



شبیه سازی فراز آوری مصنوعی به وسیله نرم افزار PIPESIM در یکی از میادین جنوب غربی کشور

مسعود بهپور^۱ ■ دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه
دکتر محمدرضا زاده^۲ ■ شرکت نفت مناطق نفت خیز جنوب

چکیده

چاه‌های میدان مورد مطالعه در این مقاله که از دو سازند آسماری و بنگستان تولید می‌کنند، سالانه حدود ۲۰ تا ۳۰ پام افت فشار تحتانی دارند و پیش‌بینی می‌گردد که در آینده‌های نزدیک و با ادامه روند فعلی تولید، این امر به کاهش فشار جریان سرچاهی بینجامد؛ به گونه‌ای که جریان دادن این چاه‌ها به مرحله اول تفکیک‌گر امکان‌پذیر نباشد. از جمله راه‌های موجود برای حفظ تولید، استفاده از روش‌های فراز آوری مصنوعی است. در این مقاله ضمن بررسی مشکلات تولیدی چاه‌ها، با استفاده از اطلاعات واقعی یک حلقه چاه که نسبت به بقیه چاه‌ها مشکلات حادث‌تری دارد و به وسیله داده‌های آزمایش فشار و داده‌های تولید فعلی، توسط نرم‌افزار Pipesim شبیه‌سازی انجام شده و مدل‌ها با شرایط واقعی تطبیق داده می‌شوند.

واژه‌های کلیدی فشار جریانی، فراز آوری مصنوعی، شبیه‌سازی، تفکیک‌گر

◆ مقدمه

پیشرفت روزافزون و پرشتاب صنایع و افزایش جمعیت از یک سو و محدود بودن ذخایر نفت و گاز و نیز غنی بودن کشور ایران از این ذخایر که منبع اصلی درآمد و ارزآوری برای آن محسوب می‌گردد، موجب شده است که لزوم استفاده بیش‌تر و بهینه از این منابع، جدی‌تر به نظر رسد. بنابراین باید با استفاده از روش‌های علمی و جدید، تسهیلاتی فراهم آید تا در طی عمر مفید یک مخزن نفتی، تولید بیش‌تر شده و در عین حال بهینه گردد. مهندسان با استفاده از نرم‌افزارهای شبیه‌ساز چاه که هر روز در حال توسعه و تکمیل می‌باشند، شرایطی که باید در عمل با صرف هزینه‌های بالا بر روی چاه‌ها پیاده نمایند را شبیه‌سازی نموده و با ایجاد شرایط مختلف و مقایسه نتایج به‌دست آمده، بهترین گزینه را از بین گزینه‌های پیش رو انتخاب می‌کنند و به اجرا در می‌آورند [۱].

یکی از نرم‌افزارهای موجود برای شبیه‌سازی جریان سیالات در چاه‌ها و خطوط لوله، نرم‌افزار PIPESIM است. امروزه این نرم‌افزار کمک‌های بسیار زیادی در چگونگی استفاده از دانش و فن آوری نوین در بخش تولید و بهره‌برداری عرضه داشته است.

در این مقاله یکی از میادین جنوب ایران که در مرحله کاهش فشار و افت تولید قرار دارد، با توجه به تاریخچه تولید چاه‌ها و افت فشار سالانه مخزن، از نظر وضعیت تولید و نیز از نظر تغییر در سایز و عمق لوله‌مغزی و همچنین استفاده از سیستم فرازآوری با گاز و به‌کار بردن پمپ‌های درون چاهی مورد بررسی قرار می‌گیرد.

در این مطالعه، مبانی و فرضیات اصلی بهینه‌سازی تولید و فرآورش، تفکیک سیال تولیدی در مرحله اول تفکیک (فشار بهینه تفکیک‌گر)، حفظ محیط زیست و نیز کاهش هزینه‌ها است.

