

مقایسه عملکرد روش فرازآوری گاز با پمپ‌های الکتریکی درون چاهی در یکی از میادین نفتی جنوب غرب کشور

تهیه کننده: پیمان عزت یار^۱

مدیریت برنامه ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران

چکیده

جنوب غربی ایران شامل تعداد زیادی میادین نفتی کوچک در حال توسعه می‌باشد که اکثراً دارای یک یا دو چاه فعال بوده و سناریو خاصی جهت تولید از این میادین در نظر گرفته نشده است. در این مقاله به بررسی استفاده از دو روش مرسوم به منظور افزایش تولید از چاههای نفتی و مقایسه عملکرد هر یک از این روشها پرداخته شده است که عبارتند از فرازآوری با گاز و استفاده از پمپ‌های الکتریکی درون چاهی. میدان نفتی مورد مطالعه در حال حاضر دارای یک حلقه چاه تولیدی بوده و از نظر کیفیت نفت تولیدی (درجه سبکی نفت و نسبت گاز به نفت و...) در محدوده نفت های سنگین قرار دارد و دارای مشکلات عدیده در تولید می باشد. با اجرای شبیه سازی عملکرد این دو روش بهبود تولید مورد بررسی قرار گرفته که نتایج آن در پایان ارائه خواهد گردید.

واژه های کلیدی

فرازآوری با گاز، پمپ‌های الکتریکی درون چاهی، بهبود تولید

۱- مقدمه

در این مقاله دو روش بهبود فرآیند تولید نفت از چاه یعنی فرازآوری با گاز (Gaslift) و استفاده از پمپ‌های الکتریکی درون چاهی (ESP) که تا به حال در برخی میادین نفتی ایران استفاده و نتایج نسبتاً مطلوبی را نیز

1.ezzatyar@gmail.com

حاصل نموده‌اند و از نظر عنصر هزینه و اجرا نیز روشهای زود بازدهی محسوب می‌شوند، جهت اجرا در این میدان انتخاب شده‌اند که در ابتدا به تشریح هر کدام از این روشها خواهیم پرداخت:

روش فراآوری با گاز : در این روش با توجه به مقادیر مختلف حجم گاز تزریقی و فشارهای مختلف تزریق سرچاهی، به نتایج متفاوتی در مورد میزان تولید چاه می‌توان دست یافت. همچنین مشخص گردید که برای هر دو متغیر مذکور (حجم گاز تزریقی و فشار تزریقی) میزان بهینه‌ای وجود دارد بدان معنی که با افزایش حجم گاز تزریقی و یا فشار تزریق تا میزان معینی تولید نفت چاه بالا می‌رود اما از آن به بعد با تأثیر معکوس مواجه خواهیم شد و تولید نفت چاه کاهش می‌یابد.

روش استفاده از پمپ‌های درون‌چاهی : با توجه به میزان نفتی که می‌بایست از چاه تولید شود و فشار سرچاهی لازم برای انتقال نفت تولیدی به واحد بهره‌برداری، پمپی مناسب برای آن میزان تولید و فشار می‌بایست طراحی گردد اما با توجه به افت فشار مخزن در آینده و عدم امکان تغییر در ساختار پمپ، این روش از انعطاف کمتری برای کارکرد در آینده برخوردار بوده و با توجه به شاخص بهره‌دهی پایین چاه که افت فشار بالایی را در قبال تولید ایجاد می‌نماید، در آینده با استفاده از این روش به مشکلات عملیاتی همچون کارکرد نامناسب پمپ با حداکثر ظرفیت مواجه خواهیم شد.

۲- خصوصیات میدان مورد مطالعه

این میدان در ۱۵۰ کیلومتری شمال غربی اهواز و ۵ کیلومتری جنوب واحد بهره‌برداری چشمه خوش قرار گرفته است و دارای یک ساختمان طاقدیسی بوده که محور طاقدیس آن خمیده می‌باشد سازندهای مخزنی این میدان شامل سازندهای آسماری و سروک می‌باشد. آسماری از لایه‌های کربناته به همراه ماسه سنگ و شیل تشکیل شده است که لایه‌های ماسه سنگی بخش بالایی، مخزن اول میدان را تشکیل می‌دهند. سازند سروک نیز دارای ترکیبی کربناته و شیلی می‌باشد.

نفت سازند آسماری سنگین بوده و دارای درجه سبکی ۱۳ API و نسبت گاز به نفت معادل ۱۳۷ SCF/STB می‌باشد. سه حلقه چاه (چاه‌های ۱، ۲ و ۳) در این مخزن تکمیل شده است که چاه‌های شماره ۲ و ۳ بسته بوده و قابلیت تولید ندارند. میانگین فشارچاه شماره ۱- در عمق مبنا (۲۹۲۵ متر از سطح دریا) برابر ۴۶۴۰ پام می‌باشد.

