



## مقایسه تولید از فضای حلقوی و لوله مغزی در شبیه‌سازی فراز آوری با گاز به وسیله نرم‌افزار PIPESIM در یکی از میداین جنوب ایران

رمضان زندانی رودباری<sup>۱</sup> شرکت بهره‌برداری نفت و گاز آغاچاری

علیرضا ردایی<sup>۲</sup> دانشگاه مالک اشتر

رضا احمدپور<sup>۳</sup> دانشگاه آزاد اسلامی یزد

چکیده

نرخ تولیدی مخازن عمولاً در مراحل ابتدایی عمر نسبتاً زیادی بوده و در ادامه با کاهش شدید مواجه می‌شود. با استفاده از روش‌های فراز آوری مصنوعی (به‌ویژه فراز آوری با گاز)، می‌توان ضریب بازیافت نفت و عمر مفید مخزن را افزایش داد. با این حال رسیدن به نرخ تولید بیشتر در روش فراز آوری با گاز، نیازمند مطالعه دقیق و بهینه‌سازی عوامل مؤثر بر تزریق است. یکی از بهترین و جدیدترین روش‌ها، مقایسه برداشت از فضای حلقوی و لوله مغزی و در نهایت انتخاب روش به‌صرفه‌تر و دارای بیشترین مقدار تولید است. در این مطالعه با استفاده از نرم‌افزار PIPESIM، فراز آوری با گاز در یکی از مخازن شکاف‌دار جنوب‌غربی ایران شبیه‌سازی شده و تأثیر تغییر اندازه و عمق لوله مغزی و مقایسه تأثیر برداشت از فضای حلقوی و لوله مغزی در فراز آوری با گاز بر افزایش برداشت نفت بررسی شده و در نهایت از بین روش‌های شبیه‌سازی شده، روش بهینه انتخاب گردیده است.

واژگان کلیدی: فراز آوری با گاز، فضای حلقوی، لوله مغزی، فشار جریانی سرچاهی، بهینه‌سازی

واژگان کلیدی

مقدمه

در صورتی که مشکل مربوط به عملکرد مخزن باشد، بسته به شرایط باید تمهیداتی از قبیل ایجاد شکاف و اسیدزنی صورت پذیرد و اگر معضل مربوط به عملکرد چاه باشد، باید عملیاتی مثل تغییر در قطر و عمق لوله مغزی انجام گردد. در غیر این صورت نیز باید استفاده از روش‌های فراز آوری مصنوعی بررسی شده و مدنظر قرار گیرد.

افت فشار جریانی سرچاهی یکی از مهم‌ترین مشکلات تولیدی چاه‌های میداین نفتی دنیا از جمله ایران است که باعث عدم جریان مناسب سیال از چاه و در اغلب موارد قطع کامل جریان به سمت واحدهای بهره‌برداری می‌شود. عدم توجه به علت اصلی این پدیده باعث کاهش یا توقف تولید بسیاری از چاه‌ها خواهد شد. افت فشار جریانی سرچاهی ناشی از دو عامل اصلی است که عبارتند از: مشکلات ناشی از عملکرد مخزن و مشکلات مربوط به عملکرد چاه.

### ۱- معرفی میدان مورد مطالعه

میدان مورد بحث در این نوشتار یکی از میداین جنوب‌غرب

\* نویسنده عهده‌دار مکاتبات (reza.ahmadpuor@yahoo.com)

## ۲- معرفی سیال تولیدی و چاه‌ها

مشخصات سیال تولیدی و چاه‌ها در جدول ۱- ارائه شده است. نفت چاه‌های-۱ و ۲ به ترتیب از سازندهای آسماری و خامی تولید می‌شود. فشار جریان سرچاهی چاه-۱، قبل از کاهنده ۵۵۶ پام و بعد از کاهنده ۳۷۲ پام بوده و نرخ تولید این چاه ۷۰۵ بشکه در روز است. فشار جریان سرچاهی چاه-۲ نیز قبل از کاهنده ۳۵۴ پام و بعد از کاهنده ۲۳۶ پام است و در حالت طبیعی روزانه ۵۸۰ بشکه نفت خام تولید می‌کند. تکمیل هر دو چاه به صورت حفزه‌باز بوده و حداقل فشار جریان سرچاهی مورد نیاز برای ارسال سیال تولیدی چاه‌ها به مرحله اول تفکیک برای چاه‌های-۱ و ۲ به ترتیب برابر ۴۰۰ و ۳۰۰ پام است.

