیال چاه گازدار شده و فشار جریانی ته‌چاه کمتر می‌شود. بنابراین هدف فراآوری با گاز تزریق مقدار بهینه گاز در عمیق‌ترین نقطه ممکن در لوله‌مغزی است. البته توجه به این نکته ضروری است که با افزایش نرخ جریان تزریقی گاز از این مقدار بهینه، اصطکاک به عنوان یک عامل بازدارنده تولید سیال عمل کرده و با سرعت بیشتری نسبت به کاهش چگالی متوسط سیال افزایش یافته و مانع تولید از چاه می‌شود. (شکل ۵)

۳-۱- تغییر در عمق و قطر لوله مغزی و تأثیر آن بر نرخ جریان و فشار سرچاهی

در مرحله اول تأثیر طول و قطرهای مختلف لوله‌مغزی بر فشار جریانی سرچاهی و نرخ جریان تولید بررسی شده و نتایج آن روی منحنی رسم شده است. همه محاسبات در مدل نفت‌سیاه انجام گردیده است. قطر‌ها به ترتیب ۲/۵ تا ۱۵ اینچ و به فاصله ۰/۵ اینچ انتخاب شده‌اند و طول‌های راندن برای چاه A- ۱۵۰۰ و ۲۰۰۷ متر حفار و برای چاه B-

۴-۱- مزایای سیستم فراآوری با گاز

- استفاده از سیستم فراآوری با گاز، نسبت به هر نرخ جریانی تولید و هر عمقی انعطاف‌پذیر است.
- در چاه‌هایی با شاخص بهره‌دهی (PI) کم و نسبت گاز به نفت زیاد، قابل استفاده است.
- اگر منبع گاز پر فشار در دسترس باشد، سرمایه‌گذاری اولیه کم‌هزینه

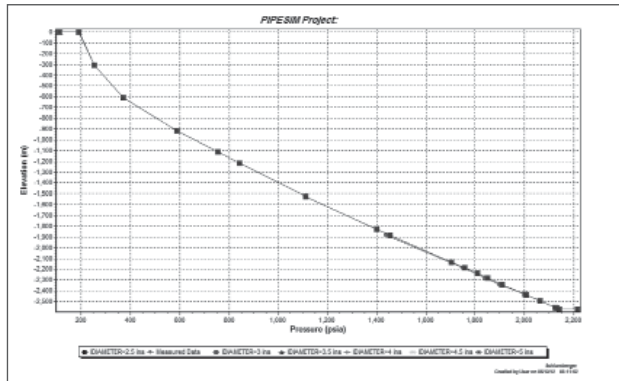


شکل ۱ | بررسی اثر تغییرات قطر لوله‌مغزی بر میزان فشار سرچاهی در عمق نصب ۲۰۰۷ متر حفار برای چاه A-