۳- شبیه سازی نرم افزاری میدان و چاه تولیدی و مقایسه نتایج حاصله از بکار گیری

روشهای فرازآوری با گاز و پمپ های درون چاهی

۳-۴- فرازآوری مصنوعی با گاز

به منظور بازیافت حداکثری مایعات گازی و به حداقل رساندن توان تراکم و هزینه‌های عملیاتی، معمولاً گاز مورد نیاز برای فرازآوری با گاز از شبکه گاز تامین می‌شود اما به علت عدم دسترسی به خط لوله گاز سراسری در محدوده میدان فرض شد که از گاز خروجی تفکیک گرمرحله دوم برای فرازآوری مصنوعی با گاز استفاده شود.

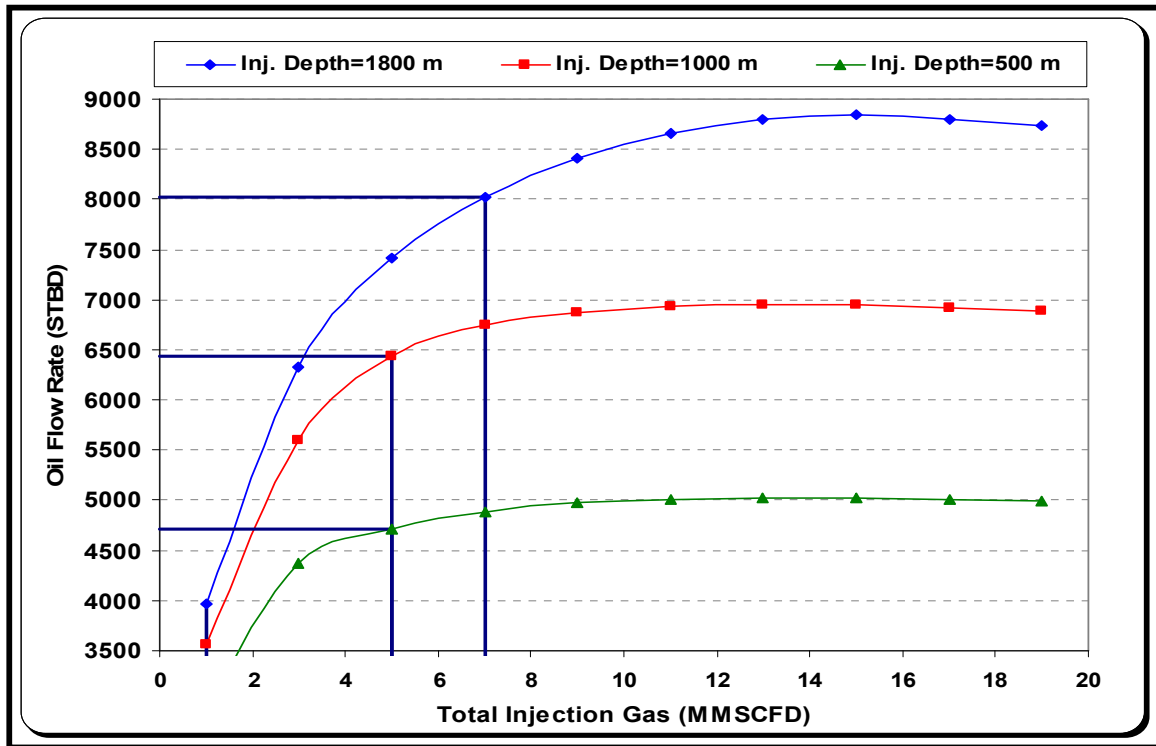
۳-۴-۱- تعیین دبی بهینه تزریق و تاثیر آن بر دبی نفت تولیدی

شکل‌های ۱ و ۲ منحنی دبی نفت تولیدی را بر حسب میزان گاز تزریقی نشان می‌دهند. در این شکلها، منحنی‌ها با توجه به سه عمق متفاوت تزریق رسم شده‌اند. همانگونه که مشاهده می‌گردد، این منحنی‌ها دارای نقطه ماکزیممی هستند که اگر میزان گاز تزریقی بیشتر از این نقطه ماکزیمم باشد، تزریق گاز نتیجه معکوس داشته و باعث کاهش نفت تولیدی می‌گردد. شیب این منحنی‌ها در دبی‌های پایین زیاد است و منحنی به سرعت روند افزایشی را طی می‌کند تا اینکه به تدریج از شیب آن کاسته شده به نقطه حداکثری خود می‌رسد. هر قدر شیب منحنی بیشتر باشد میزان بازدهی افزایش گاز تزریقی بیشتر خواهد بود، بنابراین بهترین نقطه برای تزریق گاز که بیشترین بهره دهی و مزیت اقتصادی را در پی داشته باشد نقطه‌ای است که شیب منحنی رو به کاهش می‌گذارد. این نقطه تابعیت شدیدی نسبت به فشار سرچاهی و دبی تزریق گاز ندارد و