۱. معرفی میدان

میدان نفتی مورد مطالعه در کمر بند چین خوردگی زاگرس در استان خوزستان و در فاصله کمی از آب‌های نیلگون خلیج فارس واقع شده است. این میدان نفتی در سال ۱۳۴۳ با چاه اکتشافی شماره ۱ که در نزدیکی ستیغ مخزن حفر شد، کشف گردید. حفاری چاه شماره ۲، وجود کلاهدک بزرگ گازی و همچنین وجود نفت در سازند آسماری میدان را تأیید کرد. در ادامه حفاری و با انجام آزمایش در این چاه، وجود ذخیره گاز و نفت در سازند بنگستان نیز به اثبات رسید. به‌طور خلاصه مشخصات این مخزن به قرار ذیل است:

- سال شروع تولید از مخزن، ۱۳۴۵ می‌باشد.
- مساحت مخزن در حدود ۲۵۸۹۳ هکتار است.
- میزان نفت در جای اولیه مخزن، حدود ۱۶۵۰۰ میلیون بشکه می‌باشد.
- میزان گاز در جای اولیه مخزن، حدود ۱۶۱۵۴ تریلیون فوت مکعب است.
- کل چاه‌های حفر شده تا کنون ۱۲۹ حلقه بوده که ۶۲ حلقه آن، تولیدی نفت است.
- میزان تولید نفت از هر دو سازند آسماری و بنگستان این میدان در حدود ۱۰۰ هزار بشکه در روز می‌باشد.
- مقایسه فشار مخزن با فشار اشباع سیال لایه‌های مختلف مخزن نشان می‌دهد که فاصله کمی بین فشار فعلی و فشار حباب وجود دارد. با توجه به این مسأله و بالا بودن نسبت گاز به نفت، شرایط این مخزن برای استفاده از سیستم فرازآوری با گاز بسیار ایده آل 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 برهم خوردن تعادل سیستم جمع‌آوری گاز و سوختن قسمتی از گازهای همراه نفت و هدر رفتن سرمایه‌های ملی و همچنین آلودگی محیط زیست می‌گردند.

1 masoudbehpour@yahoo.com
2 adelzadeh.m@nisoc.ir
3 Electrical Submersible Pumps



محاسبات در مدل Black Oil انجام شده و عمق چاه، ۲۵۴۰ متر حفار در نظر گرفته شده است.

در این مقاله اثر پارامترهای مختلف بر عملکرد تغییر فشار جریانی سرچاه و در نتیجه دبی آن مورد بررسی قرار می‌گیرد و بهترین سناریو ارائه می‌گردد.

۳. تاثیر راندن لوله مغزی در بهبود شرایط جریانی

تولید از یک لوله جداري با قطر زياد و در دبی‌های پایین سبب بروز مسایلی از قبیل انباشت مایع و تشکیل رژیم جریانی نامناسب (لخته‌ای) در ستون چاه می‌گردد. این اثر به دلیل سرعت پایین سیال در حفره چاه و تفاوت دانسیته گاز و مایع بوده و در شرایطی که آب تولید می‌گردد، نمود بیش‌تری پیدا می‌کند [۲].

یکی از راه‌های پیشنهادی برای افزایش سرعت جریان و کاهش افت فشار زیاد ناشی از میزان انباشت مایع، کاهش سطح عبور جریان در حفره چاه است. بدین منظور تأثیر راندن لوله مغزی به درون چاه‌های تولید نفت و با هدف بهبود رژیم جریانی و افزایش فشار سرچاهی مورد مطالعه قرار گرفته است.

۳-۱ روش اول: تغییر در شرایط لوله مغزی و تأثیر آن بر فشار سرچاهی

در این قسمت تأثیر قطرهای مختلف لوله مغزی بر فشار جریانی سرچاهی و همچنین تأثیر تغییر عمق لوله مغزی، شبیه‌سازی شده و نتایج آن بر روی منحنی رسم می‌گردد. در این صورت می‌توان محدوده مناسب برای انتخاب قطر لوله مغزی که می‌تواند بیش‌ترین فشار سرچاهی را به وجود آورد، پیدا نمود [۳].