## ۳- تأثیر راندن لوله مغزی در چاه

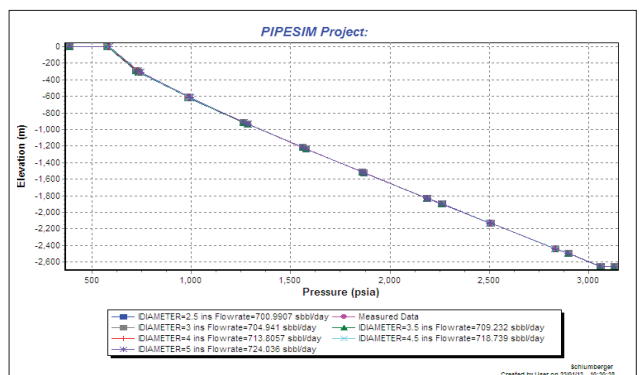
از جمله راه‌های مؤثر جهت کاهش افت فشار، کم کردن سطح عبور جریان از حفزه چاه می‌باشد. از این رو تأثیر راندن لوله مغزی درون چاه‌های تولید نفت با هدف بهبود رژیم جریان و افزایش فشار سرچاهی و نرخ تولید مورد بررسی قرار گرفته است [۱]. در این قسمت تأثیر قطر و عمق‌های مختلف لوله مغزی بر فشار جریان سرچاهی برای حالت بدون استفاده از روش‌های فراآوری مصنوعی در نرم‌افزار شبیه‌سازی شده و در شکل‌های ۱- تا ۵ ارائه شده است. با استفاده از نتایج این بررسی می‌توان قطر و عمق لوله مغزی را که منجر به بیشترین فشار سرچاهی و نرخ تولیدی خواهد شد تعیین کرد. در چاه-۱ و در عمق ۱۹۰۰ متری تغییر اندازه تنها منجر به افزایش ۲۰ بشکه در روز و در عمق ۱۴۰۰ متر تغییر اندازه باعث کاهش اندک نرخ تولیدی می‌شود. در شکل‌های ۱- و ۲ نمودار تأثیر تغییر عمق و اندازه ارائه شده است. در چاه-۲ تغییرات اندازه در عمق ۲۳۰۰ متری از اندازه بزرگ به کوچک تنها روزانه ۳۸ بشکه افزایش تولید در پی خواهد داشت. در عمق ۱۸۰۰ متر این تغییر اندازه تنها ۱۲ بشکه در روز به برداشت خواهد افزود و در نهایت در عمق ۱۳۰۰ متری تغییر قطر باعث کاهش خفیف نرخ تولید می‌شود. با توجه به نتایج حاصل مشخص شد که روش تغییر اندازه و عمق لوله مغزی، بهبود چندانی در نرخ تولید چاه‌های مدنظر ایجاد نخواهد کرد و بنابراین روش فراآوری با گاز مورد ارزیابی قرار گرفت.

## ۴- روش فراآوری با گاز

در این سیستم با تزریق گاز در ستون چاه، چگالی فاز مایع کاهش یافته و در نتیجه با یک فشار جریانی معین ته چاهی، نرخ

ایران است که در سال ۱۳۱۶ کشف شده و در سال ۱۳۴۲ با حفر اولین چاه شروع به تولید کرده است. فشار کنونی مخزن ۳۲۰۰ پام می‌باشد و تعداد کل چاه‌های حفاری شده در مخزن ۱۲۶ حلقه است. تولید این میدان از دو سازند آسماری و خامی انجام شده و مخزن از نوع مخازن نفت اشباع<sup>۳</sup> می‌باشد. به دلیل وجود گنبد گازی بسیار عظیم در مخزن آسماری، برداشت نفت و گاز از این مخزن به صورت توأمان انجام می‌پذیرد. با توجه به این ویژگی‌ها، شرایط این مخزن برای استفاده از سیستم فراآوری با گاز بسیار ایده‌آل می‌باشد. هدف اصلی از انجام این مطالعه، تثبیت و امکان افزایش تولید، تفکیک نفت و گاز در فشار بهینه و جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه و حداکثر استفاده از تأسیسات فعلی می‌باشد.

مشخصات سیال تولیدی و چاه‌ها		
چاه-۲	چاه-۱	کمیت (واحد)
۱۸۰	۱۸۰	دمای مخزن (°F)
۸۰۰	۹۰۰	نسبت گاز به نفت (scf/stb)
۳۵/۵	۳۵/۵	شاخص سبکی نفت (API°)
۰/۷۲	۰/۷۲	وزن مخصوص گاز (بی‌بعد)
۳۲۰۰	۳۲۰۰	فشار مخزن (psig)
۴۰	۳۰	آب همراه (%)
۲۸۴۰	۳۱۵۰	فشار استاتیک ته چاه (psig)
۲۷۱۰	۱۹۰۰	فشار جریانی ته چاه (psig)
۶۰۰	۷۰۰	نرخ فعلی تولید (bbl/day)
۷/۱۶	۱۳/۳۲	کاهنده جریان سرچاه (inch)



بررسی اثر تغییرات قطر لوله مغزی بر عملکرد فشار جریانی سرچاهی در عمق نصب ۱۹۰۰ متر حفار برای چاه-۱



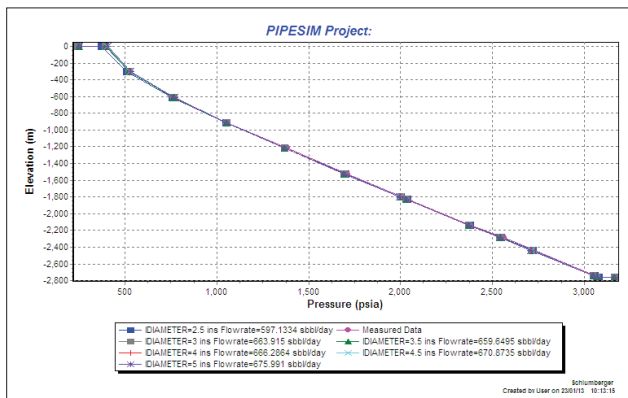
#### ۴-۲- معایب فراز آوری با گاز

از معایب این روش ضرورت در دسترس بودن گاز کافی، مناسب نبودن این روش برای سیالاتی که گرانیوی آنها زیاد بوده یا مایعات دیگری به همراه دارند و امکان تشکیل هیدرات می باشد [۳].