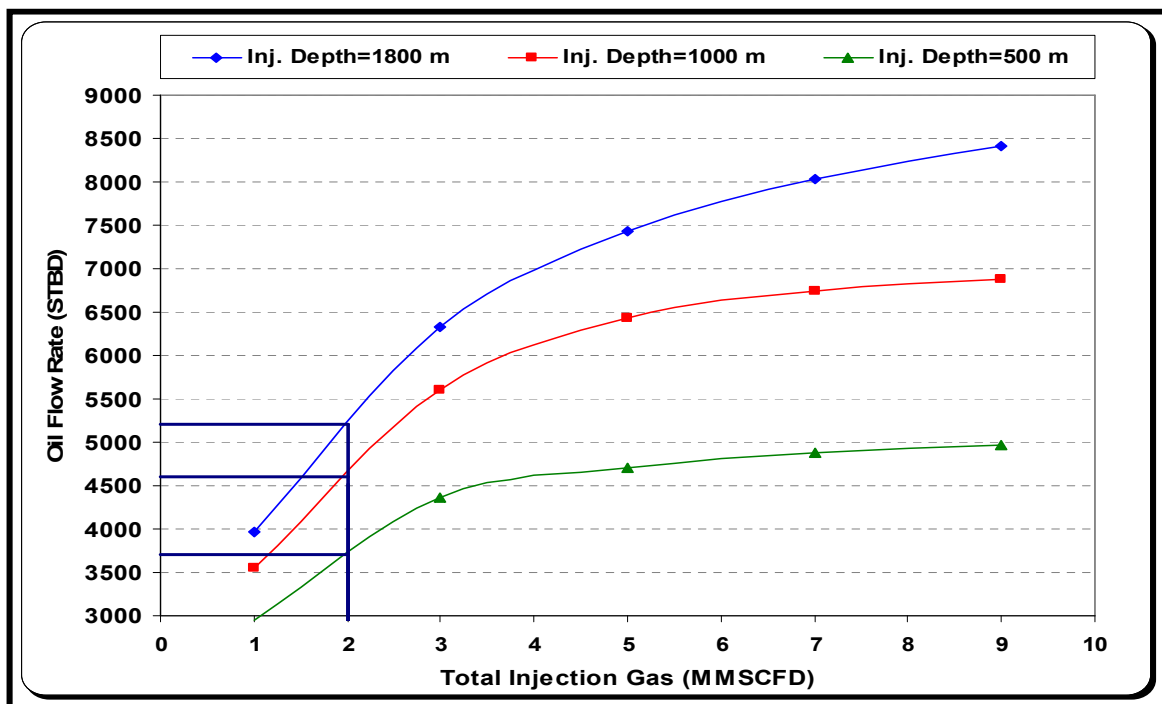
حدود تقریبی آن برای این چاه ۵ الی ۷ میلیون فوت مکعب در روز است. این دبی تزریق رقم بسیار بالایی است و تزریق آن در چاه‌های این میدان منطقی به نظر نمی‌رسد. از طرف دیگر منحنی‌های شکل-۲ که بر اساس فشار جریان ۶۰۰ پام تهیه گردیده‌اند نشان می‌دهند که به ازای تزریق این حجم از گاز دبی تولیدی نفت بیش از ۶۰۰۰ بشکه قابل دسترسی است. با توجه به توان مخزن این دبی تولیدی منطقی به نظر نمی‌رسد. با در نظر گرفتن جمیع شرایط، دبی تزریق حدود ۲ میلیون فوت مکعب در روز برای این چاه منطقی به نظر می‌رسد. این ارقام در جدول ۱- منعکس گردیده‌اند.

جدول ۱- مقدار بهینه تزریق و تاثیر آن بر تولید

عمق تزریق گاز (متر)	دبی بهینه تزریق (میلیون فوت مکعب در روز)	میزان تولید نفت (بشکه در روز)	میزان تولید نفت طی تزریق ۲ میلیون فوت مکعب در روز (بشکه در روز)
۱۸۰۰	۷	۸۰۲۶	۵۲۰۰
۱۰۰۰	۵	۶۴۲۹	۴۶۰۰
۵۰۰	۵	۴۷۱۴	۳۷۰۰