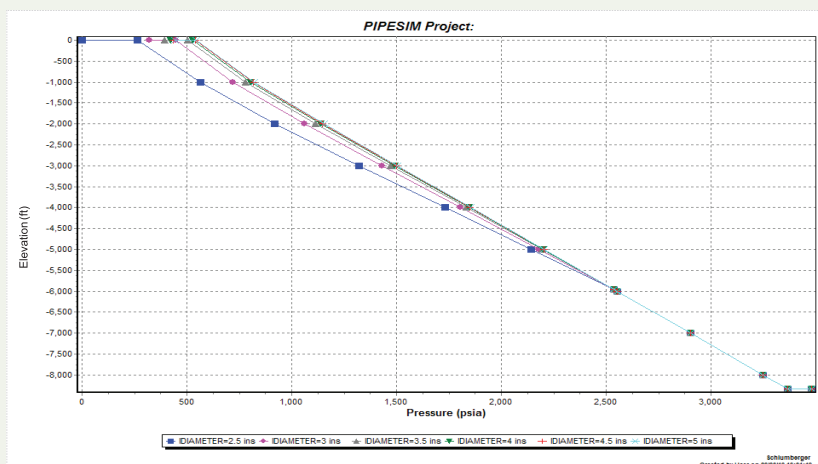
محدوده تغییرات قطر لوله مغزی از ۲/۵ تا ۵ اینچ می‌باشد؛ این تغییرات در عمق‌های ۱۸۱۴، ۲۰۰۰ و ۲۵۰۰ متر حفار مورد بررسی قرار گرفته است (شکل‌های ۱، ۲ و ۳). جدول ۲ نتایج حاصل از تغییر اندازه و عمق لوله مغزی در چاه را نشان می‌دهد.

مشخصات	واحد	سازند آسماری	سازند بنگستان
دما در عمق مبنا	°F	۱۸۵	۱۸۵
فشار اشباع	pisa	۳۱۰۰	۲۷۰۰
نفوذپذیری	md	۴	۱
ضریب نفت سازندی	bbl/stb	۱/۲۵	۱/۲۵
متوسط اشباع آب سازندی	%	۲۵	۲۵
شاخص سبکی نفت	°API	۲۹	۲۷
عمق مبنا	ft.s.s	۷۶۰۰	۷۶۰۰
فشار جریانی ته چاه	psig	۳۲۲۰	۳۳۵۰
نسبت گاز به نفت (GOR)	scf/stb	۴۵۰	۴۵۰
فشار استاتیک ته چاه (BHP)	psig	۳۴۲۰	۳۵۰۰

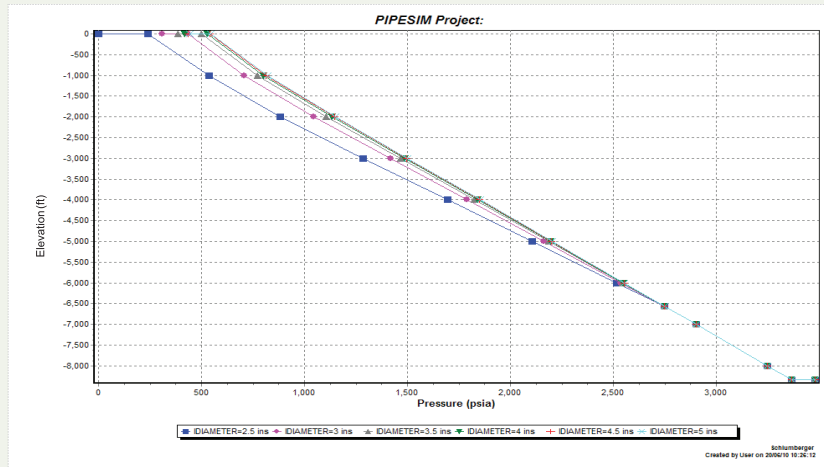
در نتیجه این مسایل، ضریب بازیافت نفت تانک ذخیره نیز به دلیل عدم تفکیک در فشارهای بهینه کاهش می‌یابد. هدف اصلی این مطالعه، تثبیت توان تولید و ایجاد امکان افزایش تولید، تفکیک نفت و گاز در فشار بهینه و جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه و حداکثر استفاده از تأسیسات موجود است.

