



# ارزیابی اقتصادی روش‌های مختلف فراآوری مصنوعی در یکی از میادین نفتی جنوب ایران

محمدرضا عادل زاده<sup>۱</sup> شرکت ملی مناطق نفت خیر جنوب

مسعود بهپور<sup>۲</sup> دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه،  
مجتبی مصلح تهرانی<sup>۳</sup> شرکت ملی مناطق نفت خیر جنوب

چکیده

هدف از به‌کارگیری سیستم فراآوری مصنوعی تثبیت فشار جریان‌ی چاه برای استمرار یا افزایش تولید بوده و این مستقل از نوع روش فراآوری مصنوعی است. با توجه به تفاوت‌های فاحش در خصوصیات سیالات مخازن مختلف، تسهیلات فرآورشی موجود و شرایط جغرافیایی حاکم بر هر میدان، روش یا روش‌های مشخصی از تکنولوژی فراآوری مصنوعی و بهینه‌سازی تولید، قابلیت به‌کارگیری خواهد داشت. در انتخاب تجهیزات فراآوری برای یک چاه، توجه به اقتصادی بودن ابزار انتخاب شده برای دستیابی به نرخ تولید مطلوب، ضروری است. بررسی فراآوری برای یک یا گروهی از چاه‌ها بر اساس مشخصات مخزن انجام می‌شود. هدف اصلی، تخلیه مخزن با حداقل هزینه می‌باشد. این هزینه شامل هزینه استهلاک و هزینه عملیات می‌باشد. در این مقاله به بررسی و ارزیابی روش‌های مختلف فراآوری مصنوعی استفاده شده در یکی از میادین مناطق نفتخیز جنوب از بُعد اقتصادی پرداخته شده است.

واژه‌های کلیدی فراآوری مصنوعی، نرخ تولید مطلوب، ارزیابی اقتصادی

## مقدمه

صورت می‌گیرد. این امر باعث کاهش فشارجریان‌ی ته چاه و افزایش تولید می‌شود. هرچه نقطه تزریق گاز عمیق‌تر باشد، ستون طولانی‌تری از سیال حاوی گاز تشکیل شده و فشارجریان‌ی ته چاه پایین‌تر خواهد آمد. بنابراین هدف فراآوری با گاز، تزریق مقدار بهینه گاز در عمیق‌ترین نقطه ممکن می‌باشد.

## مزایای استفاده از فراآوری با گاز

فراآوری با گاز را برای محدوده گسترده‌ای از عمق و نرخ جریان می‌توان به‌کار برد. این روش در چاه‌هایی که گاز فشرده در دسترس باشد و احتیاجی به نصب دستگاه تقویت فشار نداشته باشد از اهمیت بسزایی برخوردار است. هزینه احداث آن از روش‌های دیگر کمتر است و تجربه عملی آن در داخل کشور وجود دارد. این روش برای چاه‌هایی که تولید ماسه می‌کنند خیلی مفید است و چون دارای تجهیزات متحرک کمتری است، ماسه تولیدی آسیب کمتری به تجهیزات فراآوری با گاز می‌رساند. هزینه اولیه تجهیزات به کار برده شده کمتر از سایر روش‌های فراآوری مصنوعی است. این هزینه فقط شامل ادوات خاص درون چاهی این روش بوده و شامل تأسیسات فشارافزایی، جمع‌آوری گاز و خطوط لوله نمی‌شود [۲].

افت فشار جریان‌ی سرچاهی یکی از مهم‌ترین مشکلات در تولید از چاه‌های میادین نفتی دنیا و از جمله ایران می‌باشد که باعث عدم جریان مناسب چاه و در اغلب موارد قطع کامل جریان به واحدهای فرآورشی می‌شود و عدم توجه به علت اصلی این پدیده باعث خروج بسیاری از چاه‌ها (در لایه‌های کم فشار مخزن) از مدار تولید می‌شود. افت فشار جریان‌ی سرچاهی ناشی از دو عامل اصلی؛ مشکلات ناشی از عملکرد مخزن و مشکلات ناشی از عملکرد خود چاه است. اگر مشکل از عملکرد مخزن باشد، یعنی اینکه جریان سیال از مخزن به درون چاه با مشکل برخورد کند، بسته به شرایط باید بررسی‌هایی مثل اسیدکاری و لایه شکافی، اسیدکاری مجدد و... انجام شود. اگر مشکل از عملکرد چاه باشد، باید تمهیداتی نظیر تغییر در قطر و عمق لوله مغزی انجام شود و در صورتی که مشکل از عملکرد چاه باشد ولی با تغییر در قطر و عمق رشته تولیدی نتوان تولید را بهبود بخشید، آنگاه استفاده از روش‌های فراآوری مصنوعی باید مورد بررسی قرار گیرد.