شکل ۱- تعیین میزان تزریق پدیده و تاثیر آن بر تولید

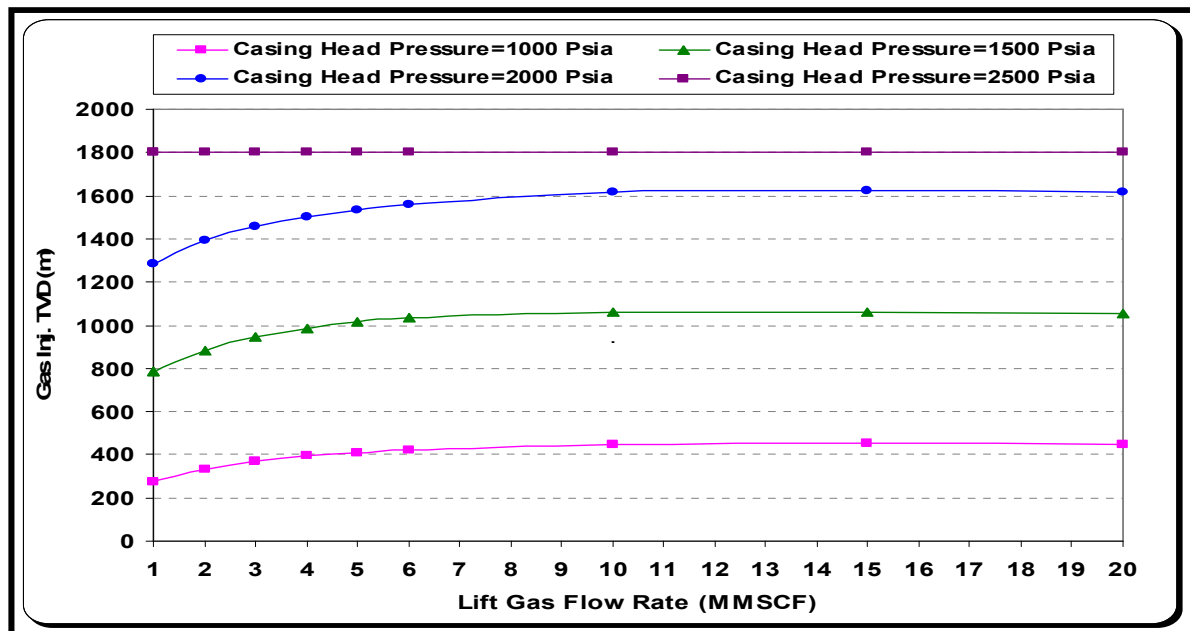


شکل ۲- تعیین دبی تولید نفت به ازای تزریق ۲ میلیون فوت مکعب در روز گاز

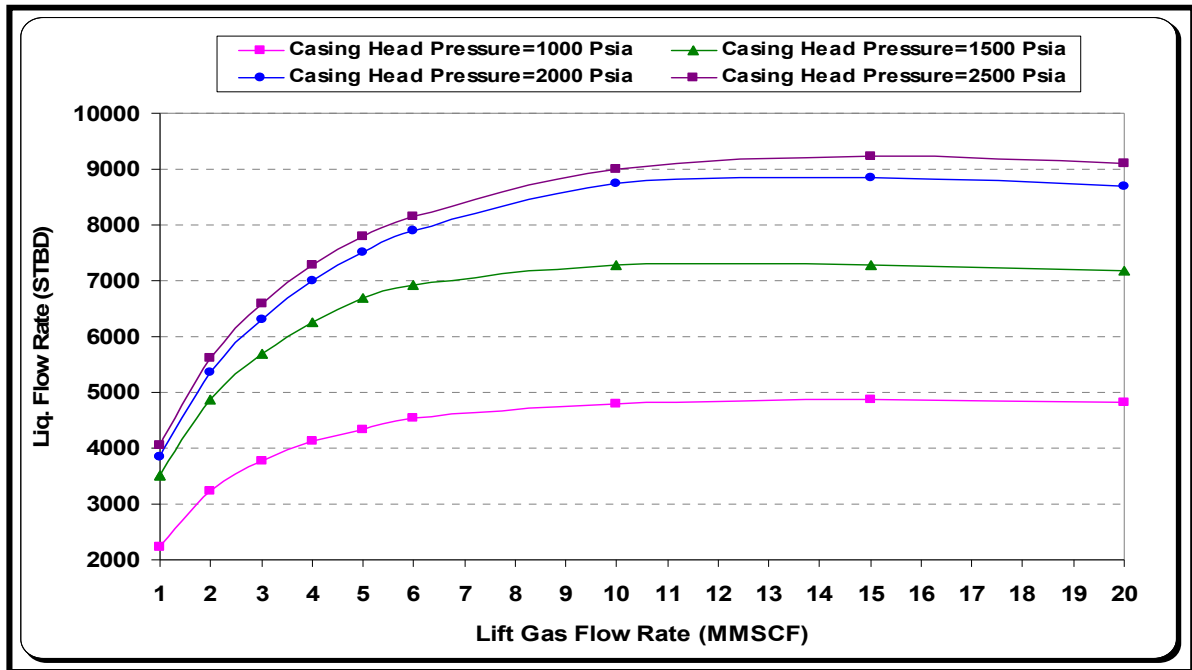
۳-۴-۲- تعیین عمق و فشار بهینه تزریق

با در نظر گرفتن فشار ۶۰۰ پام برای نفت تولیدی در سرچاه، فشار مورد نیاز برای تزریق گاز در فضای حلقوی و عمق بهینه تزریق به ازای دبی‌های مختلف تزریق گاز (۱ تا ۲۰ میلیون فوت مکعب در روز)، محاسبه گردید. نتایج محاسبات در شکل-۳ نشان داده شده است. همانگونه که در شکل مشخص است، عمق تزریق برای فشار تزریق ۲۵۰۰ پام به ازای تمامی دبی‌های تزریق مختلف برابر با ۱۸۰۰ متر می‌باشد. شکل-۴ دبی نفت تولیدی را به ازای فشارها و دبی‌های مختلف تزریق را نشان می‌دهد که فشار بالاتر از ۲۰۰۰ پام تاثیر چندانی در بالابردن دبی تولید ندارد.

