Archive of SID

بررسی فرازآوری مصنوعی به شیوه پمپ الکتریکی شناور برای یکی از میادین دریایی ایران

محمد احمدوند، رضا آذین*، شهریار عصفوری

بوشهر، دانشگاه خلیج فارس، دانشکده مهندسی نفت، گاز و پتروشیمی

پیام‌نگار: **Reza.azin@pgu.ac.ir**

چکیده

معمولاً مخازن هیدروکربنی غیر حجمی[1] در طول عمر خود به مرحله‌ای می‌رسند که فشار مخزن برای تولید مقدار مورد انتظار از سیالات کافی نمی‌باشد. استفاده از فرازآوری مصنوعی یکی از روش‌های متداول برای جبران این مشکل و افزایش تولید می‌باشد. در میدان مورد بررسی از زمان شروع تولید تاکنون شرایط چاه‌ها تغییرات زیادی داشته‌اند که سبب کاهش دبی و عقب ماندن از برنامه‌ی تولید شده است. در این مقاله ابتدا کلیاتی پیرامون مزایا و معایب روش‌های مختلف فرازآوری مصنوعی بیان شده است. سپس آیندهٔ تولید یکی از چاه‌های میدان مورد بررسی نسبت به تغییرات پارامترهای اساسی محاسبه و با توجه به آن پمپ الکتریکی شناور به عنوان مناسب‌ترین روش فرازآوری مصنوعی در آن چاه انتخاب شده است. تعیین عمق مناسب نصب پمپ الکتریکی شناور و بررسی احتمال وقوع پدیدهٔ قفل گازی در پمپ از دیگر نتایج این تحقیق می‌باشد.

کلمات کلیدی: فرازآوری مصنوعی، افزایش تولید، پمپ الکتریکی شناور

۱- مقدمه

فرازآوری مصنوعی یکی از روش‌های کاهش فشار ته‌چاهی به منظور افزایش تولید از یک چاه می‌باشد. اکثر چاه‌های نفتی در طول عمر خود به فرازآوری مصنوعی احتیاج دارند همچنین از فرازآوری مصنوعی می‌توان به منظور خارج کردن میعانات از یک چاه گازی به منظور افزایش نرخ تولید استفاده کرد. برای رسیدن به حداکثر سوددهی یک میدان، انتخاب اقتصادی‌ترین سیستم فرازآوری مصنوعی ضروری می‌باشد. از آنجا که تعویض و تعمیر وسیله فرازآوری مصنوعی نصب شده در یک میدان امری هزینه‌بر است، لذا هنگام انتخاب روش فرازآوری مصنوعی و تنظیم پارامترهای آن باید آیندهٔ تولید میدان را مد نظر قرار داد.

در این مقاله ابتدا دلایل و تاریخچهٔ استفاده از فرازآوری مصنوعی در چاه‌های نفتی ایران و جهان بیان شده سپس یکی از میادین نفتی ایران معرفی و اجرای پمپ الکتریکی شناور در یکی از چاه‌های آن با توجه به آیندهٔ پارامترهای تولید، مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۲- دلایل و تاریخچه استفاده از فرازآوری مصنوعی

سیستم‌های مختلف فرازآوری مصنوعی در چاه‌هایی که دچار توقف تولید شده‌اند یا برای افزایش تولید از یک چاه فعال کاربرد دارند.