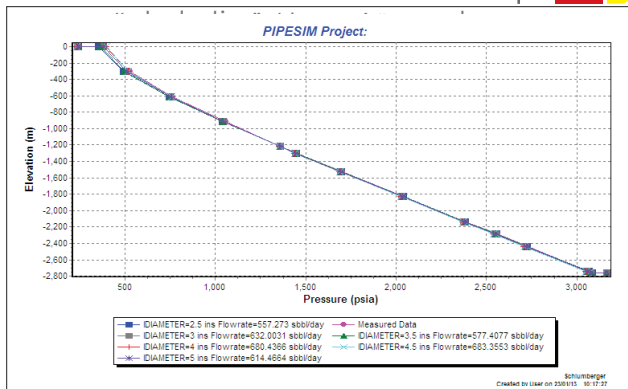
#### ۴-۳- طراحی روش فراز آوری با گاز توسط نرم افزار PIPESIM

۴-۳-۱- تولید از فضای حلقوی  
با توجه به اینکه در شرایط فعلی، چاه از فضای حلقوی تولید می کند، در این قسمت ابتدا تعیین مقادیر بهینه نرخ و فشار گاز تزریقی در حالت تولید از فضای حلقوی شبیه سازی شده و سپس مکان قرارگیری شیرهای فراز آوری با گاز، و ویژگی های هر شیر و نرخ تولید و میزان فشار جریان سرچاهی تعیین گردیده است.

همان طور که در شکل ۶- نشان داده شده نرخ و فشار بهینه گاز تزریقی برای چاه-۱، معادل ۰/۵ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۴۰۰ پام، ۰/۱۵۵ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۵۰۰ پام و ۲/۶۵ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۶۰۰ به دست آمده که گزینه دوم به کار گرفته شد.



۴ بررسی اثر تغییرات قطر لوله مغزی بر عملکرد فشار جریان

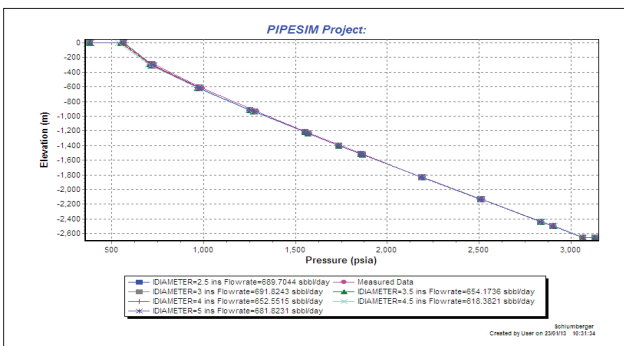


۵ بررسی اثر تغییرات قطر لوله مغزی بر عملکرد فشار جریان سرچاهی در عمق نصب ۱۳۰۰ متر حفار برای چاه-۲

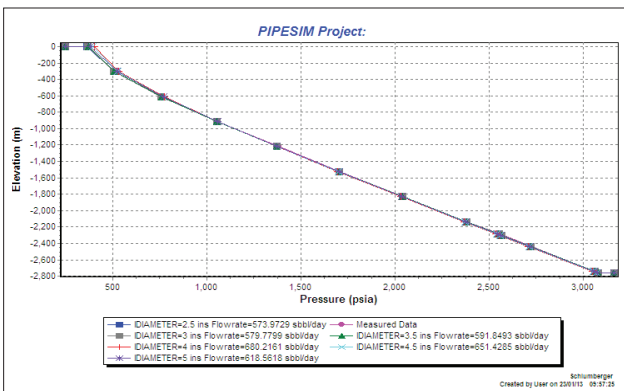
تولید افزایش می یابد. بدیهی است که کاهش گاز همراه نفت در چاه های تولیدی و در پی آن افزایش آب همراه نفت، موجب افزایش فشار جریان ته چاهی شده و تولید کاهش می یابد. در روش فراز آوری با گاز، تعیین میزان تزریق بهینه گاز نقش اساسی دارد. اگر گاز کمتر از حد لازم تزریق گردد نرخ تولید نفت کاهش و هزینه عملیاتی افزایش خواهد یافت. اگر نرخ تزریق گاز بیش از حد لازم باشد به دلیل افزایش گرادیان فشار اصطکاکی، تولید نفت کاهش خواهد یافت. به این ترتیب بهینه سازی عملیات برای افزایش منطقی تولید یک امر حیاتی تلقی می شود [۴].