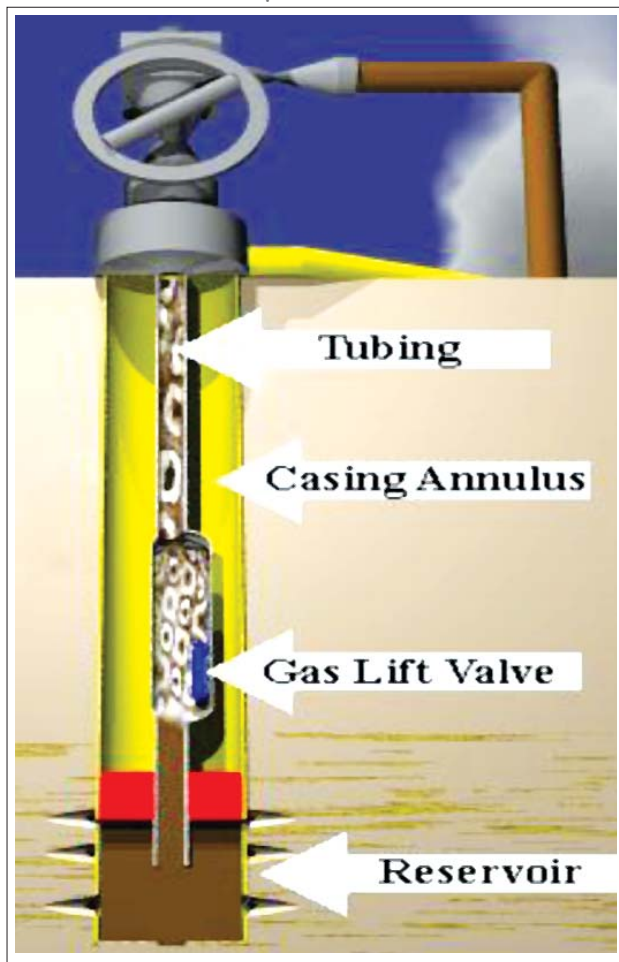
خصوصیات سیال تولیدی چاه‌ها		
چاه B-	چاه A-	پارامترها
۱۸۰	۱۸۰	دمای مخزن °F
۸۵	۸۵	دمای سطحی °F
۳۴	۳۲/۵	شاخص سبکی نفت API°
۵۱۰	۴۰۵	نسبت گاز به نفت scf/stb
۰/۷۴	۰/۷۴	وزن مخصوص گاز
۳	۱۸	آب همراه %
۲۰۹۰	۱۸۹۰	فشار جریانی ته‌چاه psig
۱۹۵۰	۲۰۴۰	فشار استاتیک ته‌چاه psig
۱۰۵۹	۰	نرخ جریان فعلی چاه bbl/day
۲۰۰۰	۱۰۰۰	نرخ جریان قابل پیش‌بینی چاه bbl/day
۱۲/۱۶	۹/۱۶	اندازه کاهنده سرچاهی inch
۲۷۸۸	۲۶۸۴	عمق چاه mdd



تعیین شده و سپس در ادامه به تعیین مکان نصب شیرهای فراآوری با گاز، ویژگی‌های شیرها، میزان فشار جریان سرچاهی و نرخ جریان تولیدی چاه‌ها پرداخته شده است. با استفاده از نرم‌افزار PIPESIM، مقادیر بهینه فشار و نرخ جریان گاز تزریقی برای چاه-A، معادل ۰/۵۵۸ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۷۰۰ پام و ۰/۹۱ میلیون فوت مکعب



شکل ۴ | بررسی اثر تغییرات قطر لوله مغزی بر میزان فشار سرچاهی در عمق نصب ۱۶۰۰ متر حفار در چاه-B



شکل ۵ | نمای کلی از سیستم فراآوری با گاز

خواهد بود.

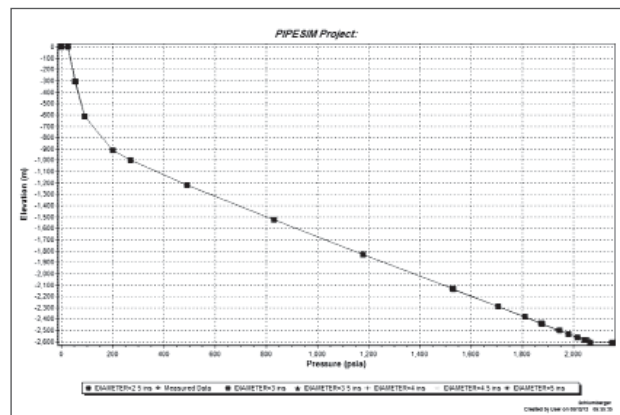
- در چاه‌هایی که تولید شدن دارند، سیستم فراآوری با گاز کمتر دچار مشکل می‌شود.
- برای چاه‌های انحرافی مناسب است.