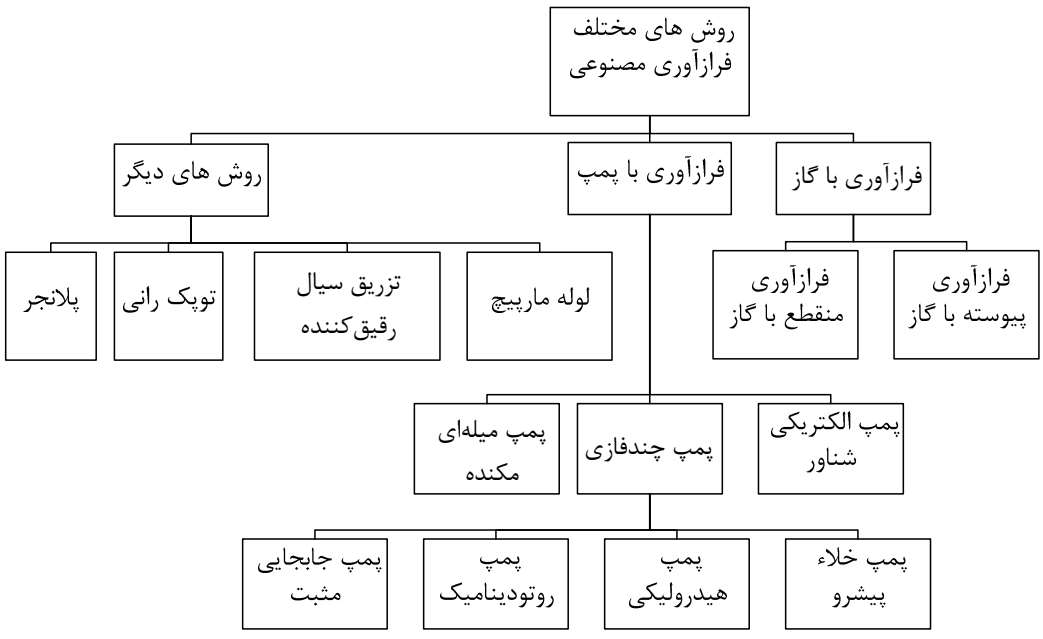
1 .Non-Volumetric

www.SID.ir

Archive of SID

پمپ میله‌ای مکنده اولین روش فرازآوری مصنوعی مورد استفاده در چاه‌های نفتی دنیا بوده است اما به علت محدودیت‌های عملیاتی این روش، سایر روش‌ها نیز به تدریج مورد استفاده قرار گرفته‌اند. ۳۹ درصد چاه‌های نفتی در سرتاسر جهان از یکی از روش‌های فرازآوری مصنوعی استفاده می‌کنند[۱]. در ایران نیز با کاهش فشار چاه‌های نفتی در اثر تولید یا افزایش درصد آبدهی، استفاده از روش‌های مختلف فرازآوری مصنوعی مورد توجه قرار گرفته است. در میادین نفتی ایران تاکنون از دو روش فرازآوری با گاز و فرازآوری با پمپ الکتریکی استفاده شده است. به علت در دسترس بودن گاز ارزان‌قیمت، خرابی کم، پایین بودن هزینه تعمیرات و بازدهی مناسب، فرازآوری با گاز در دو میدان نفتی ایران اجرا شده است. محدودیت سیستم فرازآوری با گاز نسبت به درصد آبدهی چاه تولیدی، قیمت بالای کمپرسور گاز و احتیاج به حجم زیاد گاز تزریقی باعث شده است تا دیگر روش‌های فرازآوری مصنوعی مورد توجه قرار گیرد. پمپ الکتریکی شناور به علت پایین‌تر بودن هزینه اولیه خرید تجهیزات، عملکرد مناسب در چاه‌هایی با درصد آبدهی بالا و تولید با نرخ دبی بسیار بالا پاسخ مناسبی نسبت به خلأهای سیستم فرازآوری با گاز می‌باشد و تاکنون در ۱۰ میدان نفتی مورد استفاده قرار گرفته است. در عین حال این پمپ‌ها نیز به نوبه خود نسبت به بالا بودن میزان گاز به نفت، وجود ذرات جامد در سیال تولیدی و گرانروی بالای نفت محدودیت دارند. مطالعات دیگری نیز به منظور استفاده از سایر روش‌های فرازآوری مصنوعی انجام شده است به عنوان مثال طاهری و همکاران به علت بازدهی مناسب پمپ‌های خلاء پیشرو در میادین نفت سنگین استفاده از آن برای میدان نفتی کوه موند را به عنوان بهینه‌ترین روش پیشنهاد داده‌اند[۲]. به طور کلی نمی‌توان یک یا چند روش فرازآوری مصنوعی را به عنوان مناسب‌ترین روش‌های فرازآوری برای چاه‌های نفتی ایران پیشنهاد داد و هر کدام از روش‌های فرازآوری مصنوعی می‌توانند در شرایط ویژهٔ عملیاتی مخصوص به خود به عنوان بهینه-ترین روش مورد استفاده قرار گیرند.

بر اساس مرور مراجع متعدد می‌توان دسته‌بندی نشان داده شده در شکل (۱) را برای روش‌های فرازآوری مصنوعی پیشنهاد کرد[۸-۳]. با توجه به ورود و ابداع روش‌های متعدد فرازآوری مصنوعی به صنعت نفت، انتخاب روش بهینه همواره مورد توجه بوده است. به منظور انتخاب مکانیسم بهینه فرازآوری مصنوعی در یک میدان، تکنیک‌های مختلفی وجود دارد که رایج‌ترین آن‌ها توجه به مزایا و معایب روش‌های مختلف می‌باشد[۹]. در ادامه مزایا و معایب روش‌های مختلف فرازآوری مصنوعی مورد توجه قرار گرفته است.



شکل ۱- روش‌های رایج فرازآوری مصنوعی

www.SID.ir

Archive of SID

۲-۱ فرازآوری با گاز

فرازآوری با گاز معمولاً از یک کمپرسور مرکزی به عنوان منشأ خارجی گاز و چند چاه تولیدی در اطراف آن به عنوان مصرف‌کنندهٔ گاز تشکیل شده است. فرازآوری با گاز می‌تواند مشکل چاه‌هایی با سیال گران‌رو، امولسیون‌دار و اشباع‌شده با آب نمک را مرتفع سازد [۱۰]. لوله جداری کهنه، گاز ترش و قطر کم لوله‌های تولیدی کارکرد فرازآوری با گاز را دچار مشکل می‌کند [۱۱]. بزرگ‌ترین محدودیت‌های فرازآوری با گاز، عدم وجود مقدار کافی از گاز با منشأ خارجی، فاصله‌ی زیاد بین چاه‌ها و نبود فضای کافی برای نصب کمپرسورها می‌باشد. بر اساس توانایی تولیدی چاه می‌توان از یکی از روش‌های فرازآوری پیوسته با گاز[1] یا فرازآوری منقطع با گاز[2] استفاده نمود.

فرازآوری پیوسته با گاز رایج‌ترین نوع فرازآوری با گاز را تشکیل می‌دهد. گاز با منشأ خارجی در این روش به طور پیوسته و در حداکثر عمق ممکن توسط شیرهای تخلیه گاز درون مسیر تولیدی چاه تزریق می‌شود. گاز تزریق‌شده با سیال تولیدی چاه ترکیب شده و چگالی و گرادیان فشاری چاه از نقطه تزریق تا سطح را کاهش می‌دهد. کاهش گرادیان فشاری در چاه منجر به کاهش فشار ته‌چاهی شده و این تفاضل فشار منجر به جریان سیال به درون چاه می‌گردد.

در فرازآوری منقطع با گاز سیال تولیدی چاه به طور منقطع و توسط تزریق دوره‌ای گاز پرفشار فرازآوری می‌شود اما به علت تزریق سیکلی گاز نمی‌توان از این روش برای تولید با نرخ بالا استفاده کرد[۱۰].

یکی از چالش‌های فرازآوری با گاز، بازده پایین این روش در چاه‌های افقی می‌باشد[۱۲]. در زوایای انحراف ۶۰تا۹۰ درجه‌ای لوله مغزی از خط عمود، گاز تزریقی به علت چگالی کمتر به مقاطع بالایی لوله مغزی حرکت کرده و به عنوان فاز مجزا به سرعت به سمت سطح حرکت می‌کند بنابراین در کاهش گرادیان فشاری چاه و فرازآوری سیال تولیدی نقش ضعیفی ایفا می‌کند. در این شرایط استفاده از سایر روش‌های فرازآوری مصنوعی اولویت پیدا می‌کند[۱۲].

۲-۲ فرازآوری با پمپ

پمپ‌ها به علت داشتن بعضی مزایا نسبت به سایر روش‌های فرازآوری مصنوعی در صنعت نفت رواج یافتند. رایج‌ترین پمپ‌های فرازآوری مصنوعی پمپ الکتریکی شناور، پمپ‌های چندفازی و پمپ میله‌ای مکنده می‌باشند.