#### ۴-۱- مزایای فراز آوری با گاز

مهم ترین مزیت فراز آوری با گاز عدم آسیب به سیستم تکمیل چاه و تولید زیاد چاه های با شاخص بهره دهی بالاست. از دیگر مزایای این روش قابلیت استفاده در چاه های انحرافی و مطابقت با سیالات مخزنی با نسبت گاز به نفت زیاد بوده. به علاوه هزینه تعمیرات این روش نسبت به سایر روش های فراز آوری مصنوعی کم است [۲].



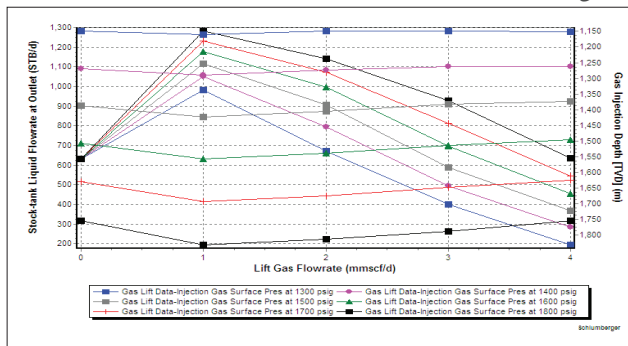
۲ بررسی اثر تغییرات قطر لوله مغزی بر عملکرد فشار جریان سرچاهی در عمق نصب ۱۴۰۰ متر حفار برای چاه-۱



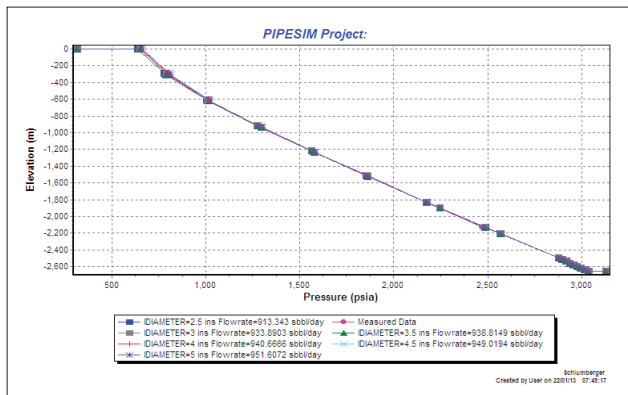
۳ بررسی اثر تغییرات قطر لوله مغزی بر عملکرد فشار جریان سرچاهی در عمق نصب ۲۳۰۰ متر حفار برای چاه-۲

شد. ضمن اینکه همان گونه که می دانیم سطح مقطع کمتر باعث بهبود رژیم جریان و افزایش فشار سرچاهی شده و متعاقب آن افت فشار نیز به حداقل می رسد و در نتیجه تولید نسبت به حالت قبل افزایش خواهد یافت [۵].

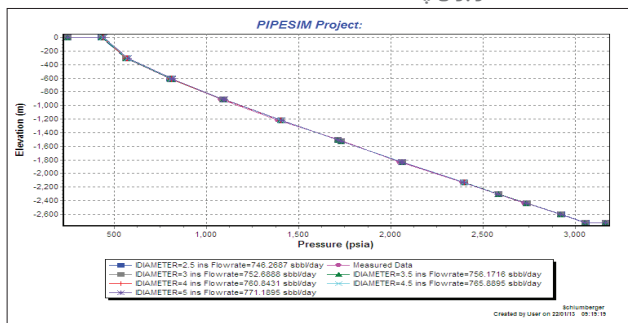
ابتدا فشار و نرخ بهینه گاز تزریقی در شرایط تولید از لوله مغزی تعیین گردید که نتایج برای چاه-۱ در شکل-۱۱ و برای چاه-۲ در شکل-۱۲ ارائه شده است.



شکل ۷ مقایسه شرایط مختلف برای یافتن فشار و نرخ بهینه گاز تزریقی در فراز آوری در حالت تولید از فضای حلقوی برای چاه-۲



شکل ۸ اثر فراز آوری با گاز روی فشار جریانی سرچاهی و نرخ تولید از فضای حلقوی نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی در عمق ۱۹۰۰ متر برای چاه-۱



شکل ۹ اثر فراز آوری با گاز روی فشار جریانی سرچاهی و نرخ تولید از فضای حلقوی نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی در عمق ۲۳۰۰ متر برای چاه-۲

در ادامه شبیه سازی برای چاه-۲ نیز انجام شده و مقادیر نرخ و فشار بهینه گاز تزریقی برابر یک میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۴۰۰ پام، ۰/۲۲ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۵۰۰ پام و ۲/۹۹۵ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۶۰۰ پام تعیین گردید که برای این چاه نیز گزینه دوم انتخاب شد (شکل-۷).

پس از تعیین نرخ و فشار بهینه چاهها، استفاده از سیستم فراز آوری با گاز در حالتی که تولید از فضای حلقوی انجام پذیرد بررسی شد. در این حالت در چاه-۱، فشار قبل از کاهنده ۶۳۳ پام، فشار بعد از کاهنده ۳۰۲ پام و نرخ تولید ۹۳۴ بشکه در روز به دست آمد. لازم به ذکر است در شرایط طبیعی، میزان تولید چاه-۱ برابر ۶۹۷ بشکه در روز بوده است (شکل-۸).