۴-۲- محدودیت‌های سیستم فراآوری با گاز

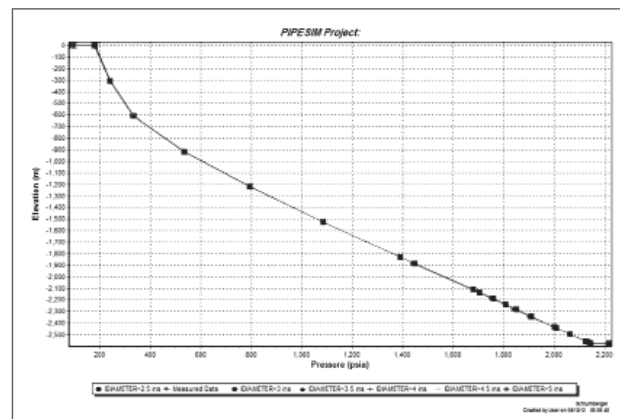
- برای چاه‌هایی که سیال با گرانی زیاد دارند نامناسب است [۴].
- در چاه‌هایی که از چند لایه تشکیل شده و لایه‌ها به طور مستقل تکمیل گردیده‌اند امکان فراآوری لایه‌های پایین تر ممکن نبوده یا بسیار مشکل است.
- برای انتقال گاز به چاه‌ها به احداث رینگ گازی نیاز است.
- مواد رسوبی، پارافین و آسفالتین ممکن است باعث افزایش فشار روی سازند شده و در نتیجه بازدهی سیستم فراآوری را کاهش دهند.
- باید یخ‌زدگی و تشکیل هیدرات در خط گاز تغذیه برطرف شود.

۴-۳- شبیه‌سازی روش فراآوری با گاز توسط نرم‌افزار PIPESIM

در این قسمت ابتدا مقادیر بهینه فشار و نرخ جریان گاز تزریقی



شکل ۲ | بررسی اثر تغییرات قطر لوله مغزی بر میزان فشار سرچاهی در عمق نصب ۱۵۰۰ متر حفار برای چاه-A



شکل ۳ | بررسی اثر تغییرات قطر لوله مغزی بر میزان فشار سرچاهی در عمق نصب ۲۱۰۰ متر حفار در چاه-B

فراز آوری با گاز نرخ جریان به ۹۸۶ بشکه در روز رسیده که به نرخ جریان قابل پیش بینی (۱۰۰۰ بشکه در روز) بسیار نزدیک است. در صورتی که این چاه در شرایط طبیعی تولیدی نداشت و تغییر قطر و عمق لوله مغزی برای تولید از چاه بی ثمر بود. در چاه-B پس از نصب سیستم فراز آوری با گاز بر روی چاه، توسط نرم افزار PIPESIM مقدار نفت تولیدی به ۱۸۹۰ بشکه در روز رسیده که به نرخ جریان قابل پیش بینی (۲۰۰۰ بشکه در روز) نزدیک بوده و منطقی به نظر می رسد.

جدول ۲ | خصوصیات مربوط به طراحی فراز آوری با گاز

چاه-B	چاه-A	خصوصیات گاز فراز آور
۱۶۰۰	۱۶۰۰	فشار گاز تزریقی psig
۰/۳۶۹	۰/۹۱	نرخ تولید گاز تزریقی mmscfd
۰/۶۵	۰/۶۵	وزن مخصوص گاز تزریقی
۸۰	۸۰	دمای گاز تزریقی °F

جدول ۳ | نتایج کاربرد سیستم فراز آوری با گاز در چاهها

چاه B	چاه A	پارامترها
۳۸۰	۴۶۰	فشار سرچاهی قبل از کاهنده psig
۱۷۰	۱۳۸	فشار سرچاهی بعد از کاهنده psig
۱۸۹۰	۹۸۶	نرخ تولیدی چاه بعد از فراز آوری با گاز STB/day

جدول ۴ | نتایج طراحی شیرهای فراز آوری با گاز توسط نرم افزار PIPESIM برای چاه-A

عمق نصب شیر	سری شیر	اندازه دریچه	دمای شیر	نرخ تزریق گاز	نرخ تخلیه مایع	فشار بسته شدن در سطح	فشار باز شدن در سطح
m			F	mmsc/d	stb/d	psig	psig
۱۰۲۴	R20	۱/۸	۱۱۸	Not .Calc	No Flow	۱۵۹۹	۱۵۸۴
۱۶۹۶	R20	۳/۱۶	۱۵۲	۰/۵۸۲	۸۱۲	۱۵۸۷	۱۵۶۹
۲۰۷۲	R20	۱/۴	۱۶۷	۰/۹۱	۱۰۳۱	۱۵۷۰	۱۵۵۵