۲-۲-۱ پمپ الکتریکی شناور[3]

پمپ الکتریکی شناور یکی از روش‌های فرازآوری مصنوعی برای تولید با نرخ شدت جریان بالا می‌باشد. با استفاده از کنترل‌کننده‌های سرعت متغیر[4] می‌توان از این پمپ برای شدت جریان‌های پایین نیز استفاده نمود. اجزای اصلی این پمپ موتور القایی سه فازی، پمپ سانتریفیوژی چند مرحله‌ای، محفظه خلأ، کابل انتقال قدرت و واحد کنترل سطحی می‌باشد. اجزای این پمپ معمولاً به انتهای لوله مغزی وصل شده و درون چاه رانده می‌شوند[۱۰]. در صورت خرابی پمپ و احتیاج به تعمیرات حضور دکل برای بیرون کشیدن پمپ منجر به از دست دادن زمان و تحمیل هزینه می‌گردد. پمپ الکتریکی شناور کاملاً بازیابی شونده[5] یکی از فناوری‌های جدید فرازآوری مصنوعی است که اجازهٔ نصب و بیرون آوردن پمپ‌های الکتریکی رایج شناور را بدون حضور دکل و تنها با کابل، لوله مارپیچ یا میله فراهم می‌کند. اسپاگنولو و همکاران این روش جدید را در دو میدان نفتی اعمال کردند و مزایا و شیوهٔ تکمیل چاه با این روش را بیان نمودند[۱۳]. بر اساس نتایج این تحقیق مزایای این فناوری جدید، بازیابی آسان پمپ الکتریکی شناور با کمترین دست‌کاری در محیط و تجهیزات اطراف چاه، امکان راندن ابزارهای چاه‌آزمایی یا تمیزکاری موقت چاه همزمان با استفاده از این روش فرازآوری مصنوعی و امکان تنظیم دقیق پمپ الکتریکی شناور مطابق با داده‌های تولیدی می‌باشد. یکی از محدودیت‌های پمپ‌های الکتریکی شناور ورود گاز آزاد اضافی به این پمپ‌هاست که در صورت عبور از حد مجاز، درون پمپ به دام افتاده و پدیدهٔ قفل گازی را ایجاد می‌کند. برای پیش‌بینی احتمال وقوع این پدیده، تورپین رابطه تجربی (۱) را ارائه نمود [۱۴]. در این رابطه PIP فشار سیال ورودی به پمپ بر حسب Psi، نسبت $\frac{q'_g}{q'_l}$

1 .Continuous Gas Lift
2 .Intermittent Gas Lift

3 .Electrical Submersible Pump (ESP)
4 .Variable-Speed Controllers
5 .Fully Retrievable ESP

www.SID.ir

Archive of SID

حجمی گاز به نفت ورودی به پمپ و Φ عدد تورپین می‌باشد. در صورتی که عدد تورپین در یک پمپ از عدد ۱ بزرگتر شود احتمال ایجاد پدیده قفل گازی در آن وجود دارد.

$$\Phi = \frac{2000\frac{q'_g}{q'_l}}{3PIP} \qquad (۱)$$

۲-۲-۲ پمپ‌های چندفازی

به منظور افزایش بازیابی نفت از یک میدان استفاده از یک روش فرازآوری که به طور مداوم و مطمئن فعالیت کند و در شرایطی مانند تولید گاز اضافی و فشار ته‌چاهی نزدیک به فشار حباب انعطاف‌پذیر باشد ضروری به نظر می‌رسد. پمپ‌های رایج سانتریفیوژی نسبت به میزان گاز آزاد محدودیت دارند و با افزایش درصد گاز ورودی به پمپ بازدهی آن‌ها کاهش می‌یابد. استفاده از جداکننده‌های چرخان ته‌چاهی[1] نیز به علت پیچیدگی بسیار بالای اجزاء و وارد کردن گشتاور اضافی، ضریب اطمینان سیستم را دچار مشکل می‌کند. به همین جهت استفاده از پمپ‌های چندفازی هیدرولیکی رواج پیدا کرد[۱۵].

پمپ‌های چندفازی بر اساس فیزیک کارکرد به ۴ دسته پمپ جابجایی مثبت، پمپ روتودینامیک، پمپ هیدرولیکی و پمپ خلأ پیشرو تقسیم‌بندی می‌شوند[۵].

در پمپ‌های جابجایی مثبت چندفازی[2] جریان سیال در یک حجم ثابت حبس شده و در حین جابجایی از یک سمت پمپ به طرف دیگر، فشار آن افزایش می‌یابد. رایج‌ترین نوع پمپ چند فازی پمپ پیچی دوقلو[3] می‌باشد که در آن نفت سنگین درزهای پمپ را پر می‌کند و با کاهش نشتی پمپ بازدهی حجمی پمپ را افزایش می‌دهد[۱۶].

در پمپ‌های روتودینامیک انرژی جنبشی از یک پیش برنده چرخان[4] به سیال انتقال یافته، سپس این انرژی جنبشی توسط یک دیفیوزر ثابت[5] به انرژی پتانسیل تبدیل می‌شود. پمپ چندفازی محور مارپیچی[6] جزو رایج‌ترین پمپ‌های روتودینامیک می‌باشد[۱۶].

1 .Rotating Downhole Separator
2 .Positive Displacement Multiphase Pump
3 .Twin Screw Pump (TSP)
4 .Rotating Impeller
5 .Static Diffuser
6 .Helicon-Axial Multiphase Pump (HAP)

باشد[۱۶]. در سکوهای دریایی تنها پمپ‌های پیچی دوقلو و پمپ محور مارپیچی قابلیت اجرایی دارند و تجربه عملیاتی نشان داده است که پمپ‌های پیچی دوقلو در این شرایط از نظر فنی و اقتصادی ضریب اطمینان بالاتری دارند مگر آنکه سیال دارای گرانروی بالا باشد[۵]. پمپ‌های چندفازی پیچی دو قلو و محور مارپیچی به علت حجم و توان بالا معمولاً برای انتقال نفت چندین چاه به طور همزمان مورد استفاده قرار می‌گیرند. همچنین به علت تازگی و استفاده محدود از این روش فرازآوری، هنوز درک کاملی از معایب و محدودیت‌های این پمپ‌ها حاصل نشده است[۵].