## روش‌های مختلف فراآوری مصنوعی

### ● فراآوری با گاز

در فراآوری با گاز، افزایش مصنوعی گاز در رشته تولید نفت برای سبک نمودن ستون مایع و کاهش فشار هیدروستاتیک ستون سیال

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

<sup>2</sup> adelzadeh.m@nisoc.ir

<sup>3</sup> Moslehtehrani.m@gmail.com

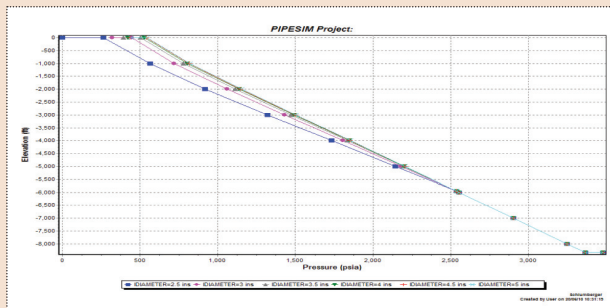


## ۱ | مشخصات سیال مخزن

مشخصات	واحد	سازند آسماری	سازند بنگستان
دما در عمق مبنا	°F	۱۸۵	۱۸۵
فشار اشباع	pisa	۳۱۰۰	۲۷۰۰
تراوایی	md	۴	۱
ضریب حجمی نفت سازند	bbl/stb	۱/۲۵	۱/۲۵
متوسط اشباع آب سازند	%	۲۵	۲۵
شاخص سبکی نفت	°API	۲۹	۲۷
عمق مبنا	ft.s	۷۶۰۰	۷۴۰۰
فشار جریانیه ته چاه	psig	۳۲۲۰	۳۳۵۰
نسبت گاز به نفت	scf/stb	۴۵۰	۴۵۰
فشار استاتیک ته چاه	psig	۴۲۰	۳۵۰۰

## ۲ | مشخصات چاه‌های انتخابی

شماره چاه	شماره مخزن	فشار ساکن ته چاه	فشار جریانیه سرچاهی	شاخص بهره دهی	دبی فعلی	دبی تقریبی پیش‌بینی	عمق مبنا
		psig	Psig	bbl/psi/day	stb/day	stb/day	متر حفار
۱	آسماری	۳۴۲۰	۴۲۱	۲/۶	۹۵۰	۲۰۰۰	۲۳۱۶
۲	آسماری	۳۳۵۰	۵۲۸	۲/۱	۷۰۰	۱۵۰۰	۲۳۱۶
۳	بنگستان	۳۵۳۰	۴۸۷	۱/۵	۴۰۰	۱۰۰۰	۲۵۰۰



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

## ● خصوصیات سیال مخزن

این میدان از ۲ مخزن آسماری و بنگستان تشکیل شده که خصوصیات سیال مخازن با هم متفاوت است. خصوصیات سیال دو مخزن که در شبیه‌سازی‌ها مورد استفاده قرار گرفته در جدول ۱ نشان داده شده است.

## ● شرایط انتخاب چاه‌ها

ابتدا بررسی‌های لازم از قبیل چاه‌آزمایی و نمودارگیری در تعدادی از چاه‌های میدان انجام شد و با توجه به نتایج به‌دست آمده مشکل حرکت سیال از مخزن به درون چاه وجود نداشته و در بررسی‌های بعدی باید مشکل حرکت سیال درون چاه مورد مطالعه قرار گیرد. بنابراین چاه‌ها به دو گروه پر فشار و کم فشار تقسیم شدند. به گونه‌ای که چاه‌هایی که بر اساس فشار جریانیه سرچاهی، امکان جریان به مرحله اول تفکیک را طی

## ● محدودیت‌های استفاده از فرازآوری با گاز

در دسترس بودن گاز مناسب برای تزریق، هزینه بالای خرید، نصب و پشتیبانی کمپرسور از جمله محدودیت‌های این روش می‌باشد. اگر گاز تزریقی خورنده باشد، باعث ایجاد اختلال در عملیات فرازآوری می‌شود، مگر این که قبل از استفاده تصفیه شود. استفاده از این روش در فرازآوری نفت‌های سنگین نسبت به نفت‌های سبک از راندمان کمتری برخوردار است.