۲. شرایط چاه

تولید نفت از چاه یاد شده از سازند آسماری می‌باشد. مشخصات سیال تولیدی این چاه در جدول ۱ آورده شده است. فشار چاه در حالت جریان به اتمسفر، ۴۲۱ psig بوده و حد فاصل عمق تولیدی چاه بین ۲۵۰۷ تا ۲۵۴۰ متر حفار است. تکمیل این چاه به صورت حفره باز می‌باشد. حداقل فشار سرچاهی مورد نیاز برای جریان به واحد بهره‌برداری، ۸۰۰ پام است؛ راه‌اندازی چاه یاد شده به‌رغم انجام چندین مرحله اسیدکاری، میسر نگردید.



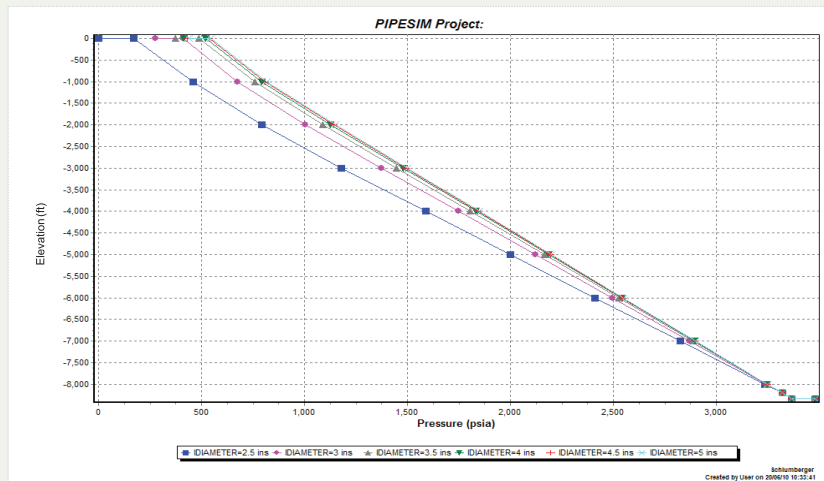
۱ | بررسی اثر تغییرات قطر لوله مغزی بر عملکرد فشار سرچاهی در عمق نصب ۱۸۱۴ متر حفار



۲ | بررسی اثر تغییرات قطر لوله مغزی بر عملکرد فشار سرچاهی در عمق نصب ۲۰۰۰ مترحفار



شکل



۳ | بررسی اثر تغییرات قطر لوله مغزی بر عملکرد فشار سرچاهی در عمق نصب ۲۵۰۰ مترحفار