در پمپ‌های هیدرولیکی از انرژی سیال پرفشار تزریقی به منظور فرازآوری سیال کم فشار استفاده می‌شود. رایج‌ترین پمپ هیدرولیکی، جت‌پمپ می‌باشد. در جت پمپ، سیال پرفشار تزریقی با سیال تولیدی از مخزن ترکیب شده، سپس با عبور سیال از درون دیفیوزر انرژی پتانسیل لازم برای انتقال به سطح را دریافت می‌کند. به علت فقدان هیچ‌گونه قطعه متحرک درون چاه در این روش فرازآوری، کار با آن راحت است. علاوه بر این در هنگام نصب یا بیرون کشیدن این پمپ از درون چاه، امکان پمپ کردن سیال به داخل یا خارج از چاه وجود دارد. استفاده‌های میدانی از جت پمپ نشان داده است که این روش فرازآوری برای چاه‌های بسیار عمیق با سیال سنگین روشی پربازده و موثر است. بازدهی پایین این روش فرازآوری یکی از معایب عمده‌ی آن می‌باشد[۱۷].

پمپ خلأ پیشرو[7] برای اولین بار در سال ۱۹۷۰ به صنعت نفت معرفی شد و به علت کارکرد گسترده‌تر، تعمیرات کمتر و بازدهی بالاتر رواج بیشتری پیدا کرد[۹]. اجزای اصلی تشکیل دهنده این دستگاه پمپ ته‌چاهی، رشتهٔ تولیدی، میلهٔ مکنده و اجزای محرکه سطحی می‌باشند[۹]. ژو و همکاران با استفاده از تکنیک آنالیز گرهی،[8] الگوریتم لازم برای طراحی سرعت پمپ و شدت جریان تولید با توجه به عملکرد چاه را به دست آوردند که از آن می‌توان برای طراحی پمپ در یک چاه تازه حفر شده یا بررسی عملکرد یک پمپ در حال تولید استفاده نمود [۸]. عدم توانایی تولید با نرخ بالا، محدودیت در عمق قابل دسترسی، عمر پایین قطعات در چاه‌های انحرافی و عدم اجرایی بودن در سکوهای دریایی به علت حجم زیاد تجهیزات سطحی از جمله محدودیت‌های این روش فرازآوری مصنوعی می‌باشد[۱۸].

7 .Progressive Cavity Pump (PCP)
8 .Nodal Analysis

www.SID.ir

Archive of SID

۲-۲-۳ پمپ میله‌ای مکنده

پمپ میله‌ای مکنده جزو رایج‌ترین و قدیمی‌ترین روش‌های فرازآوری مصنوعی می‌باشد. علت اصلی رواج استفاده از این پمپ ارزان بودن، انعطاف‌پذیری، بازدهی مناسب و توانایی کارکرد با سیالات مختلف در فاصلهٔ دمایی گسترده می‌باشد. این پمپ از اجزای مختلفی تشکیل شده که تعدادی از آنها سطحی و تعدادی دیگر درون چاه تعبیه شده است. پمپ میله‌ای مکنده از ۵ قسمت اصلی پمپ مکندهٔ زیرسطحی، رشتهٔ میله‌ای مکنده[1]، ابزارآلات پمپ سطحی، واحد انتقال قدرت و محرک اصلی تشکیل شده است[۹]. محدودیت‌های اصلی این سیستم افزایش اصطکاک در چاه‌های انحرافی، بازدهی پایین در چاه‌های گازی، ایجاد ساییدگی در صورت وجود مواد جامد در سیال تولیدی، محدودیت در عمق قابل دسترسی به علت ظرفیت پایین، تحمل میلهٔ مکنده و اجرایی نبودن در سکوهای دریایی به علت محدود بودن فضا در سکو و حجیم بودن تجهیزات پمپ میله‌ای مکنده می‌باشند[۱۰].

۲-۳ سایر روش‌ها

فرازآوری با پلانجر، استفاده از لوله مارپیچ، تزریق سیال رقیق‌کننده و توپک‌رانی از دیگر روش‌های فرازآوری مصنوعی می‌باشند که به علت مکانیسم متفاوت فرازآوری در دسته‌بندی جداگانه‌ای قرار گرفته‌اند. مکانیسم فرازآوری در روش‌های توپک‌رانی و پلانجر ایجاد حائل بین مایع و گاز می‌باشد همچنین در روش‌های لوله‌مارپیچ و تزریق سیال رقیق‌کننده به غیر از گاز می‌توان از هر سیال سبک دیگر استفاده نمود بنابراین از روش فرازآوری با گاز مجزا می‌باشد.

۲-۳-۱ فرازآوری با پلانجر[2]

فرازآوری با پلانجر یکی از روش‌های منقطع فرازآوری می‌باشد که از انرژی مخزن برای تولید مایع استفاده می‌کند. پلانجر یک پیستون متحرک آزاد است که درون لوله مغزی قرار می‌گیرد و بالا آمدن آن به فشار چاه و پایین آمدن آن به نیروی گرانش زمین بستگی دارد. بعضی از چاه‌های گازی در دوره‌ای از عمر تولید خود وارد مرحله‌ای می‌شوند که فشار مخزن برای تولید میعانات انباشته‌شده در تهچاه کافی نمی‌باشد و نفوذ آب به ناحیهٔ تولیدی اطراف چاه این مشکل را تشدید می‌کند. پلانجر در چاه‌هایی با دبی میعانات کمتر از ۲۰۰ بشکه در روز و با نسبت گاز به نفت بالا مانند چاه‌های گاز میعانی کاربرد دارد[۱۸]. پلانجر می‌تواند با استفاده از انرژی مخزن، میعانات انباشته‌شده را به سطح منتقل کرده و تولید را بهبود بخشد. بهادری و همکاران با استفاده از داده‌های عملیاتی معادله (۳) را برای پیش‌بینی حداکثر دبی قابل دستیابی توسط پلانجر به دست آوردند[۷].

$$\ln(Q) = a + \frac{b}{L} + \frac{c}{L^2} + \frac{d}{L^3} \qquad (۲)$$

ضرایب a، b، c و d توابعی چندجمله‌ای از قطر لوله مغزی هستند که با استفاده از جدول ارائه‌شده در این تحقیق بدست می‌آیند. این رابطه تابعی نمایی و فاقد نوسان است و از دقت قابل قبولی برخوردار می‌باشد[۷].