## ● پمپ الکتریکی درون چاهی (ESP)

## ● عوامل موثر در طراحی پمپ الکتریکی درون چاهی

اندازه لوله‌جداری چاه، پتانسیل تولید چاه (IPR)، وجود یا عدم وجود گاز در شرایط ورودی تلمبه، ویسکوزیته سیال، دما، نسبت گاز به نفت (GOR)، فشار مخزن و نرخ تغییرات آن، درصد آب تولیدی و تغییرات آن، عمق نصب تلمبه، عواملی هستند که در طراحی پمپ درون چاهی موثر می‌باشند. مزایای استفاده از پمپ‌های الکتریکی درون چاهی را می‌توان به طور خلاصه: (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، و (۴) راندمان بالا در ظرفیت‌های زیاد و تجهیزات سطحی کم اشاره کرد. هم‌چنین در خصوص محدودیت‌های استفاده از پمپ‌های الکتریکی درون چاهی می‌توان به موارد زیر اشاره نمود: (۱) برای چاه‌های با حجم کم مناسب نمی‌باشند (کمتر از ۲۰۰ بشکه در روز)، (۲) مشکل کنترل گاز در نسبت‌های زیاد گاز به نفت، (۳) کاهش بازدهی تلمبه نفت‌های ویسکوز، (۴) نیاز به خارج سازی لوله‌مغزی برای قرار دادن تلمبه، (۵) مستعد آسیب دیدگی در هنگام تکمیل چاه.

## ◆ معرفی میدان

این میدان در داخل کمربند چین خوردگی زاگرس در استان خوزستان در فاصله اندکی از خلیج فارس واقع شده است. مقایسه فشار مخزن با فشار اشباع سیال لایه‌های مختلف مخزن نشان می‌دهد 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 ایده‌آل می‌باشد. این چاه‌ها عموماً به علت کاهش فشار جریانیه 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 می‌شود. این امر هم‌چنین سبب کاهش ضریب بازیافت نفت تانک ذخیره به دلیل عدم تفکیک در فشارهای بهینه نیز خواهد شد. 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 می‌باشد.

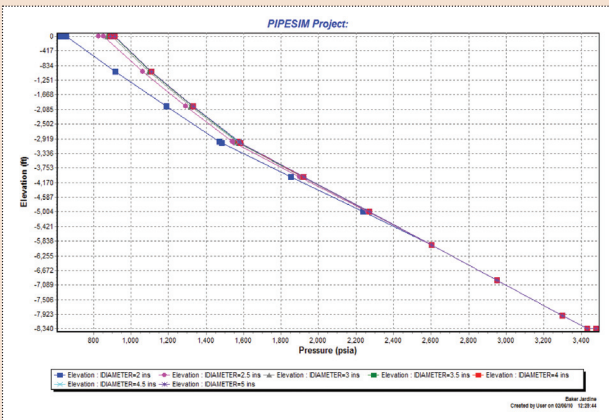


جدول ۳ | نتایج حاصل از تغییر اندازه لوله مغزی در چاه (عمق نصب ۱۸۱۴ متر)

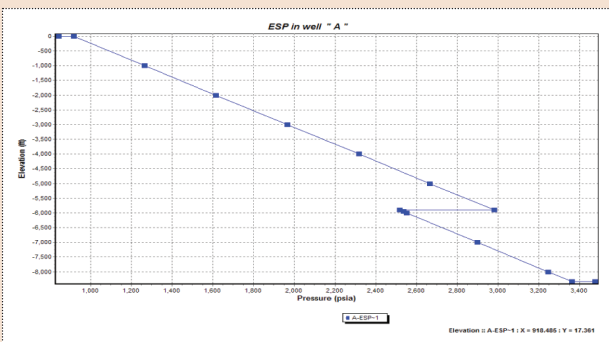
اندازه لوله مغزی	۲/۵"	۳"	۵"/۳	۴"	۵"/۴	۵"
فشار (psi)	۲۶۴	۴۴۶	۵۰۴	۵۳۰	۵۴۱	۵۴۶