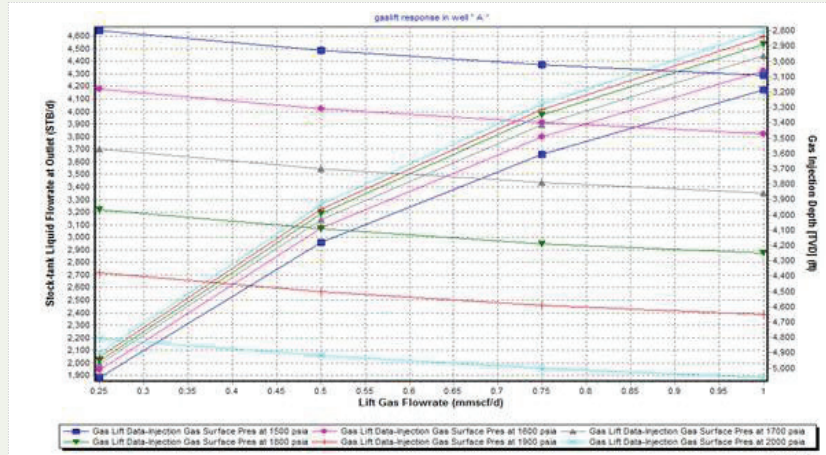
شکل

۲-۳ روش دوم: فرازآوری با گاز
روش فرازآوری مصنوعی با گاز یکی از قدیمی ترین روش های مورد استفاده در صنعت نفت محسوب می شود. در این روش با تزریق گاز در ستون چاه، گرادیان سیال تولیدی کاهش یافته و در نتیجه سیال تولیدی می تواند با فشار بیشتری به سر چاه برسد یا این که تولید از چاه در فشار ثابت سرچاهی افزایش یابد.

با توجه به جدول ۲، تمامی لوله های مغزی آزمایش شده، فشار سرچاهی مناسبی را که حداقل مقدار آن برای رسیدن به واحد بهره برداری، ۸۰۰ پام می باشد، فراهم نمی کنند؛ بنابراین گزینه های مختلف فرازآوری مصنوعی مرسوم در میدین نفتی ایران، از جمله فرازآوری با گاز و نصب پمپ درون چاهی مورد بررسی قرار گرفت.

۲ | نتایج حاصل از تغییر اندازه و عمق لوله مغزی در چاه

اندازه لوله مغزی	۲/۵"	۳"	۳/۵"	۴"	۴/۵"	۵"
عمق	۲۶۴	۴۴۶	۵۰۴	۵۳۰	۵۴۱	۵۴۶
فشار	۲۳۹	۴۳۷	۵۰۰	۵۲۷	۵۴۰	۵۴۶
فشار	۱۷۲	۴۱۲	۴۸۹	۵۲۲	۵۳۷	۵۴۴



شکل ۴ | مقایسه شرایط مختلف برای یافتن بهترین نقطه تزریق

۳. مواد رسوبی، پارافین و آسفالتین ممکن است باعث افزایش فشار بر روی سازند شده و در نتیجه بازدهی سیستم فراآوری را کاهش دهند.
۴. در چاههایی که از چند لایه تشکیل شده و لایه‌ها به‌طور مستقل تکمیل شده‌اند، امکان فراآوری لایه‌های پایین‌تر ممکن نیست یا بسیار مشکل است.
۵. در صورت عدم وجود گاز پرفشار برای فراآوری، هزینه اولیه برای احداث ایستگاه فراآوری بالاست.
۶. برای انتقال گاز به چاه‌ها به احداث رینگ گازی نیاز است.

۳-۲-۳ مقایسه شرایط مختلف برای یافتن بهترین نقطه تزریق

شکل ۴، شرایط مختلف برای یافتن بهترین نقطه تزریق را با یکدیگر مقایسه می‌کند. همچنین جدول ۳ پارامترهای طراحی فراآوری با گاز را نشان می‌دهد.

نتایج حاصل از شبیه‌سازی چاه بیانگر این است که در نقاط ۳۴۰۰، ۳۷۰۰، ۴۰۵۰، ۴۴۳۰، ۴۸۰۵ می‌توان گاز را تزریق کرد که با توجه به فشار فعلی مخزن، بهترین نقطه برای تزریق گاز، عمق ۳۴۰۰ فوت بوده و مقدار گاز تزریقی نیز ۰/۸ mmscf می‌باشد؛ چرا که در این شرایط، ماکزیمم دبی تولید، قابل بهره‌برداری خواهد بود. البته با در نظر گرفتن آینده مخزن، می‌توان اعماق پایین‌تر را انتخاب نمود.