۲-۳-۲ فرازآوری با لوله مارپیچ

استفاده از لوله مارپیچ یکی از روش‌های ارزان فرازآوری مصنوعی برای بالا آوردن نفت و خارج کردن آب یا میعانات گازی می‌باشد. در این روش از درون لوله مارپیچ یا از فضای حلقوی، گاز یا سیال سبک دیگر تزریق شده و از مسیر مجاور تولید صورت می‌گیرد. بررسی‌های میدانی نشان داده است که این روش فرازآوری قابل‌اطمینان، سریع و اقتصادی می‌باشد[۱۹]. در چاه‌هایی که سیال تولیدی خورنده بوده یا دسترسی به درون چاه دشوار باشد استفاده از این روش مناسب است اما قطر کم لوله مارپیچ ترخ تزریق و استفاده از آن را محدود کرده است[۶]. فلورس و همکاران روش جدیدی ابداع کردند که در آن با استفاده از نیروی رفت و برگشتی لوله مارپیچ انرژی محرکه لازم برای عملکرد یک پمپ درون چاهی تأمین می‌گردد[۲۰]. استفاده از لوله مارپیچ به عنوان انتقال‌دهنده انرژی در این روش علاوه بر داشتن مزایای پمپ‌های میله‌ای مکنده، مسیری برای دسترسی آسان از سطح به چاه را فراهم می‌کند. از درون این مسیر ایجادشده می‌توان به تزریق مواد شیمیایی به درون چاه و بازگشت آن به سطح از مسیر حلقوی کنار لوله مارپیچ، همزمان با عملکرد پمپ اقدام کرد. این ماده شیمیایی می‌تواند کاهندهٔ گرانروی، مواد ضد خورندگی یا هرگونه ماده شیمیایی دیگر در طول برنامه تولید باشد.

1 .Sucker Rod String
2 .Plunger Lift

www.SID.ir

Archive of SID

۲-۳-۳ تزریق سیال رقیق‌کننده

تزریق سیال رقیق‌کننده یکی از روش‌های فرازآوری مصنوعی می‌باشد که برای نفت‌های سنگین با سنگینی ویژه نزدیک به API ۸/۵ مناسب است. در این روش سیال نفتی سبک به همراه گاز به درون چاه پمپ می‌شود تا گرانروی نفت کاهش یافته و به سطح فرازآوری شود. گرانت با استفاده از این روش فرازآوری توانست نرخ تولید یکی از چاه‌های نفتی آمریکا را از ۱۰۰ بشکه در روز تا ۵۰۰۰ بشکه در روز برساند[۲۱]. تزریق متناوب سیال رقیق‌کننده در این چاه در مدت چند ماه باعث شد تا نفت از شعاع قابل توجهی از اطراف چاه بازیابی شود.

استفاده از این روش فرازآوری در مخازن نفتی ونزوئلا سابقه‌ای گسترده دارد. یکی از معایب این روش فرازآوری، هزینه‌های بالای تعمیر و نگهداری پمپ‌های تزریق سیال رقیق‌کننده می‌باشد. بریتو و همکاران با استفاده از پمپ‌های جابجایی گازی[1] بجای پمپ‌های رایج جابجایی مثبت و سانتریفیوژی در چاه‌های ونزوئلا توانستند هزینه عملیاتی این روش فرازآوری را کاهش دهند[۴].

۲-۳-۴ توپک‌رانی[2]

توپک‌رانی برای اولین بار در پنج چاه نفتی برزیل در سال ۱۹۹۶ اجرا و عملیاتی شد[۲۲]. زمانی که سیال چاه دارای گرانروی بالا، دارای واکس، نسبت گاز به نفت بالا و ضریب بهره‌دهی پایین باشد استفاده از روش توپک‌رانی نسبت به دیگر روش‌های فرازآوری مصنوعی توجیه عملیاتی دارد. لیما و همکاران برای بررسی رفتار گذرای فازی در عملیات توپک‌رانی مدلی دوفازی ارائه نمودند[۲۳]. یکی از بزرگ‌ترین محدودیت‌های این روش نیاز به تکمیل دو گانه U شکل لوله مغزی می‌باشد. علاوه بر آن استفاده از انرژی گاز سازند در این روش محدود شده و قطع و وصل شدن مکرر جریان مشکلات مدیریت چاه را افزایش و حداکثر دبی قابل تولید را کاهش می‌دهد. ژونگ و همکاران روشی را در یکی از چاه‌های چین اجرا کردند که در آن با استفاده از یک لوله مغزی و تجهیزات جانبی دیگر می‌توان به طور پیوسته توپک‌ها را به درون چاه فرستاد و تولید را در سطح دریافت کرد[۳]. در این روش توپک از فضای حلقوی بین لوله مغزی و لوله آستری توسط گاز تزریقی به پایین فرستاده می‌شود و یک شیر در سطح فشار را کاهش داده و توپک را دریافت می‌کند. این روش هیچ‌گونه نیازی به گاز اضافی ندارد و از گاز سازند برای فرستادن توپک به درون چاه و تولید پیوسته استفاده می‌شود. در چاه‌های انحرافی با درجه انحراف بالا استفاده از روش توپک‌رانی عملیاتی نیست.