همانگونه که گفته شد دبی بهینه تزریق گاز برای فراآوری مصنوعی در این چاه حدود ۵ تا ۷ میلیون فوت مکعب در روز محاسبه شد. فشار تزریق معادل برای این میزان تزریق گاز حدود ۲۰۰۰ پام می‌باشد. همچنین بحث شد که با در نظر گرفتن توان مخزن، تزریق حدود ۲ میلیون فوت مکعب در روز گاز توصیه می‌شود. فشار مورد نیاز برای این دبی تزریق، ۱۵۰۰ پام می‌باشد.



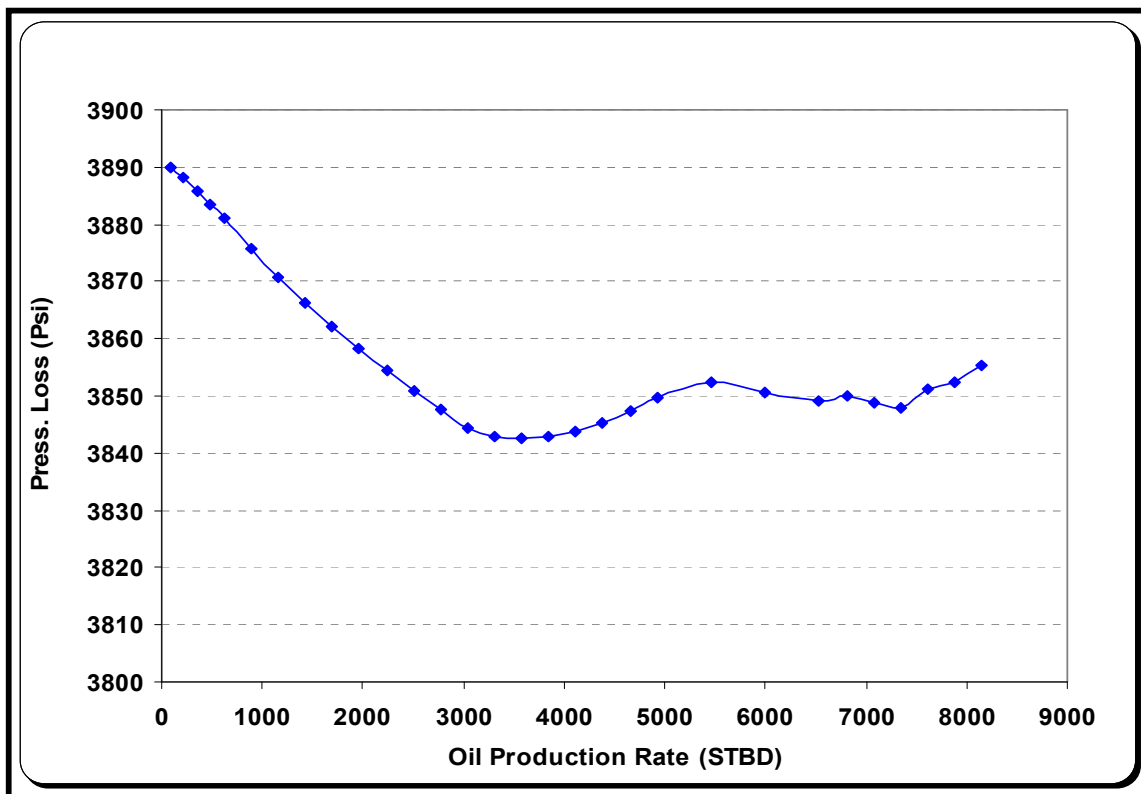
شکل-۳ عمق بهینه تزریق در برابر دبی تزریق گاز به ازای فشارهای مختلف تزریق



شکل-۴ دبی تولید نفت در برابر دبی تزریق گاز به ازای فشارهای مختلف تزریق

۳-۵- استفاده از پمپهای الکتریکی درون چاهی

برای اینکه عملکرد پمپهای درون چاهی با فرازآوری با گاز قابل مقایسه باشد، دبی‌های مشابهی به عنوان دبی هدف برای این روش در نظر گرفته شد. فرازآوری مصنوعی با پمپهای درون چاهی برای دو دبی ۸۰۰۰ و ۵۰۰۰ بشکه در روز انجام گرفت. در هر دو مورد فشار جریان سرچاه برابر با ۶۰۰ پام فرض شد. برای تعیین فشار تخلیه پمپ و هد مورد نیاز، لازم است تا افت فشار درون رشته تکمیلی به ازای دبی‌های مختلف در دسترس باشد. بدین منظور افت فشار در ستون چاه نسبت به دبی تولیدی از مدل نرم‌افزاری چاه خروجی گرفته شد. شکل-۵ این افت فشار در ستون چاه نسبت به دبی نفت را نشان می‌دهد.