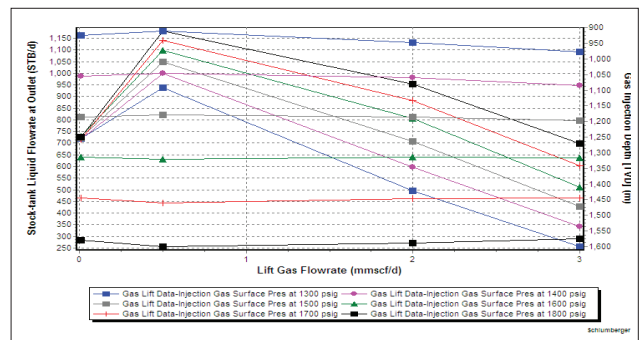
در چاه-۲ نیز فشار قبل و بعد از کاهنده به ترتیب برابر ۴۱۹ و ۲۳۴ پام بوده و نرخ تولید چاه به ۷۵۳ بشکه در روز رسیده است. این در حالی است که در حالت بدون استفاده از سیستم فراز آوری با گاز، نرخ تولید ۶۰۶ بشکه در روز بوده است (شکل-۹).

نتایج طراحی شیرهای تزریق در حالت تولید از فضای حلقوی چاه در شکل-۱۰ و کمیت های مربوط به نصب شیرهای فراز آوری چاهها در جداول-۲ و ۳ ارائه شده اند.

پس از نصب سیستم فراز آوری با گاز روی چاه در حالت تولید از فضای حلقوی، در ادامه تأثیر فراز آوری با گاز روی فشار جریانی سرچاهی و نرخ تولیدی نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی روی هر کدام از چاهها مورد بررسی قرار گرفت که نمودارهای حاصل در شکل های-۸ و ۹ نشان داده شده اند.

### ۴-۳-۲- تولید از لوله مغزی

پس از طراحی روش فراز آوری با گاز، اثر تغییر محل تولید چاه از شرایط فعلی (فضای حلقوی) به لوله مغزی بررسی و شبیه سازی



شکل ۱۰ مقایسه شرایط مختلف برای یافتن فشار و نرخ بهینه گاز تزریقی در فراز آوری در حالت تولید از فضای حلقوی برای چاه-۱



با به دست آمدن نرخ و فشار بهینه گاز تزریقی، تأثیر نصب سیستم فراآوری با گاز در شرایطی که چاه‌ها از طریق لوله مغزی تولید کنند بررسی شد که برای چاه-۱ فشار قبل و بعد از کاهنده به ترتیب ۷۹۸ و ۵۶۸ پام و نرخ تولید ۹۰۶ بشکه در روز به دست آمد. ضمن اینکه این چاه در شرایط تولید از فضای حلقوی ۹۳۴ بشکه در روز تولید می‌کرد اما فشار بعد از کاهنده آن ۳۰۲ پام بود که برای جریان یافتن سیال به سمت مرحله اول تفکیک مناسب نبود.

برای چاه-۲ نیز فشار قبل و بعد از کاهنده به ترتیب ۶۲۴ و ۴۴۷ پام و نرخ تولید ۹۰۱ بشکه در روز به دست آمد. در صورتی که این چاه در حالت نصب سیستم فراآوری با گاز و تولید از فضای حلقوی، روزانه ۷۵۳ بشکه تولید می‌کرد و فشار بعد از کاهنده سرچاهی

برای چاه-۱، نرخ و فشار بهینه گاز تزریقی، معادل ۰/۱۸۹ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۳۰۰ پام، ۰/۷۲۵ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۴۰۰ پام، ۱/۳۶۹ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۵۰۰ پام و ۲/۱۸ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۶۰۰ پام به دست آمد که برای این چاه گزینه اول انتخاب شد (شکل-۱۱).