۳-۲-۱ مزایای استفاده از فراآوری با گاز

مزایای استفاده از سیستم فراآوری با گاز شامل موارد ذیل است:

۱. این سیستم، نسبت به هر دبی تولیدی و هر عمقی انعطاف‌پذیر است. این امر مهم‌ترین مزیت استفاده از سیستم فراآوری با گاز می‌باشد.
۲. اگر منبع گاز پرفشار در دسترس باشد، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه پایین است.
۳. در چاه‌های با تولید شن، سیستم فراآوری با گاز کم‌تر دچار مشکل می‌گردد.
۴. برای چاه‌های انحرافی مناسب است.
۵. در چاه‌های با بهره‌دهی پایین و نسبت گاز به نفت زیاد، قابل به‌کارگیری است.

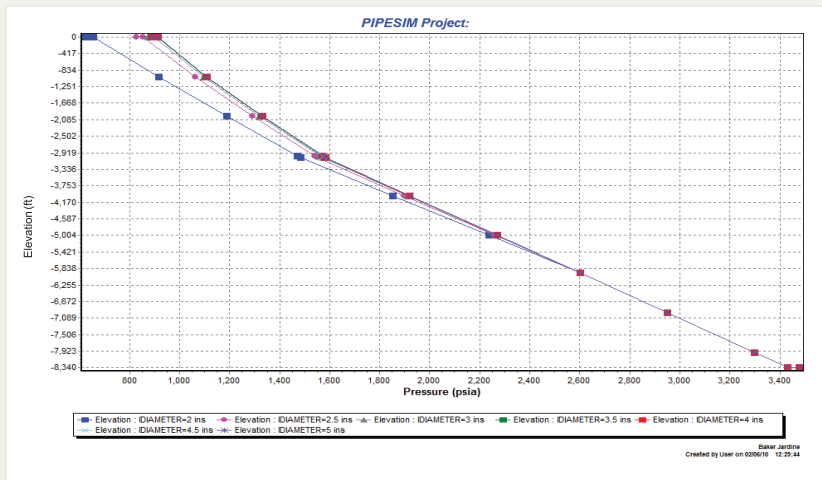
۳-۲-۲ محدودیت‌ها و معایب استفاده از فراآوری با گاز

محدودیت‌ها و معایب استفاده از سیستم فراآوری با گاز نیز به‌قرار ذیل است:

۱. هرگونه وقفه یا کمبود در گاز مصرفی، سیستم را با اشکال مواجه می‌کند.
۲. باید یخ‌زدگی و تشکیل هیدرات در خط گاز تغذیه کنترل گردد.

شکل ۳ | پارامترهای طراحی فراآوری با گاز

۱۶۰۰	psig	فشار گاز تزریقی
۰/۸	mmscf / day	دبی گاز تزریقی
۰/۷۲	-	وزن مخصوص گاز تزریقی
۸۰	°F	دمای گاز تزریقی
۳۹۰۰	stb/day	دبی تولیدی



شکل ۵ | مقایسه نتایج تزریق گاز در چاه نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی

شکل ۵ مقایسه نتایج تزریق گاز در شرایط قبل و بعد از ایجاد تغییر در لوله مغزی را نشان می‌دهد.

۴- روش سوم: استفاده از پمپ درون چاهی (ESP)