شکل-۵ افت فشار چاه میدان مورد مطالعه در مقابل دبی تولید

جهت طراحی پمپ‌های الکتریکی دورن چاهی چند فاکتور مهم باید تعیین گردد و به نرم افزار داده شود که عبارتند از:

- ۱- میزان نفت تولیدی مورد انتظار از چاه (دبی نفت تولیدی با استفاده از پمپ‌ها)
- ۲- فشار سرچاهی مورد نیاز که این میزان با توجه به افت فشار ایجاد شده جهت انتقال نفت تولیدی در خط لوله جریانی از سرچاه تا واحد بهره‌برداری محاسبه می‌گردد.
- ۳- حداقل فشاری که پمپ‌می‌بایست توان تامین آن را داشته باشد که این میزان از محاسبه فشار استاتیک مخزن، فشار سرچاهی مورد نیاز و افت فشار سیال در ستون چاه در آن دبی مشخص قابل محاسبه است و در ادامه روش بدست آوردن آن برای دبی‌های مختلف آمده است.

۳-۵-۱- طراحی پمپ درون چاهی برای دبی ۸ هزار بشکه در روز

جدول ۲- اطلاعات وارد شده به نرم افزار برای انتخاب ESP مناسب برای تولید ۸۰۰۰ ب ر

Design Production Rate (STBD)	8000
Design Outlet Pressure (Psia)	600
Static Pressure (Psia)	4482

پس از تعیین هد مورد نیاز برای تولید ۸۰۰۰ ب ر نفت، از میان پمپ‌های ESP موجود در بانک اطلاعاتی نرم افزار PIPESIM پمپ مناسب که بتواند این میزان از هد را در دبی مورد نظر با راندمان بالا تامین نماید انتخاب شد. جدول ۳- مشخصات این پمپ را نشان می دهد.

جدول ۳- مشخصات ESP انتخاب شده برای تولید ۸۰۰۰ ب ر

Manufacturer	Model	Diameter	O _{min} (bbl/d)	O _{max} (bbl/d)	Efficiency at Design Condition
Reda	GN7000	5.13	5000	9000	65.57

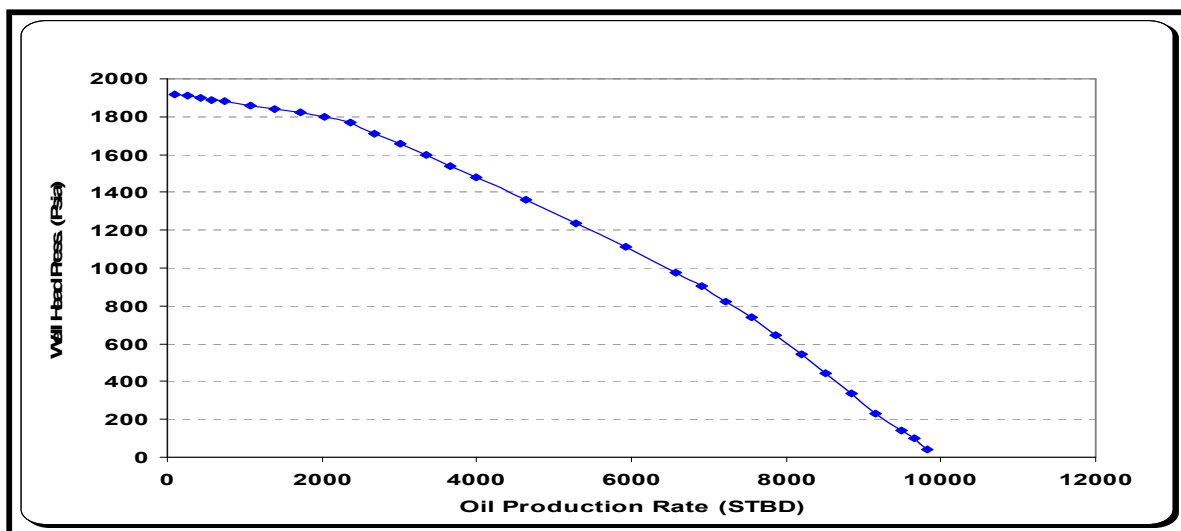
پس از انتخاب این پمپ محاسبات شرایط جریان درون چاهی انجام گرفت. نتایج محاسبات در جدول ۴- آمده است:

جدول ۴- مشخصات ESP انتخاب شده توسط نرم افزار برای تولید ۸۰۰۰ ب ر

Selected Pump	Reda- GN7000
Number Of Stages Required	74
Pump Efficiency at Design Rate (%)	60.4
Pump Power Required (hp)	472
Pump Intake Pressure (psia)	2391
Pump Discharge Pressure (psia)	3083
Head Required (ft)	1768
Liquid Density (lb/ft ³)	56.3

با فرض نصب این پمپ در عمق ۱۸۰۰ متری درون چاه، عملکرد سرچاهی محاسبه گردید. شکل ۶- منحنی

عملکرد سرچاهی را نشان می‌دهد.