1 .Gas Displacement Pumps
2 .Pig Lift

۳- معرفی میدان

میدان نفتی دریایی مورد بررسی دارای ابعاد تقریبی ۷/۵ × ۱۵ کیلومتر بوده و دارای شیب ملایمی از شرق به غرب می‌باشد. سطح تماس آب و نفت برای حالت‌های حداقل و حداکثر به ترتیب ۲۸۷۸ و ۲۹۵۰ متر اندازه‌گیری شده است. تولید از این میدان از سال ۱۳۷۷ با حفر ۱۵ چاه افقی آغاز شده اما با کاهش فشار مخزن و نزدیک شدن به فشار حباب، حفر چاه تزریقی آب نیز در دستور کار قرار گرفته است. درصد آبدهی چاه‌های این میدان در ابتدا پایین و در حدود ۵ تا ۶ درصد بوده اما به تدریج افزایش یافته به‌طوری‌که در پایان سال ۱۳۸۷ میانگین درصد آبدهی چاه‌های این میدان به ۱۷ درصد تغییر می‌یابد. همچنین کاهش شوری آب در چاه‌های این میدان احتمال ایجاد پدیدهٔ میان‌شکن را تقویت کرده است. این میدان در ابتدا فاقد کلاهک گازی بوده اما به علت ارتباط با یک مخزن گازی در مجاورت آن افزایش نسبت گاز به نفت در بعضی از چاه‌های این میدان مشاهده شده است. ویژگی‌های اساسی سنگ و سیال این میدان در شرایط اولیه سال ۱۳۸۷در جدول (۱) ارائه شده است.

جدول ۱- ویژگی‌های سنگ و سیال میدان مورد مطالعه در شرایط اولیه و سال ۱۳۸۷

موارد	شرایط	
	اولیه	سال ۱۳۸۷
فشار نقطه حباب (psi)	۳۶۶۹	۳۶۶۹
ضریب حجمی نفت سازند (bbl/STB)	۱/۴۸۵	۱/۶۳
نسبت گاز به نفت محلول (SCF/STB)	۹۰۰	۹۰۰
نسبت گاز به نفت تولیدی (SCF/STB)	۱۰۶۰	۱۴۲۳
درجه سنگینی نفت (API)	۳۰	۲۹/۳
ضریب فشردگی نفت (psi^{-1})	$۱۴/۰۱\times۱۰^{-۶}$	۱۵×۱۰^{-۶}

www.SID.ir

Archive of SID

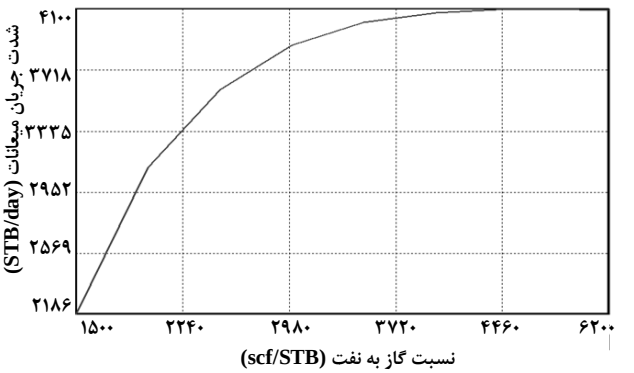
۴- بررسی فرازآوری مصنوعی به شیوهٔ پمپ الکتریکی شناور در میدان مورد بررسی

از میان چاه‌های حفرشده در این میدان یکی از چاه‌ها که به علت افزایش درصد آبدهی دچار افت شدید تولید شده است برای اجرای فرازآوری مصنوعی مورد بررسی قرار گرفته است. جدول (۲) حاوی اطلاعات این چاه در شرایط اولیه و آخرین آزمون بهره‌برداری می‌باشد.

جدول ۲- اطلاعات یکی از چاه‌های میدان مورد بررسی

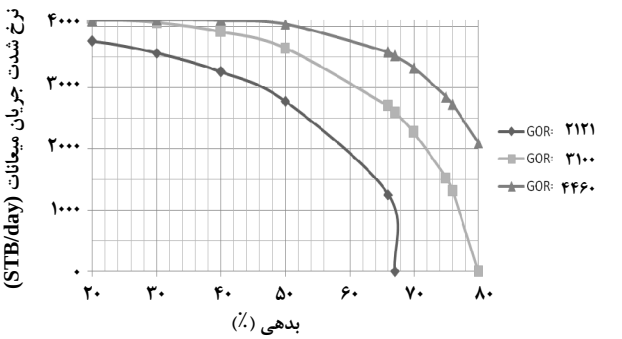
موارد	شرایط	
	اولیه	آخرین آزمون بهره‌برداری
درصد آبدهی	۱	۴۰
تولید نفت (STB/day)	۵۰۰۰	۱۹۵۱
تولید آب (STB/day)	۵۰	۱۳۰۱
نسبت گاز به نفت (SC/STB)	۹۰۰	۲۱۲۱

با توجه به مطالب بیان شده و بررسی‌های انجام شده پمپ الکتریکی شناور در میدان مورد بررسی، قابلیت اجرایی داشته اما با توجه به حساسیت پمپ‌های الکتریکی شناور نسبت به میزان گاز محلول به نفت، لازم است محاسبات لازم برای جلوگیری از ورود گاز اضافی به پمپ الکتریکی و تاثیرات ورود گاز اضافی بر شدت جریان تولیدی چاه انجام شود. همانطور که پیش‌تر بیان شد هنگام انتخاب روش فرازآوری مصنوعی بهینه در یک میدان لازم است آیندهٔ تولید از آن میدان مورد توجه قرار گیرد. درصد آبدهی و نسبت گاز به نفت دو متغیر عمده در این چاه می‌باشند. به منظور شبیه‌سازی وضعیت چاه تولیدی و انجام آنالیز بر روی آن از نرم‌افزار Prosper نسخه ۱۱/۵ استفاده شده است. پس از شبیه‌سازی چاه تولیدی در نرم‌افزار تغییرات وضعیت چاه نسبت به متغیرها مورد بررسی قرار گرفت. تغییرات شدت جریان میعانات قابل استحصال بر حسب نسبت گاز به نفت با فرض ثابت ماندن درصد آبدهی در شکل (۲) نشان داده شده است و بر اساس آن افزایش نسبت گاز به نفت از طریق ارتباط با مخزن گازی مجاور یا اجرای فرازآوری با گاز موجب تقویت تولید می‌شود. حداکثر شدت جریان میعانات قابل استحصال با فرض ثابت ماندن درصد آبدهی حدود ۴۱۰۰ بشکه استاندارد در روز می‌باشد که با رسیدن نسبت گاز به نفت به میزان SCF/STB ۴۴۶۰ حاصل می‌شود. بر اساس آنالیزهای انجام شده ورود MMSCF/D ۴/۵ گاز اضافی به چاه برای رساندن نسبت گاز به نفت از مقدار فعلی تا SCF/STB ۴۴۶۰ مورد نیاز است. ورود این میزان گاز از میدان گازی مجاور به مسیر چاه محتمل نیست، علاوه بر این نوسانات درصد آبدهی در این چاه زیاد بوده و لازم است تغییرات دبی خروجی نسبت به این نوسانات نیز سنجیده شود.