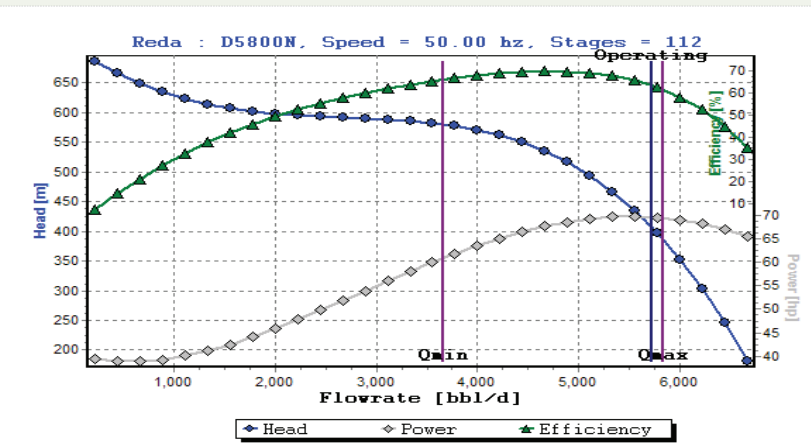
۴-۱ عوامل مؤثر در طراحی پمپ درون چاهی

عوامل مؤثر در طراحی پمپ درون چاهی شامل اندازه لوله‌گذاری چاه، پتانسیل تولید چاه، وجود یا عدم وجود گاز در شرایط ورودی تلمبه، ویسکوزیته سیال، دما، نسبت گاز به نفت، فشار مخزن و نرخ تغییرات آن، میزان آب تولیدی و تغییرات آن می‌باشد.

۴-۲ مزایای استفاده از پمپ‌های الکتریکی

مزایای استفاده از پمپ‌های الکتریکی به قرار ذیل است:

۱. ظرفیت و عمق استخراج بالا
۲. قابلیت نصب در چاه‌های انحرافی (زاویه انحراف بیش از ۸۰ درجه)
۳. مناسب بودن برای چاه‌های با تولید آب بالا
۴. راندمان بالا در ظرفیت‌های زیاد و تجهیزات سطحی کم



شکل ۶ | عملکرد تلمبه و مشخصات آن



۱. برای چاه‌های با حجم کم مناسب نمی‌باشند ($200 < bpd$)
 ۲. در نسبت‌های گاز به نفت بالا، عملکرد پمپ با مشکل مواجه می‌شود
 ۳. نفت‌های ویسکوز، بازدهی تلمبه را کاهش می‌دهند
 ۴. برای قرار دادن تلمبه باید لوله مغزی را بیرون کشید
 ۵. این پمپ‌ها در هنگام تکمیل چاه مستعد آسیب‌دیدگی هستند
 ۶. به دلیل افزایش دما و حساس بودن موتور الکتریکی به این مسأله، این پمپ‌ها در عمق‌های زیاد دارای محدودیت نصب می‌باشند
 ۷. به دلیل اشکالاتی از قبیل دمای بالا، خوردگی، آسیب دیدن هنگام نصب و غیره، که در کابل انتقال نیرو ممکن است پیش آید، چاه باید تحت تعمیر با دکل قرار گیرد که هزینه بالایی را به سیستم تحمیل نموده و تولید از چاه را نیز مختل خواهد کرد
- با توجه به اطلاعات وارد شده، نرم افزار از بین پمپ‌های معرفی شده در بانک داده خود، تعدادی پمپ را بر اساس راندمان بیشتر، به کاربر معرفی می‌کند. از بین این پمپ‌ها، اولویت اول مربوط به پمپ REDA : D5800N می‌باشد؛ از این رو این پمپ برای بررسی انتخاب شده است. شکل ۶ عملکرد تلمبه و مشخصات آن را نشان داده و جدول ۴ پارامترهای به کار رفته در طراحی چاه را ارائه می‌دهد.





نرخ تولید	Std/d	۲۰۰۰
فشار خروجی	Psig	۷۰۰
فشار استاتیک	Psig	۳۴۲۳
برش آب	%	۲۵
GOR	Scf/stb	۴۵۰
سرعت / فرکانس طراحی	hz	۵۰

پیشنهادات

۱. با توجه به تأثیر مثبت لوله مغزی بر رژیم جریان و در نتیجه افت فشار در ستون چاه، پیشنهاد می‌گردد کلیه چاه‌های کم فشار جدید، با لوله مغزی مناسب تکمیل گردند.

۲. پیشنهاد می‌شود که برای فشارافزایی و جریان یافتن چاه‌ها به مجتمع تفکیک، از گاز طبیعی استفاده شود. (لازم به ذکر است که گاز مورد نیاز برای فراآوری چاه‌ها در این میدان قابل تأمین می‌باشد. بنابراین برای عملی نمودن این گزینه، نیاز به تعمیر چاه‌ها با دکل و راندن رشته تکمیلی مناسب چاه‌های فراآوری با گاز است.)