جدول ۴ | 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 ۲ | مقایسه نتایج فراآوری با گاز نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی چاه



شکل ۳ | وضعیت عملکرد چاه مربوط به نصب تلمبه درون چاهی

جدول ۵ | پارامترهای طراحی ESP

۲۰۰۰	Stb/d	مقدار تولید
۷۰۰	psig	فشار خروجی
۳۴۲۳	psia	فشار استاتیک
۲۵	(%)	درصد آب تولیدی
۲۲۰	Scf/stb	نسبت گاز به نفت
۵۰	hz	طراحی سرعت / فرکانس

حداقل ۵ سال آینده دارند در گروه پرفشار و سایر چاهها در گروه کم فشار قرار گرفته و مطالعه بر روی گروه کم فشار انجام شد. سپس چاههای کم فشار به ۳ زیر گروه تقسیم شدند که در اینجا علاوه بر فشار جریانی سر چاهی، دبی چاهها و شاخص بهره‌دهی هم در تقسیم‌بندی دخالت داده شد و از هر زیر گروه یک چاه مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت. سپس نتایج مطالعه ۳ حلقه چاه به کل چاههای کم فشار تعمیم داده شد. در این مقاله برای اختصار فقط نتایج تحلیلی چاه شماره ۱ ارائه شده است. خلاصه نتایج سایر چاهها در جدول ۲ نشان داده شده است.

- بازه تولیدی چاه شماره ۱ که از سازند آسماری تولید می‌کند، ۲۵۴۰ - ۲۵۰۷ متر حفار و تکمیل چاه به صورت حفار باز می‌باشد.
- کمینه فشار جریانی سرچاهی مورد نیاز برای جریان به مرحله اول تفکیک واحد بهره‌برداری ۷۰۰ psig می‌باشد که راه‌اندازی چاههای مذکور علی‌رغم انجام چندین مرحله اسیدکاری، میسر نشد.
- محاسبات انجام شده توسط نرم افزار Pipesim در مدل Black Oil انجام شده و عمق چاه، ۲۵۴۰ متر حفار می‌باشد.

#### بحث و بررسی

#### ● تأثیر راندن لوله مغزی در چاه

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

در این قسمت تأثیر قطرهای مختلف لوله مغزی بر فشار جریانی سرچاهی و هم‌چنین تأثیر تغییرات در عمق لوله مغزی در نرم افزار شبیه‌سازی شده و نتایج آن بر روی منحنی رسم شده است. در این صورت می‌توان محدوده مناسب قطر لوله مغزی را که می‌تواند بیشترین فشار سر چاهی را به وجود آورد، پیدا نمود.

شکل ۱ و جدول ۳ نتایج به‌کارگیری قطرهای مختلف لوله مغزی (۲/۵ تا ۵ اینچ) و تأثیر آن بر فشار سرچاهی (بدون استفاده از روشهای فراآوری مصنوعی) را نشان می‌دهد.

با توجه به نتایج جدول ۳ هیچکدام از لوله مغزیهای آزمایش شده، فشار سرچاهی مناسبی را (حداقل ۸۰۰ پام) فراهم نمی‌کند. لذا گزینه‌های مرسوم فراآوری مصنوعی در میددین نفتی ایران از جمله فراآوری با گاز و نصب پمپ درون چاهی مورد بررسی قرار می‌گیرند.