شکل ۶- تاثیر ESP طراحی شده توسط نرم‌افزار بر فشار سرچاهی (تولید ۸ هزار بشکه در روز)

۳-۵-۲- طراحی پمپ درون چاهی برای دبی ۵ هزار بشکه در روز

جدول ۵- اطلاعات وارد شده به نرم‌افزار برای انتخاب ESP مناسب برای تولید ۵ ه ب ر

Design Production Rate (STBD)	5000
Design Outlet Pressure (Psia)	600
Static Pressure (Psia)	4482

پس از تعیین هد مورد نیاز برای تولید ۵۰۰۰ بر نفت، ازمیان پمپ‌های ESP موجود در بانک اطلاعاتی

نرم‌افزار PIPESIM پمپ مناسب که بتواند این میزان از هد را در دبی مورد نظر با راندمان بالا تامین نماید

انتخاب شد. جدول ۶- مشخصات این پمپ را نشان می‌دهد.

جدول ۶- مشخصات ESP انتخاب شده برای تولید ۵ ه ب ر

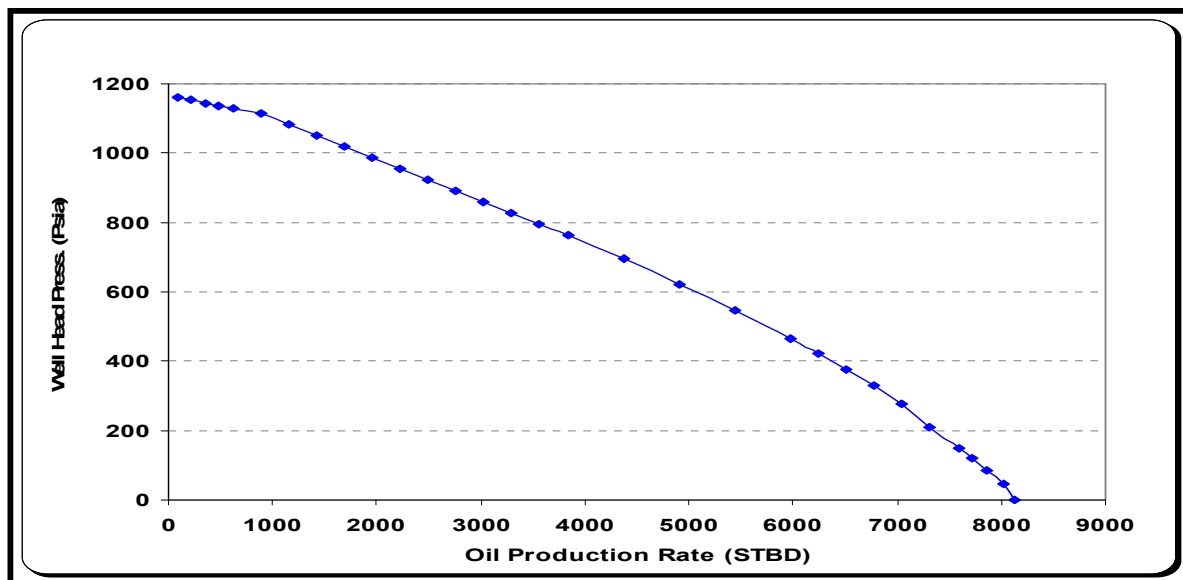
Manufacturer	Model	Diameter	O _{min} (bbl/d)	O _{max} (bbl/d)	Efficiency at Design Condition
Ramco_Alnas	L6050	4.48	4035	7206	57.06

با توجه به داده‌های جدول-۶، مدل چاه شماره-۱ میدان مورد مطالعه اجرا شد که نتایج زیر بدست آمد:

جدول-۷ مشخصات ESP انتخاب شده توسط نرم‌افزار برای تولید ۵۰۰ ب ر

Selected Pump	Ramco_Alnas- L6050
Number Of Stages Required	37
Pump Efficiency at Design Rate (%)	58.8
Pump Power Required (hp)	278
Pump Intake Pressure (psia)	950
Pump Discharge Pressure (psia)	1328
Head Required (ft)	960
Liquid Density (lb/ft ³)	56.5

شکل-۷ تاثیر ESP طراحی شده توسط نرم‌افزار بر روی فشار سرچاهی در میدان مورد مطالعه را نشان می‌دهد. همانگونه که مشاهده می‌گردد، این پمپ در دبی ۵۰۰۰ بشکه در روز، فشار سرچاهی ۶۰۰ پام را تامین می‌نماید.



شکل-۷ تاثیر ESP طراحی شده توسط نرم‌افزار بر فشار سرچاهی (تولید ۵ هزار بشکه در روز)

۴- نتایج و پیشنهادات

حال پس از اجرای کلیه سناریوهای تولید با استفاده از پمپ‌های درون چاهی و تزریق گاز، به مقایسه توان (HP) مورد نیاز جهت اجرای هریک از دو روش به منظور استحصال میزان یکسانی نفت می‌پردازیم که می‌تواند یکی از ملاک‌های مهم در انتخاب روش برتر برای اجرا بر روی این میدان باشد.

جدول ۸- نشانگر نتایج حاصل از بکارگیری هر یک از روش‌هاست که نشان دهنده عدم تفاوت چشم گیر در توان مورد نیاز برای تولید میزان معین نفت با استفاده از هر یک از دو روش مذکور است.