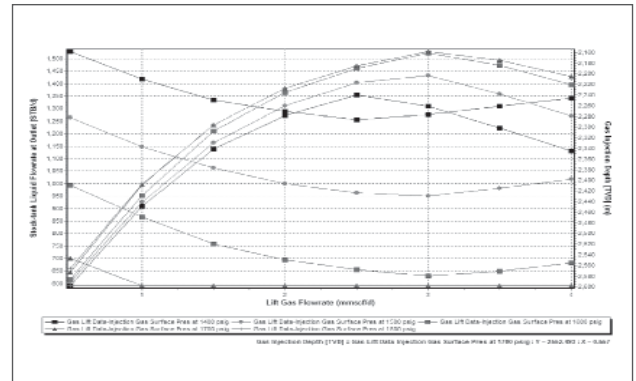
جدول ۵ | نتایج طراحی شیرهای فراز آوری با گاز توسط نرم افزار PIPESIM برای چاه-B

عمق نصب شیر	سری شیر	اندازه دریچه	دمای شیر	نرخ تزریق گاز	نرخ تخلیه مایع	فشار بسته شدن در سطح	فشار باز شدن در سطح
m			F	mmsc/d	stb/d	psig	psig
۱۰۷۲	R20	۱/۸	۱۴۳	Not .Calc	No Flow	۱۵۹۹	۱۵۸۵
۱۶۷۲	R20	۱/۸	۱۶۴	۰/۰۸۷۳	۲۰۵۲	۱۵۷۸	۱۵۷۱
۱۹۸۳	R20	۳/۱۶	۱۷۳	۰/۳۶۹	۲۴۵۱	۱۵۶۲	۱۵۵۵

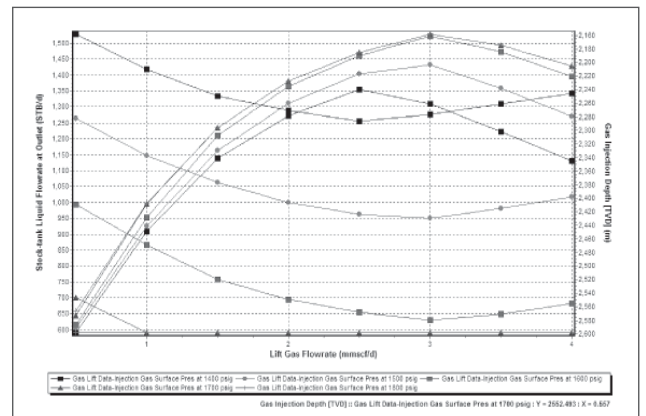
در روز با فشار ۱۶۰۰ پام و ۱/۳۵۱ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۵۰۰ پام و ۲/۰۸ میلیون فوت مکعب با فشار ۱۴۰۰ پام به دست آمد. برای چاه-B، مقادیر بهینه فشار و نرخ جریان گاز تزریقی معادل ۰/۰۶ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۷۰۰ پام و ۰/۳۶۹ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۶۰۰ پام و ۰/۶۷۹ میلیون فوت مکعب با فشار ۱۵۰۰ پام به دست می آید. حال اگر فشار ۱۷۰۰ و ۱۸۰۰ پام را انتخاب کنیم با توجه به اینکه فشار رینگ سراسری تزریق گاز در میدان مورد نظر ۱۶۰۰ پام است و افزایش فشار معادل ۱۰۰ تا ۲۰۰ پام بسیار پرهزینه می باشد، میزان این فشار و مقدار گاز تزریقی را برای چاه-A بر مبنای ۱۶۰۰ پام و ۰/۹۱ میلیون فوت مکعب در روز قرار داده و برای چاه-B، فشار و مقدار گاز تزریقی را بر مبنای ۱۶۰۰ پام و ۰/۳۶۹ میلیون فوت مکعب در روز تنظیم می کنیم تا از لحاظ اقتصادی به صرفه تر باشد.

در شکل های-۷ و ۶ مقدار بهینه نرخ و فشار تزریق گاز چاهها قابل مشاهده می باشد. نتایج مربوط به شرایط بهینه انتخابی هر چاه در جدول-۲ ارائه شده است.