#### ● تأثیر استفاده از فراآوری مصنوعی با گاز

شکل ۲ نتایج فراآوری با گاز نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی را نشان می‌دهد. با توجه به نمودار مذکور، بهینه‌ترین اندازه لوله مغزی در هنگام استفاده از روش فراآوری با گاز در این چاه، لوله با قطر ۳ اینچ. مقدار گاز تزریقی ۰/۸ mmscf می‌باشد که با استفاده از این طراحی فشار سرچاهی ۸۹۷ پام را فراهم می‌سازد. در جدول ۴ پارامترهای طراحی



## ۶ | هزینه‌های مربوط به روش فراآوری با گاز

هزینه تعمیرات اساسی (کمپرسور (دلار))	هزینه تاسیسات برای کمپرسور (دلار)	توان کمپرسور (اسب بخار)	هزینه کمپرسور به ازای هر اسب بخار توان (دلار)
۲۳۰۰۰۰	۵۷۵۰۰۰۰	۲۳۰۰	۲۵۰۰
هزینه خرید شیرها و تعمیرات برای کل چاه‌ها	تعداد چاه‌ها	هزینه شیرهای فراآوری (برای یک چاه (دلار))	هزینه تعمیرات برای یک چاه (دلار)
۳۰۰۰۰۰۰	۱۰	۵۰۰۰۰	۲۵۰۰۰۰
مجموع هزینه گاز تزریقی (دلار)	مجموع هزینه گاز تزریقی سالیانه Mscf / Year	مجموع هزینه گاز تزریقی روزانه Mscf/day	هزینه گاز تزریقی برای یک چاه به ازای Mscf (دلار)
۵۲۱۹۵۰۰۰	۸۰۳۰۰۰۰	۲۲۰۰۰	۶/۵

## ۷ | هزینه‌های مربوط به روش فراآوری با پمپ درون چاهی

شماره چاه	تعداد چاه‌های مشابه	تولید فعلی (ه ب ر)	تولید آینده (ه ب ر)	تعداد تلمبه	هزینه کل (میلیون دلار)
۱	۳	۷۵۰۰	۹۰۰۰	۲۰	۲۰
۲	۲	۶۰۰۰	۷۵۰۰	۱۵	۱۵
۳	۲	۵۵۰۰	۶۸۰۰	۱۵	۱۵
مجموع					۵۰

خرید و نصب کمپرسور به طور متوسط معادل ۲۵۰۰ دلار به ازای هر اسب بخار توان می‌باشد. هزینه خرید شیرهای فراآوری و سایر تجهیزات مورد نیاز تقریباً برابر ۵۰ هزار دلار برآورد شده است. با توجه به عمر متوسط ۲۵ سال برای کمپرسور، هزینه تعمیر سالیانه برای هر چاه معادل ۴ درصد در نظر گرفته می‌شود. هزینه گاز تزریقی و هزینه پرسنل عملیاتی با توجه به برنامه ریزی انجام شده محاسبه می‌شود. هزینه مربوط به فراآوری مصنوعی با گاز به صورت مجموع هزینه کل چاه‌ها در نظر گرفته می‌شود. در این محاسبات با توجه به فشار ورودی و خروجی کمپرسور و هم‌چنین دبی تزریق گاز، مقدار توان مورد نیاز کمپرسور توسط رابطه ۱ محاسبه می‌شود:

$$HP=0/193*Qg [(P2/P1)^0/2308-1] \quad (1)$$

P2: Discharge Pressure of the Compressor, psi

P1: Suction Pressure of the Compressor, psi

Qg: Gas Volumetric Rate at Standard Condition, Mscf/d

با توجه به موارد ذکر شده و میزان کل گاز تزریقی به چاه‌ها (۲۲mmscf) که با استفاده از مجموع داده‌های خروجی نرم‌افزار که برای هر کدام از چاه‌ها به دست آمده، یک کمپرسور با توان ۲۳۰۰ اسب بخار در نظر گرفته شده است. در جدول ۶ هزینه‌های بکارگیری فراآوری با گاز

فراآوری با گاز با استفاده از نتایج به دست آمده شبیه‌سازی توسط نرم افزار ذکر شده است.

## ● تأثیر به کارگیری پمپ درون چاهی (ESP)

در شکل ۳ نتایج شبیه‌سازی تغییر فشار جریان در چاه پس از نصب پمپ الکتریکی درون چاهی در عمق ۵۹۰۰ فوت حفار نشان داده شده است. با توجه به نمودار ۳ نصب پمپ در عمق ۵۹۰۰ فوت باعث افزایش فشار سر چاهی به ۹۲۰ پام می‌گردد. در جدول ۵ پارامترهای طراحی ESP ارائه شده است [۴].