جدول ۸- توان مورد نیاز جهت بکارگیری هر یک از روشها در دبی های مختلف

روش فرازآوری	دبی تولیدی (بر)	توان مورد نیاز (اسب بخار)
فرازآوری با گاز	۸۲۰۷	۶۰۳
فرازآوری با گاز	۵۲۸۰	۳۴۰
فرازآوری با گاز	۲۹۰۰	۴۶۰
پمپ ESP	۸۰۰۰	۴۷۲
پمپ ESP	۵۰۰۰	۲۷۸
پمپ ESP	۸۰۰۰	۶۷۰
پمپ ESP	۵۰۰۰	۴۵۶
پمپ ESP	۳۵۰۰	۳۸۹

نتایج حاصل از بررسی و مقایسه عملکرد هر یک از دو روش فرازآوری با گاز و استفاده از پمپ‌های درون چاهی به شرح زیر می باشد:

۱- روش فرازآوری با گاز به منظور استفاده بهینه از گاز تفکیک شده از نفت تولیدی در واحدهای بهره برداری و جلوگیری از سوزانده شدن گاز که موجب از دست رفتن سرمایه‌های ملی و آلودگی محیط زیست می‌گردد می‌تواند در دستور کار قرار گیرد.

۲- انعطاف پذیری روش فرازآوری با گاز برای آینده مخزن بدان معنی که در شرایط افت فشار مخزن می‌توان با استفاده از همان تاسیسات اولیه، روند فرازآوری با گاز برای تولید همان میزان نفت را با افزایش دبی تزریق بدون

هیچ‌گونه تغییر دیگری در تاسیسات به انجام رساند، حال آنکه در صورت استفاده از پمپ‌های درون چاهی برای آینده مخزن و در شرایط افت فشار، دیگر پمپ‌ها نمی‌توانند با کارایی کامل در سرویس باشند و می‌بایست برای ادامه روند تولید حداکثری نسبت به تعویض آنها با نمونه‌هایی دیگر که توان کارکرد با فشارهای ورودی کمتری را دارند اقدام نمود.

۳- عدم تفاوت چشمگیر در توان HP مورد نیاز برای اجرای دو پروژه که نشان دهنده هزینه‌های اجرای تقریباً یکسان در اجرای هر یک از آنهاست.

در این تحقیق مشخص گردید که استفاده از روش فراآوری با گاز انعطاف بیشتری برای شرایط و حالات مختلف آینده مخزن را دارا خواهد بود بدین معنی که اگر در حال حاضر برای دستیابی به میزان مشخصی تولید نفت، مقدار گاز با فشار معینی در چاه تزریق می‌گردد، در آینده و در شرایط بروز افت در مخزن، آن هم در مخازن حاوی نفت سنگین که افت فشار در مقابل تولید نفت بسیار زیاد است، می‌توان حجم گاز بیشتری و در فشار بالاتری به چاه تزریق کرد که البته این تقویت فشار و دیگر تاسیسات فراآوری مورد توجه قرار گیرد. اما در زمان استفاده از پمپ‌های ESP همواره شرایط حال حاضر مخزن مد نظر می‌باشد و پمپی که جهت فشار حال حاضر طراحی می‌گردد انعطاف کمتری جهت فشار پایین تر مخزن دارد و اگر افت فشار بیش از حد طراحی پمپ، مثلاً فشار مورد نیاز جهت مکش پمپ به میزان کمتر از فشار اولیه طراحی پمپ برسد آن پمپ دیگر کارایی خود را از دست خواهد داد و ناچار به تعویض آن خواهیم بود. حال آنکه همانگونه که گفته شده روش فراآوری با گاز می‌تواند بازه زمانی طولانی تر و بازه افت فشار بیشتری در مخزن را مورد پوشش قرار داده و تاسیسات زمان بیشتری در مدار تولید خواهند بود که این موضوع به خصوص از نظر عامل هزینه بسیار مهم است. همچنین از دلایل مهم که استفاده از روش فراآوری با گاز را در اولویت اجرایی قرار می‌دهد، امکان استفاده بهینه از گازهایی است که در حال حاضر بدون هیچگونه استفاده فقط سوزانده می‌شوند و با استفاده از آنها می‌توان روش فراآوری با گاز را با خوراک ورودی رایگان (گاز مراحل تفکیک واحد بهره‌برداری) مورد اجرا قرار

داد که مزیتی بسیار مهم و شایان توجه است. با عنایت به موارد فوق الذکر در نهایت می‌توان روش فراز آوری با گاز را به عنوان گزینه برتر برای استفاده در میدان مورد مطالعه اعلام نمود.

منابع

- 1- PIPESIM user manual and Help Document
- 2- Schlumberger Gas Lift Design and Technology Handbook
- 3- Gas Lift Design and Operations Workshop by PETRO CONSULT ENERGY CO.(UK)LTD.
- 4- Electrical Submersible Pump Analysis and Design book May 30, 2001
- 5- API Gas-Lift Recommended Practices by Cleon Dunham, Oilfield Automation Consulting John Martinez, Production Associates 2005 spring
- 6- SPE 115849 “Pushing the Limit: High-Rate Artificial-Lift Evaluation for a Heavy-Oil EOR Project in Oman” by G.H. Lanier, SPE,