نتایج طراحی شیرهای فراز آوری با گاز در جداول-۳، ۴، ۵ و شکل-۸ ارائه شده است. در چاه-A پس از به کارگیری سیستم



شکل ۶ | مقایسه شرایط مختلف برای یافتن مقادیر بهینه فشار بهینه و نرخ جریان گاز تزریقی برای چاه A



شکل ۷ | مقایسه شرایط مختلف برای یافتن مقادیر بهینه فشار و نرخ جریان گاز تزریقی برای چاه B



جدید در نرم افزار مشاهده شد که برای چاه-A فشار سرچاهی قبل از کاهنده به ۵۳۸ پام و فشار بعد از کاهنده به ۱۴۱ پام رسیده و تولید چاه پس از گذشت ده سال، به حدود ۴۹۴ بشکه در روز می رسد. در چاه-B نیز فشار سرچاهی قبل از کاهنده به ۴۷۸ پام و فشار بعد از کاهنده به ۱۶۹ پام می رسد و تولید چاه پس از گذشت ده سال، به حدود ۱۳۲۷ بشکه در روز کاهش یافته است.

در مرحله آخر اثر فراآوری با گاز بر فشار جریان سرچاهی، نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی در عمق کنونی بعد از گذشت یک دهه از نصب سیستم فراآوری با گاز مورد بررسی قرار گرفت که نتایج آن در شکل های-۱۱ و ۱۲ قابل مشاهده است.

نتیجه گیری

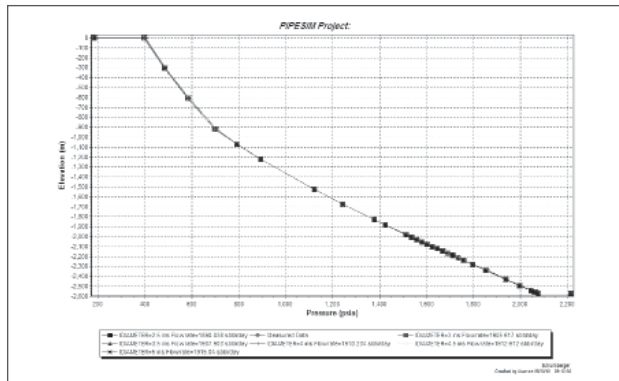
■ شبیه سازی چاه به وسیله تغییر در قطر و عمق لوله مغزی، فشار سرچاهی لازم برای جریان طبیعی سیال تولیدی به مرحله اول تفکیک را فراهم نکرده و برای تولید از چاه های مورد مطالعه، باید از روش های فراآوری مصنوعی استفاده شود.

■ داشتن اطلاعات دقیق از عملکرد درونی چاه ها، مخزن و خصوصیات سیال، نمودارهای فشار و میزان بهینه گاز تزریقی جهت

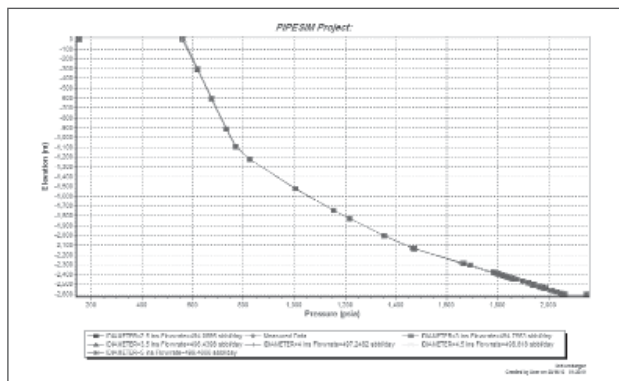
بعد از نصب سیستم فراآوری با گاز بر روی چاه ها و به دست آمدن فشار سرچاهی و نرخ جریان مورد نظر، تأثیر فراآوری با گاز روی فشار جریانی سرچاهی نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی در عمق کنونی چاه های A و B تحلیل گردید که نتایج این بررسی در شکل های-۹ و ۱۰ نشان داده شده است.