شکل ۲- تغییرات شدت جریان میعانات تولیدی نسبت به تغییرات نسبت گاز به نفت در آبدهی ۴۰ درصد

در شکل (۳) آینده‌ی تولید میعانات از این چاه بر حسب درصد آبدهی در نسبت‌های مختلف گاز به نفت محاسبه و ترسیم شده است که بر اساس آن در نسبت گاز به نفت فعلی، این چاه حداکثر در میزان آبدهی ۶۶ درصد قابلیت تولید داشته و پس از آن چاه قابلیت تولید را از دست می‌دهد. همچنین نرخ تولید میعانات در نسبت‌های بالاتر گاز به نفت نیز با افزایش درصد آبدهی افت شدیدی خواهد داشت.



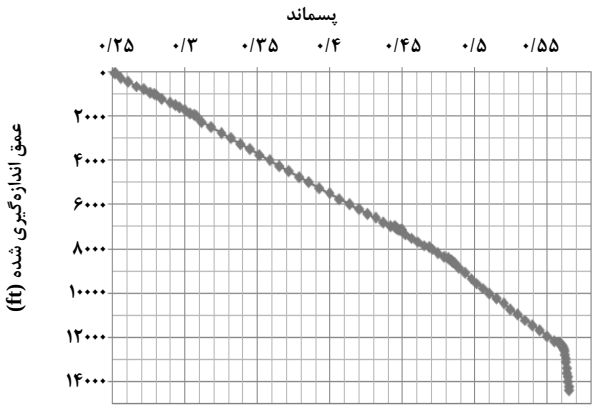
شکل ۳- تغییرات شدت جریان میعانات تولیدی نسبت به درصد آبدهی در نسبت‌های مختلف گاز به نفت

www.SID.ir

Archive of SID

با توجه به مطالب بیان شده، استفاده از پمپ الکتریکی شناور مناسب‌ترین روش فرازآوری مصنوعی در این میدان می‌باشد زیرا طراحی اولیه این پمپ‌ها در چاه‌هایی با درصد آبدهی بالا بوده و افزایش درصد آبدهی تأثیر بسیار کمی بر عملکرد و شدت جریان خروجی از این پمپ‌ها دارد[۲۴].

یکی از چالش‌های استفاده از پمپ‌های الکتریکی شناور ورود گاز اضافی به پمپ و ایجاد پدیدهٔ قفل گازی در آن می‌باشد که با ورود جداکننده‌های گازی تا حدود زیادی این مشکل مرتفع شده است. با وجود این در طراحی این پمپ‌ها همواره سعی بر آن است تا از ورود گاز اضافی به پمپ جلوگیری شود. شکل (۴) نشان‌دهندهٔ تغییرات پسماند مایع در طول لوله مغزی می‌باشد که بر اساس آن در انتهای لوله مغزی بیشترین نسبت حجمی سیال ورودی به پمپ را مایع تشکیل داده بنابراین مناسب‌ترین مکان برای نصب پمپ الکتریکی شناور می‌باشد.



شکل ۴- نمودار میزان پسماند بر حسب عمق اندازه‌گیری شده درون لوله مغزی

به منظور بررسی پدیده قفل گازی عدد تورپین در شرایطی که پمپ الکتریکی شناور در انتهای چاه نصب شده و با دبی ۵۰۰۰ بشکه بر روز میعانات تولید می‌کند محاسبه و در جدول (۳) ارائه شده است که بر اساس آن افزایش نسبت گاز به نفت تا SCF/STB ۴۲۰۰ که ۹۸ درصد بیشتر از میزان فعلی می‌باشد در عملکرد پمپ اخلالی ایجاد نمی‌کند و در صورت بیشتر شدن از آن مقدار، می‌توان با نصب جداکنندهٔ گازی قبل از ورودی پمپ از ایجاد پدیدهٔ قفل گازی جلوگیری نمود.

جدول۳- محاسبات مربوط به بررسی احتمال وقوع پدیدهٔ قفل گازی در پمپ

نسبت گاز به نفت (SCF/STB)	نسبت حجمی گاز به نفت ورودی به پمپ	فشار سیال ورودی به پمپ (psig)	عدد تورپین
۲۱۲۱	۱/۲۸۳	۱۹۰۷	۰/۴۴۸
۳۰۰۰	۱/۹۶۱	۱۹۰۷	۰/۶۸۵
۴۰۰۰	۲/۷۳۲	۱۹۰۷	۰/۹۵۵
۴۲۰۰	۲/۸۸۷	۱۹۰۷	۱
۵۰۰۰	۳/۵۰۴	۱۹۰۷	۱/۲۲

۵- بحث و نتیجه‌گیری

۱. به منظور افزایش تولید از یک میدان، تجهیزات متنوعی به صنعت نفت معرفی شده است. هر کدام از این روش‌ها قابلیت ویژه‌ای دارند که استفاده از آنها را در شرایط عملیاتی گوناگون توجیه می‌کند. رایج‌ترین راه برای انتخاب فرازآوری مصنوعی بهینه در یک میدان توجه به مزایا و معایب روش‌های مختلف فرازآوری مصنوعی می‌باشد.