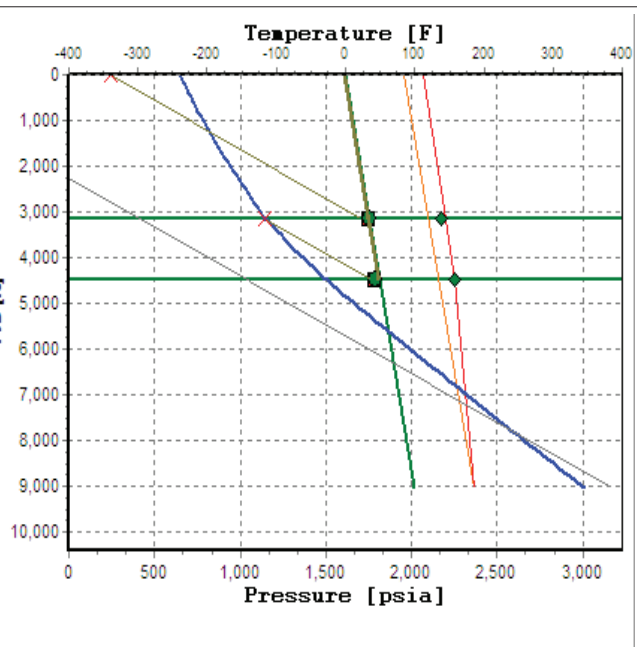
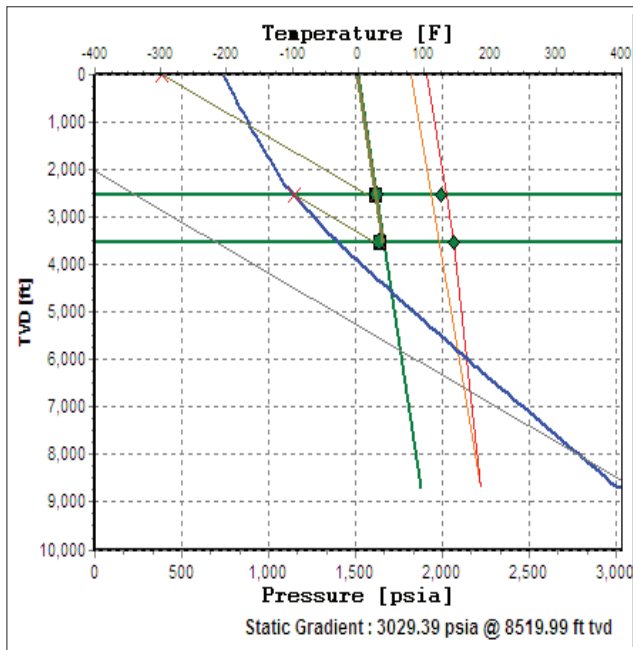
هم‌چنین برای چاه-۲، نرخ و فشار بهینه گاز تزریقی، معادل ۰/۳۲۱ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۳۰۰ پام، ۰/۸۸۵ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۴۰۰ پام، ۱/۵۵۶ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۵۰۰ پام و ۲/۲۴۶ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۶۰۰ پام به دست آمد که برای این چاه نیز گزینه اول به کار گرفته شد (شکل-۱۲).

۳ | کمیته‌های طراحی شیرهای فراآوری با گاز در حالت تولید از فضای حلقوی برای چاه-۲

عمق شیر	اندازه درجه	نرخ تزریق گاز	نرخ تخلیه مایع	فشار باز شدن در سطح	فشار بسته شدن در سطح
ft	in	mmscf/d	stb/d	psig	psig
۳۱۳۷	۱/۸	Not Calc	Not Flow	۱۶۰۱	۱۵۹۱
۴۴۶۵	۱/۸	۰/۲۲	۱۰۶۰	۱۵۷۹	۱۵۷۴

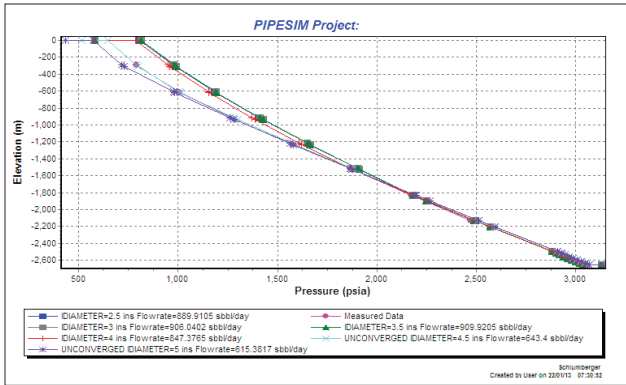
۲ | کمیته‌های طراحی شیرهای فراآوری با گاز در حالت تولید از فضای حلقوی برای چاه-۱

عمق شیر	اندازه درجه	نرخ تزریق گاز	نرخ تخلیه مایع	فشار باز شدن در سطح	فشار بسته شدن در سطح
ft	in	mmscf/d	stb/d	psig	psig
۲۵۴۵	۱/۸	Not Calc	Not Flow	۱۴۹۹	۱۴۹۲
۳۵۴۲	۱/۸	۰/۱۵۵	۹۳۰	۱۴۸۱	۱۳۷۸

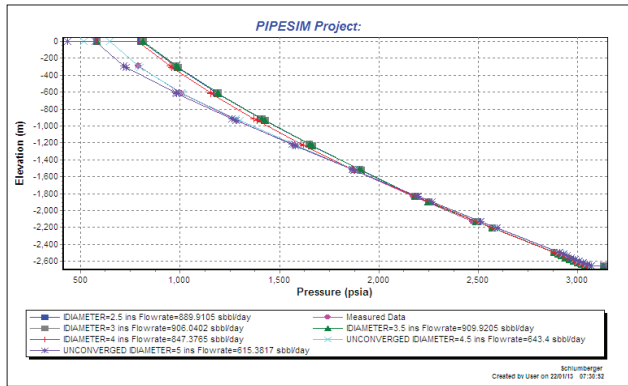


شکل ۱۰ | طراحی شیرهای فراآوری با گاز در حالت تولید از فضای حلقوی برای چاه-۱ (سمت راست) و چاه-۲ (سمت چپ)