۵- تخمین نرخ جریان تولیدی چاه ها پس از گذشت یک دهه از نصب سیستم فراآوری با گاز

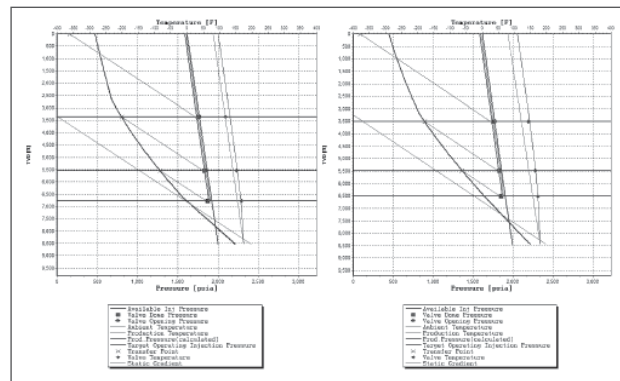
مخزن مورد مطالعه سالیانه در حدود ۱۰ پام افت فشار دارد و با توجه به تولید آب همراه زیاد و هم چنین کاهش نسبت گاز همراه به نفت تولیدی چاه ها، پیش بینی می شود فشار مخزن بعد از گذشت ده سال به ۲۲۸۵ پام کاهش یافته و نسبت گاز همراه به نفت برای چاه-A به حدود ۳۰۵ SCF/STB و برای چاه-B به حدود ۴۱۰ SCF/STB کاهش یابد. برای کنترل آب همراه تولیدی کاهنده سرچاهی مربوط به چاه-A به ۷/۱۶ اینچ و کاهنده چاه-B به ۱۰/۱۶ اینچ کاهش داده شد. با این فرضیات، در این مرحله تصمیم به ارزیابی سیستم فراآوری با گاز در چاه های مدنظر گرفته شد تا پس از سپری شدن یک دهه، از نرخ جریان و فشار جریانی سرچاهی آنها اطلاع حاصل شود. پس از ورود اطلاعات



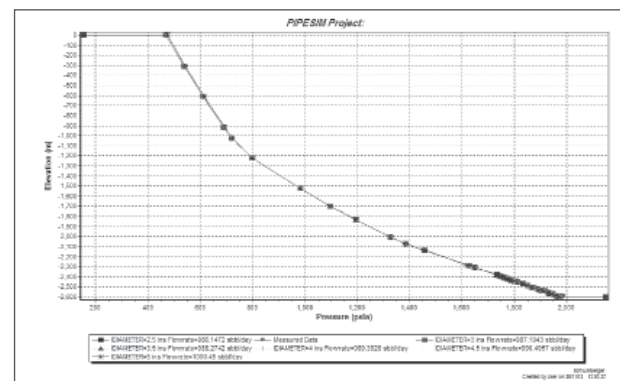
شکل ۱۰ اثر فراآوری با گاز بر روی فشار جریانی سرچاهی، نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی برای چاه-B (۲۱۰۰ متر)



شکل ۱۱ اثر فراآوری با گاز بر روی فشار جریانی سرچاهی و مقدار نفت تولیدی، نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی بعد از یک دهه برای چاه-A (طول ۲۰۰۷ متر)



شکل ۸ طراحی شیرهای فراآوری با گاز توسط نرم افزار PIPESIM برای چاه-A (سمت راست) و چاه-B (سمت چپ)



شکل ۹ اثر فراآوری با گاز بر روی فشار جریانی سرچاهی نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی برای چاه-A (۲۰۰۷ متر)

گذشت ده سال با ۳۰ درصد کاهش به ۱۳۲۷ بشکه در روز می‌رسد.

پیشنهادها

■ با وجود اینکه نصب لوله مغزی مشکل تولید ناشی از افزایش درصد آب همراه را تا حدودی حل می‌کند، نباید این طراحی بدون در نظر گرفتن سیستم‌های فراز آوری مصنوعی و جهت رفع موقت معضل به کار رود؛ چرا که در آینده هزینه‌های اضافی تعمیر مجدد را به سیستم تولید تحمیل می‌کند.

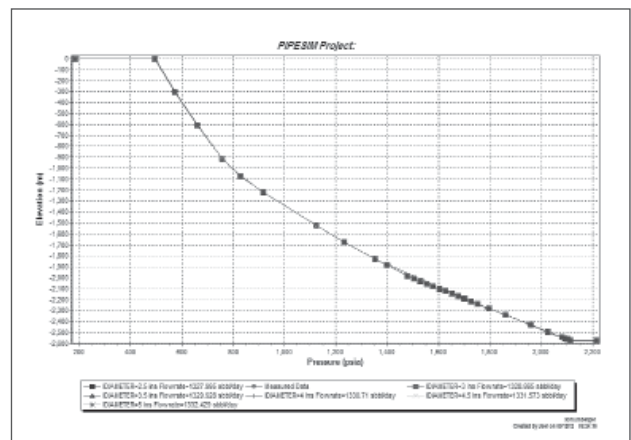
■ استفاده از سیستم‌های فراز آوری مصنوعی نه تنها در موقع افت شدید فشار مخزن ناشی از تولید آب زیاد بلکه در زمان شرایط جریان طبیعی چاه‌ها نیز پیشنهاد می‌شود. در این صورت تولید چاه با ثبات بیشتری همراه بوده و مشکلات قطع تولید موقتی ناشی از انباشت آب در ستون چاه و معضلات عدیده از جمله جریان مکرر به گودال‌های سوخت و آسیب‌های زیست محیطی و اقتصادی ناشی از آن برطرف می‌گردد.