۳. با توجه به هزینه بالای استفاده از تلمبه‌های الکتریکی درون چاهی و هزینه بالای تعمیرات و نگهداری آن‌ها، بدون مردود دانستن گزینه نصب پمپ درون چاهی با توجه به مزایای عملیاتی در این بررسی که مهم‌ترین آن در دسترس بودن گاز قابل تزریق می‌باشد، گزینه استفاده از سیستم فراآوری با گاز نسبت به نصب پمپ درون چاهی در میدان یاد شده اولویت دارد.

منابع

- [1] Schlumberger, pipesim user manual, "well design, drilling and production, 2009.
- [2] Brown K.E., Beggs H. D, the Thechnology of Artificial Lift Methods, 1977, Vol.2
- [3] 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

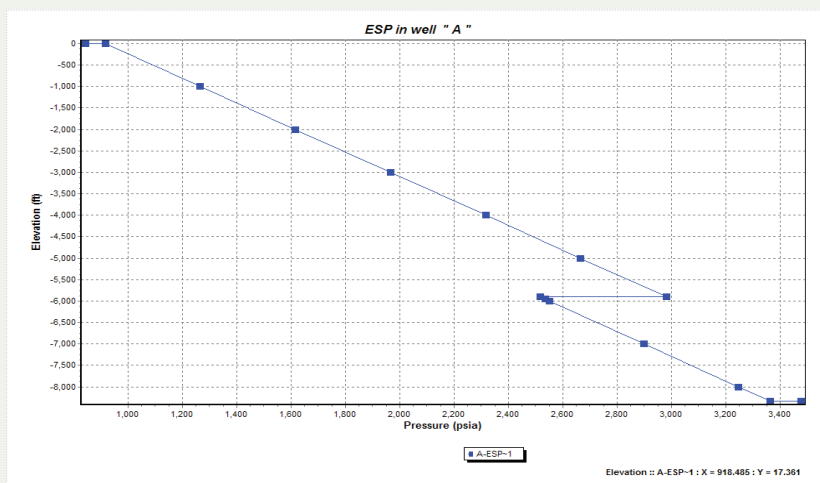
در شکل ۷، تغییر فشار جریانی چاه نسبت به نصب پمپ انتخابی در چاه A و در عمق ۵۹۰۰ فوت حفار نشان داده شده است.

۵. خلاصه محاسبات مربوط به تلمبه درون چاهی

با توجه به نمودار ۷، نصب پمپ در عمق ۵۹۰۰ فوت باعث افزایش فشار سرچاهی شده و آن را به ۹۲۰ پام می‌رساند. همچنین در این مقطع می‌توان با تغییر دادن مراحل پمپ یا تغییر در عمق نصب، نتایج خروجی نرم افزار را که مهم‌ترین آن تغییر در فشار سرچاهی می‌باشد، مورد بحث و بررسی قرار داد.

نتیجه‌گیری

- نتایج حاصل از شبیه‌سازی چاه به‌وسیله تغییر در اندازه و عمق لوله مغزی، به‌رغم بهبود راندمان تولیدی چاه، فشار لازم سرچاهی برای جریان طبیعی سیال تولیدی به مرحله اول تفکیک را فراهم نکرده و باید روش‌های فراآوری مصنوعی به‌کار گرفته شوند.
- نتایج حاصل از شبیه‌سازی چاه با فراآوری با گاز بیانگر این موضوع است که بهینه‌ترین اندازه لوله مغزی، همان اندازه موجود ۳ اینچ بوده و با استفاده از این روش، فشار سرچاهی ۸۹۷ پام فراهم می‌گردد.
- نتایج حاصل از شبیه‌سازی چاه به‌وسیله نصب پمپ درون چاهی نشان می‌دهد که فشار سرچاهی به مقدار ۹۲۰ پام افزایش می‌یابد.



وضعیت عملکرد چاه مربوط به نصب تلمبه درون چاهی