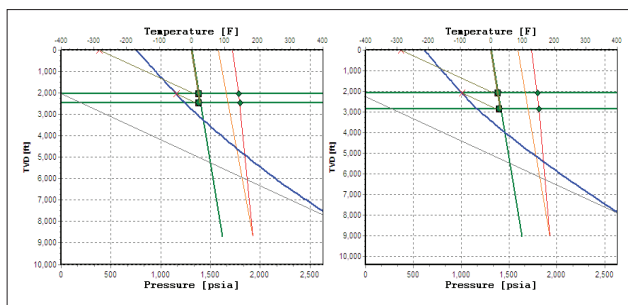
(۲۳۴ پام) برای جریان سیال به مرحله اول تفکیک ناکافی بود. در شکل‌های ۱۳ و ۱۴ اثر فراآوری با گاز روی فشار جریان سرچاه و نرخ تولید از لوله مغزی نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی در عمق کنونی هر کدام از چاه‌ها به صورت جداگانه رسم شده است. طبق همین شیوه کار، شبیه‌سازی برای چاه-۲ انجام شد و نرخ و فشار بهینه گاز تزریقی، معادل ۰/۳۲۱ میلیون فوت‌مکعب در



شکل ۱۳ اثر فراآوری با گاز روی فشار جریان سرچاه و دبی تولیدی (تولید از لوله مغزی) نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی، در عمق ۱۹۰۰ متر برای چاه-۱



شکل ۱۴ اثر فراآوری با گاز روی فشار جریان سرچاهی و دبی (تولید از لوله مغزی) نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی در عمق ۲۳۰۰ متر برای چاه-۲



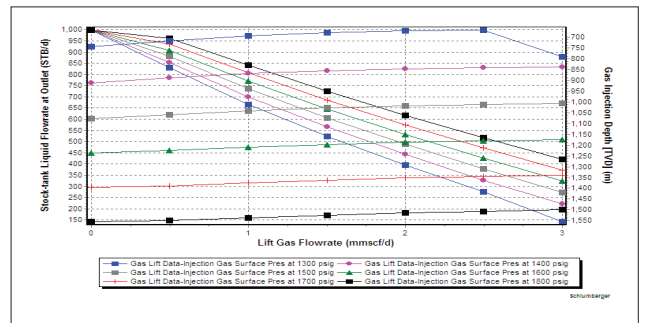
شکل ۱۵ طراحی شیرهای فراآوری با گاز در حالت تولید از لوله مغزی برای چاه-۱ (سمت راست) و چاه-۲ (سمت چپ)

جدول ۴ | کمیت‌های طراحی شیرهای فراآوری با گاز در حالت تولید از لوله مغزی برای چاه-۱

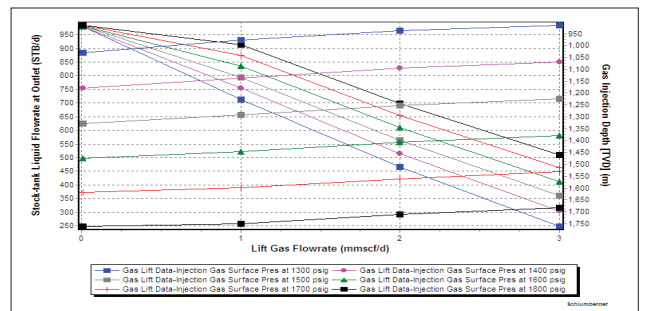
عمق شیر	اندازه درجه	نرخ تزریق گاز	نرخ تخلیه مایع	فشار بازشدن در سطح	فشار بسته شدن در سطح
ft	in	mmscf/d	stb/d	psig	psig
۲۰۴۰	۱/۸	Not Calc	Not Flow	۱۲۹۸	۱۲۹۵
۲۴۵۷	۱/۸	۰/۱۸۹	۹۰۵	۱۲۸۴	۱۲۸۲

جدول ۵ | کمیت‌های طراحی شیرهای فراآوری با گاز در حالت تولید از لوله مغزی برای چاه-۲

عمق شیر	اندازه درجه	نرخ تزریق گاز	نرخ تخلیه مایع	فشار بازشدن در سطح	فشار بسته شدن در سطح
ft	in	mmscf/d	stb/d	psig	psig
۲۰۸۲	۱/۸	Not Calc	Not Flow	۱۳۰۰	۱۲۹۴
۲۸۵۰	۳/۱۶	۰/۳۲۱	۸۸۷	۱۲۸۶	۱۲۷۸



شکل ۱۱ مقایسه شرایط مختلف برای یافتن فشار بهینه و مقدار بهینه فراآوری با گاز در حالت تولید از لوله مغزی برای چاه-۱



شکل ۱۲ مقایسه شرایط مختلف برای یافتن فشار بهینه و مقدار بهینه فراآوری با گاز در حالت تولید از لوله مغزی برای چاه-۲