## ● عوامل مؤثر بر انتخاب روش‌های مختلف فراآوری مصنوعی

- خصوصیات تولیدی: شامل مواردی از قبیل پتانسیل تولید، دبی تولید چاه، درصد آب همراه، نسبت گاز به مایع
- خصوصیات سیال: شامل مواردی مانند لزجت و ضریب حجمی
- خصوصیات حفره چاه: شامل مواردی مانند عمق، اندازه دهانه، نحوه تکمیل و میزان انحراف
- خصوصیات مخزن: شامل نوع مخزن، نیروی رانش و پتانسیل تولید و نسبت گاز به نفت
- برنامه توسعه مخزن در دراز مدت،
- تسهیلات سطح الارضی: شامل مواردی از قبیل خطوط لوله جریانی، فشار تفکیک‌گر، تسهیلات موجود جمع آوری گاز، تسهیلات موجود آب زدایی و نمک زدایی
- محل احداث سیستم: شامل مواردی مانند بهره‌برداری در مناطق خشکی یا دریایی، نواحی شهری و ملاحظات فواصل چاه‌ها
- منابع قابل دسترسی انرژی: در دسترس بودن منبع انرژی ارزان تأمین نیروی محرکه سیستم فراآوری مانند منابع الکتریسیته، گاز طبیعی، دیزل، گاز پروپان و انرژی خورشیدی یا باد
- مشکلات عملیاتی: شامل تولید ماسه، پارافین، رسوبات معدنی، خوردگی، امولسیون، دمای بالا در ته چاه و شرایط آب و هوایی
- نیروی انسانی عملیاتی.
- خدمات فنی قابل دسترس: شامل پرسنل خدماتی، قطعات یدکی و خدمات دکل می‌شوند که همگی تأثیر مستقیم بر هزینه‌های تعمیر و نگهداری دارند.

## ● برآورد هزینه‌ها

برآورد هزینه‌های استفاده از سیستم فراآوری با گاز: لازم به ذکر است که این قیمت‌ها با توجه به شرکت‌های مختلف انجام دهنده پروژه و هم‌چنین با تغییر نرخ تورم، قابل تغییر می‌باشند.

هزینه تعمیر چاه‌ها برای نصب تجهیزات فراآوری (شیرهای فراآوری و ...): شامل هزینه‌های کشتن چاه، راندن رشته تکمیلی همراه با تجهیزات فراآوری و احیاء مجدد چاه‌ها می‌باشد که هزینه تعمیر هر چاه به طور متوسط در حال حاضر، معادل ۲۵۰ هزار دلار برآورد شده است. هزینه



بیان شده است.

لازم به ذکر است که هزینه مربوط به کمپرسور فقط در سال اول در نظر گرفته شده است. هم چنین هزینه‌های مربوط به سرویس کمپرسور برابر ۴ درصد هزینه کل کمپرسور در نظر گرفته شده که این هزینه در سال‌های مختلف متناسب با نرخ بهره بانکی افزایش می‌یابد. هم چنین به علت عدم قطعیت در قیمت گاز، هزینه گاز تزریقی در سال‌های مختلف به صورت ثابت از قرار هر هزار فوت مکعب برابر ۶٫۵ دلار در نظر گرفته شده است. بنابراین کل هزینه استفاده از تزریق گاز برابر ۶۱٫۱۷۵ میلیون دلار می‌باشد.

هزینه تعمیر چاه‌ها برای نصب پمپ که شامل هزینه‌های کشتن چاه، راندن رشته تجهیزات فراآوری و لوله مغزی و احیاء مجدد چاه‌ها می‌باشد به طور متوسط معادل ۲۵۰ هزار دلار به ازای هر چاه برآورد شده است. هزینه خرید پمپ حدود ۸۰۰۰ دلار به ازای توان یک اسب بخار می‌باشد.

هزینه تعمیر و نگهداری: هزینه تعمیر سالیانه برای هر چاه و رشته تکمیلی پمپ با توجه به عمر متوسط ۵ سال برای هر پمپ، معادل ۲۰ درصد قیمت هزینه ثابت خرید هر پمپ فرض شده است.