۲. پمپ الکتریکی شناور برای انتقال میعانات با نرخ بالا کارایی مناسبی داشته و با توجه به بررسی‌های انجام شده برای چاه‌هایی با سیال تولیدی سبک و نسبت گاز به نفت بالا نیز می‌توان از این پمپ‌ها استفاده نمود.

۳. افزایش نسبت گاز به نفت تولیدی از طریق اجرای فرازآوری با گاز یا ارتباط با مخزن نفتی مجاور، مکانیسم مناسبی برای تولید از میدان مورد بررسی نمی‌باشد زیرا با افزایش درصد آبدهی میزان شدت جریان قابل استحصال به شدت کاهش می‌یابد.

۴. پمپ الکتریکی شناور نسبت به افزایش درصد آبدهی مقاوم بوده و افزایش آن تأثیر چندانی بر عملکرد پمپ ندارد.

۵. در چاه‌هایی با سیال تولیدی سبک و نسبت گاز به نفت بالا برای جلوگیری از ورود گاز اضافی به پمپ، انتهای لوله مغزی برای نصب تجهیزات پیشنهاد می‌شود.

۶. استفاده از رابطه تورپین راهکار مناسبی برای بررسی احتمال ایجاد پدیدهٔ قفل گازی در پمپ و لزوم نصب جدا کنندهٔ گاز در

www.SID.ir

Archive of SID

ورودی پمپ می‌باشد. بر اساس نتـایج بـه دسـت آمـده از رابطـه تورپین در چاه مورد بررسی، احتمال ایجاد پدیدهٔ قفـل گـازی در شرایط فعلی و در حالتی که نسبت گاز به نفت ۹۸ درصـد بیشـتر از میزان فعلی شود وجود ندارد.

مراجع

[1] http://www.alrdc.com/workshops/2008_Spring2008GasLiftWorkshop/advertisements/Shell%20Gas%20Lift%20Percentage.JPG.

[2] Taheri, A., Hooshmandkoochi, A., "Optimum Selection of Artificial Lift System for Iranian Heavy Oil Fields", in SPE Western Regional/AAPG Pacific Section/GSA Cordilleran Section Joint Meeting, (2006).

[3] Zhong, H., Li, Y., Yu, X., Wang, Z., "Continuous Pig Lift: A New Artificial Lift System and Its Field Pilot Test", in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, (2010).

[4] Brito, F., Garcia, L., Brown, J., "Use of Natural Gas as a Driving Force in a Diluent-Gas Artificial-Lift System Applied to Heavy Oils", in SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, (2010).

[5] Hua, G., Falcone, G., Teodoriu, C., Morrison, G., "Comparison of Multiphase Pumping Technologies for Subsea and Downhole Applications", in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, (2011).

[6] Nguyen, S., Manatrakool, C., Dyer, S., "Restoring Monobore Well Life With Novel Coiled-Tubing Gas Lift Dip Tube in a Highly Corrosive Environment", in 2013 SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition, (2013).

[7] Bahadori, A., Zahedi, G., Zendehboudi, S., Jamili, A., "A simple method to estimate the maximum liquid production rate using plunger lift system in wells", Nafta, vol. 63, p. 365-369, (2012).

[8] Zhou, D., Yuan, H., "Design of Progressive Cavity Pump Wells", in SPE Progressing Cavity Pumps Conference, (2008).

[9] Lake, L. W., Fanchi, J. R., "Petroleum Engineering Handbook: General Engineering", Austin: Society of Petroleum Engineers. (2006).

[10] Guo, B., Lyons, W. C., Ghalambor, A., "Petroleum production engineering, a computer-assisted approach", Louisiana: Elsevier science & Technology books, (2007).

[11] Forero, G., Mcfadyen, K., Turner, R., Waring, B., Steenken, E., "Artificial lift manual part2A. Gas lift design guide", Netherlands: Shell international petroleum, (1993).

[12] http://www.aogr.com/index.php/web-features/exclusive-story/selecting-the-right-technology-is-vital-in-horizontal-wells.

[13] Spagnolo, S., Pilone, S., Corti, L., Liantonio, G., Rizza, G., Tita, G., Kitsoukou, D., "Fully Retrievable ESP: A New Artificial Lift Concept", in IPTC 2013: International Petroleum Technology Conference, (2013).

[14] Turpin, J. L., Lea, J. F., Bearden, J. L., "Gas-Liquid Flow Through Centrifugal Pumps—Correlation of Data", in Proceedings of the Third International Pump Symposium, (1986).

[15] Harden, W., Downie, A., "Field Trial and Subsequent Large-Scale Deployment of a Novel Multiphase Hydraulic Submersible Pump in the Captain Field", in Offshore Technology Conference, (2001).

[16] Saadawi, H., "Multiphase Pumping in Heavy Oil Applications", in North Africa Technical Conference and Exhibition, (2012).

[17] Grupping, A., Coppes, J., Groot, J., "Fundamentals of Oilwell Jet Pumping (includes associated papers 17106 and 17113)", SPE Production Engineering, vol. 3, p. 9-14, (1988).

[18] Clegg, J., Bucaram, S., Hein, N., "Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods (includes associated papers 28645 and 29092)", Journal of Petroleum Technology, vol. 45, p. 1128-1131, 1163-1167, (1993).

[19] Tran, T., Miller, J., Woodell, M., Johnson, H., "Field Installed Coiled Tubing Gas Lift Completions", SPE/ICoTA North American Coiled Tubing Roundtable, (1997).

[20] Flores-avila, F., Riano, J. M., Javier-Martinez, M., Hammond, T., Cantu, J., Ramos, J., "New Artificial Lift System Using Coiled Tubing and Reciprocating Downhole Pumps for Heavy and Viscous Oil", in SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, (2012).

[21] Garnett, R., "Recovery of Heavy Oil From the Monterey Formation in Offshore California by Cyclic Injection of Light-Oil Diluent", SPE Reservoir Evaluation & Engineering, vol 4, p. 51-58, (2001).

[22] Lima, P., "Pig lift: A new artificial lift method", in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, (1996).

[23] Lima, P., Yeung, H., "Modeling of pigging operations", in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, (1999).

[24] Takács, G., "Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance", Burlington: Gulf Professional Publishing, (2009).

www.SID.ir