■ در روش شبیه‌سازی و بهینه‌سازی سیستم فراز آوری با گاز متناوب در میدان نفتی سعی می‌شود با صرف هزینه زیاد، رژیم جریانی به صورت توده‌آی در آید. چرا که در این رژیم جریانی حداقل تغییرات فشار در طول مسیر وجود دارد (حدود ۰/۰۴ پوند بر اینچ مربع بر فوت) و سیال با حرکت پیستونی به جلو رانده می‌شود. در این روش حجم گاز تزریقی و تولید نفت از چاه تحت تزریق با زمان تغییر می‌کنند. بنابراین از طریق تنظیم چرخه‌های تزریق گاز با تولید نفت، می‌توان از چاه‌های نفتی با شاخص بهره‌دهی کم، تولید نفت بیشتر و بهینه‌تری انجام داد. در این روش هنگام تزریق گاز هیچ گونه تولید نفتی انجام نشده و پس از پایان چرخه تزریق ناگهان چرخه تولید آغاز می‌گردد. در نتیجه نفت با فشار و مقدار مناسب و بار رژیم جریانی توده‌ای از چاه تولید می‌شود. با کاهش فشار مخزن نفتی و شاخص بهره‌دهی چاه‌ها، در آینده نزدیک استفاده از این روش رواج بیشتری خواهد یافت.

طراحی فراز آوری با گاز ضروری بوده و سبب طراحی دقیق‌تر فراز آوری مصنوعی و واقعی‌تر شدن نتایج خواهد شد.

■ نتایج حاصل از شبیه‌سازی چاه با فراز آوری با گاز بیانگر اینست که بهینه‌ترین اندازه لوله مغزی برای هر دو چاه همان اندازه موجود (۲ ½ اینچ) و بهترین عمق لوله مغزی برای چاه A- همان ۲۰۰۷ متر حفار و برای چاه B- ۲۱۰۰ متر حفار کنونی است و با استفاده از این روش، فشار سرچاهی ۱۲۰ psig فراهم می‌شود.

■ تخمین نرخ تولیدی چاه A- پس از گذشت ده سال از نصب سیستم فراز آوری با گاز نشان می‌دهد مقدار تولید چاه که اکنون ۹۸۶ بشکه در روز است با ۵۰ درصد کاهش به حدود ۴۹۴ بشکه در روز می‌رسد. هم چنین نرخ تولید چاه B- که به وسیله روش فراز آوری با گاز نرخ جریان تولیدی آن به ۱۸۹۰ بشکه در روز افزایش یافته بود، بعد از



شکل ۱۲ | اثر فراز آوری با گاز روی فشار جریانی سرچاهی و مقدار نفت تولیدی، نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی بعد از یک دهه برای چاه B- (طول ۲۱۰۰ متر)

پانویس‌ها

1. reza.ahmadpuor@yahoo.com
2. dr197035@yahoo.com
3. roudbar12@yahoo.com

4. gas lift
5. Productivity Index
6. viscosity

منابع

- [1] Taghae.G., Aghajari Gas Lift Manual, National Iranian South Oil Co., Ahvaz, Iran, 1984.
- [2] Kermit E.Brown, Gas Lift Theory and Practice, the Petroleum Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1967.
- [3] Schlumberger, pipesim user manual, "well design, drilling and production, 2009.
- [4] Brown K.E., Beggs H. D, the Thechnology of Artificial Lift Methods, 1977, Vol.2
- [5] Jansen J.D., Currie P.K., "Modelling and Optimization of Oil and Gas Production System", Petroleum Department of Geo technology in the Netherlands (j.d.jansen@citg.tudelft.nl), March 2004