جدول ۶ | مقایسه نتایج چاه-۱

تولید طبیعی		تولید با سیستم فراز آوری با گاز (تولید از لوله مغزی) (حلقوی)		تولید با سیستم فراز آوری با گاز (تولید از لوله مغزی) (حلقوی)	
نرخ تولید (بشکه در روز)	فشار (پام)	نرخ تولید (بشکه در روز)	فشار (پام)	نرخ تولید (بشکه در روز)	فشار (پام)
۵۰۷	۳۷۲-۵۵۶	۹۳۴	۳۳۶-۳۰۲	۹۳۴	۳۳۶-۳۰۲

جدول ۷ | مقایسه نتایج چاه-۲

تولید طبیعی		تولید با سیستم فراز آوری با گاز (تولید از لوله مغزی) (حلقوی)		تولید با سیستم فراز آوری با گاز (تولید از لوله مغزی) (حلقوی)	
نرخ تولید (بشکه در روز)	فشار (پام)	نرخ تولید (بشکه در روز)	فشار (پام)	نرخ تولید (بشکه در روز)	فشار (پام)
۵۸۰	۳۳۶-۳۵۴	۹۳۴	۳۳۶-۳۰۲	۹۳۴	۳۳۶-۳۰۲

■ در روش فراز آوری با گاز برای تولید از فضای حلقوی چاه-۱، با وجود بهبود نسبی فشار جریانی سرچاهی و افزایش نرخ تولید در مقایسه با تولید از لوله مغزی، فشار لازم (بعد از کاهنده) برای رسیدن سیال به مرحله اول تفکیک فراهم نشده و راهکار دیگری مثل تولید از لوله مغزی در روش فراز آوری با گاز به کار گرفته شد تا فشار لازم برای مرحله اول تفکیک ایجاد شود. در چاه-۲ نیز هم فشار جریانی سرچاهی و هم نرخ تولیدی حالت تولید از فضای حلقوی کمتر از حالتی است که تولید از لوله مغزی صورت می گیرد. نتایج حاصل در جداول ۶ و ۷ نشان داده شده اند.

■ با وجود اینکه نصب لوله مغزی مشکل تولیدی ناشی از افت فشار جریانی سرچاهی را برطرف کرده و باعث افزایش نرخ تولید می شود، این طراحی نباید بدون در نظر گرفتن سیستم فراز آوری با گاز و تغییرات در تاج چاه که در قیاس با راندن لوله مغزی به هزینه و زمان کمتری نیاز دارد به کار گرفته شود.

■ با توجه به در دسترس بودن گاز مورد نیاز در میدان مورد مطالعه و هزینه زیاد نگهداری و تعمیر پمپ ها، گزینه فراز آوری با گاز و تولید از لوله مغزی بهینه ترین و سودمندترین روش خواهد بود. ■

روز با فشار ۱۳۰۰ پام، ۰/۸۸۵ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۴۰۰ پام، ۱/۵۵۶ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۵۰۰ پام و ۲/۲۴۶ میلیون فوت مکعب در روز با فشار ۱۶۰۰ پام به دست آمد. نتایج طراحی شیرهای تزریق در حالت تولید از لوله مغزی چاه در شکل-۱۵ و کمیت های مربوط به نصب شیرهای فراز آوری چاه ها در جداول ۴ و ۵ ارائه شده است.

### بحث و نتیجه گیری

■ نتایج شبیه سازی چاه ها نشان می دهد که تغییر در اندازه و عمق لوله مغزی هر دو چاه، فشار لازم برای ورود سیال به مرحله اول تفکیک را فراهم نمی کند.

■ نتایج حاصل از شبیه سازی چاه به وسیله فراز آوری با گاز بیان گر آنست که بهینه ترین اندازه لوله مغزی برای هر دو چاه، همان اندازه موجود یعنی  $2\frac{7}{8}$  اینچ و بهترین عمق لوله مغزی همان ۱۹۰۰ متر حفار کنونی برای چاه-۱ و ۲۳۰۰ متر حفار برای چاه-۲ بوده و با استفاده از این روش و تولید از لوله مغزی، فشار سرچاهی مورد نیاز چاه های-۱ و ۲ (به ترتیب ۴۰۰ و ۳۰۰ پام) فراهم خواهد شد.

### پانویس ها

<sup>1</sup>dr197035@yahoo.com

<sup>2</sup>roudbar12@yahoo.com

<sup>3</sup>saturated reservoir

### منابع

- [1] Brown K.E., Beggs H. D.: the Technology of Artificial-Lift Methods, 1977, Vol.2.  
 [2] Jansen, J.D., Currie, P.K.: "Modeling and Optimization of Oil and Gas Production System", Petroleum Department of Geo Technology in the Netherlands(j.d.jansen@citg.tudelft.nl), March 2004.  
 [3] Schlumberger, Pipesim user manual, «Well Design,  
 [4] Kermit. E, Brown, "Gas Lift Theory and Practice"

- Englewood Cliffs, New jersey 1970  
 [5] Aytollahi. S, Bahadori. A, " Simulation and Optimization of - Continuous Gas Lift System in Oil Field " 4th International and ,5th National Iranian Chemical Engineering Congresses Proceeding, Shiraz University, Iran, 24-27 April 2000, Compare production via annulus and tubing in Gas lift simulation in one of Iranian south oil fields by pipesim software