هزینه مربوط به فراآوری مصنوعی با پمپ الکتریکی شناور به صورت هزینه هر چاه در نظر گرفته می‌شود. محاسبات و انتخاب نوع پمپ را می‌توان با توجه به اطلاعات داده شده به نرم افزارهای Pipesim و Wellflo و بانک اطلاعاتی موجود در فایل‌های آنها، انجام داد. لازم به ذکر است که پمپ‌ها هر ۵ سال یکبار تعویض می‌شوند و در واقع هر ۵ سال یکبار برای هر چاه هزینه سرمایه‌های جدیدی به وجود می‌آید.

برای تولید بهینه و مستمر از مخزن مورد مطالعه (طی ۱۰ سال) با توجه به اطلاعات مفروض و هم چنین خروجی‌های نرم افزار، برای تثبیت تولید در سطح فعلی و افزایش تولید، هزینه‌های مورد نیاز طرح در جدول ۷ بیان شده است.

لازم به ذکر است که این هزینه با هزینه تعمیر و نگهداری که معادل ۲۰ درصد کل هزینه خرید و نصب پمپ می‌شود، جمع می‌شود و بنابراین کل هزینه نصب پمپ درون چاهی در این میدان برابر ۶۰ میلیون دلار خواهد شد.

#### ◆ نتیجه‌گیری و پیشنهاد

در این مقاله ابتدا به بررسی انواع روش‌های فراآوری مصنوعی پرداخته شد. سپس با استفاده از نرم‌افزارهای Pipesim و Wellflo چاه‌ها شبیه‌سازی و از لحاظ فنی مورد تحلیل قرار گرفتند. سپس پارامترهای مختلفی مورد حساسیت سنجی قرار گرفتند. هم چنین با توجه به دبی نفت تولیدی و قیمت تجهیزات مورد استفاده برای هر روش، آنالیز اقتصادی انجام پذیرفت.

● اگر این روش‌ها بخواهد برای کل میدان مورد استفاده قرار گیرد، خود

به مطالعه جامع نیاز دارد که از حوصله این مقاله فراتر است. برای مثال، هنگامی که قرار است برای کل میدان یکی از این دو روش یا هر دو مورد بررسی قرار گیرد، پارامترهای بسیاری از جمله شعاع تخلیه چاه‌ها و تأثیر آن‌ها بر یکدیگر، ظرفیت و توانایی تأسیسات سطح الارضی و... باید مورد بررسی قرار گیرد.

● 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 و قابلیت انعطاف‌پذیری روش تزریق گاز نسبت به استفاده از پمپ درون چاهی، 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 مذکور اولویت دارد.

● در صورت امکان، میدان مورد مطالعه جامع قرار گیرد تا بتوان انواع روش‌های EOR و IOR را در میدان شبیه‌سازی کرد. پس از انجام مطالعه جامع مناسب‌ترین و بهترین روش تولید بهینه نفت مشخص خواهد شد.

● با توجه به این‌که اکثر روابط تجربی جریان دوفازی با توجه به داده‌های چاه‌های آمریکا بدست آمده‌اند، این روابط در زمان استفاده برای چاه‌های بومی دارای خطای بسیاری می‌باشند. پیشنهاد می‌شود که با استفاده از داده‌های چاه‌های نفتی ایران مدلی تهیه شود تا قابلیت حل مسأله چند فازی را درون چاه‌ها با کمترین خطای ممکن داشته باشد.

● در صورت امکان انجام پروژه‌ای که بتوان از سیستم Hybrid استفاده کرد مورد بررسی قرار گیرد. در این روش هر دو سیستم Gas lift و ESP به طور همزمان با هم درون چاه نصب می‌گردند. این روش دارای چند مزیت است؛ برای مثال اگر مخزن توانایی تولید بالایی داشته باشد، استفاده همزمان از این دو روش درون چاه باعث افزایش راندمان تولید خواهد شد. هم چنین در صورتی که هر یک از دو روش درون چاه دچار مشکل گردد، (مثلاً در صورت عدم تأمین حجم گاز مصرفی) روش دیگر می‌تواند به فعالیت خود ادامه دهد.

#### ◆ 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] www.pump-zone.com, wood-group-esp-pump-system-nowember-2009.
- [4] Schlumberger, Pipesim user manual, "Well Design, drilling and production, 2009.