

## غربالگری معیارها، طراحی و بهینه‌سازی روش‌های فراآوری مصنوعی در یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران

جعفر رامشینی\*، عباس هلالی‌زاده، دانشکده نفت اهواز

### چکیده

دبی نفت و گاز تولیدی از میادین نفتی به دلیل فاکتورهای مختلفی از قبیل کاهش فشار مخزن و تولید آب و گاز اضافی با کاهش روبه‌رو می‌شود. بنابراین، لازم است برخی روش‌ها برای جبران کاهش میزان تولید نفت و گاز مورد استفاده قرار گیرند. فراآوری مصنوعی یکی از روش‌های افزایش دبی و عمر تولیدی مخزن است. انتخاب درست روش فراآوری برای سودآوری طولانی مدت چاه‌های تولیدی از اهمیت خاصی برخوردار است. در حقیقت روش، ضعیف و نامناسب باعث کاهش تولید و افزایش هزینه‌های عملیاتی می‌شود. امروزه روش‌های فراآوری مصنوعی، مکمل روش‌های ازدیاد برداشت نفت است. انتخاب یک روش فراآوری که صرفاً تولید را افزایش می‌دهد، ملاک نیست بلکه باید بر اساس شرایط هر میدان، چاه و نوع سیال، بهترین و مناسب‌ترین روش انتخاب شود. پنج روش متداول فراآوری مصنوعی در جهان مورد استقبال قرار گرفته شده است که هر کدام از این روش‌ها برای استفاده و کاربرد در میدان مورد نظر باید متناسب با شرایط چاه و مخزن باشد. در این مطالعه ده چاه نفتی واقع در یکی از میادین نفتی جنوب غربی کشور که با افت فشار روبه‌رو شده است، مورد بررسی قرار می‌گیرد که ابتدا شرایط چاه و مخزن با روش مورد نظر مقایسه و سپس گزینه‌های نامناسب حذف می‌گردد. بر اساس نتایج این مطالعه دو روش فراآوری با گاز و پمپ الکتریکی شناور توسط نرم‌افزارهای PROSPER و GAP طراحی و بهینه‌سازی گردید و در نهایت، ارزیابی اقتصادی برای هر دو روش انجام شد. اگرچه نتایج هر دو روش قابل قبول بوده و باعث افزایش تولید می‌شود، ولی پمپ الکتریکی شناور نسبت به روش فراآوری گاز اقتصادی‌تر بوده و استفاده از این روش برای این چاه‌ها توصیه می‌شود.

### اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۵/۰۹/۰۵

تاریخ ارسال به داوور: ۹۵/۰۹/۱۱

تاریخ پذیرش داوور: ۹۵/۱۱/۱۹

### واژگان کلیدی:

پمپ الکتریکی شناور، فراآوری با گاز، غربالگری، بهینه‌سازی، PROSPER، GAP

### مقدمه

پمپ الکتریکی شناور<sup>۲</sup>، پمپ میله‌ای مکنده<sup>۴</sup>، پمپ هیدرولیکی<sup>۵</sup> و پمپ خلأ پیش‌رونده<sup>۱</sup> [۱].

روش‌های فراآوری مصنوعی با تکنیک‌های نگهداشت فشار فرق می‌کند؛ به‌خاطر اینکه انرژی را به‌جای اینکه مستقیماً به مخزن وارد کنند، به سیال ته‌چاهی وارد می‌کنند. روش‌های فراآوری مصنوعی به دو گروه تقسیم می‌گردند:

۱- تأمین‌کننده انرژی با استفاده از پمپ‌های ته‌چاهی مانند پمپ‌های میله‌ای مکنده، پمپ‌های الکتریکی شناور، پمپ‌های خلأ پیش‌رونده و پمپ‌های هیدرولیکی

۲- کاهش وزن ستون سیال موجود در چاه: فراآوری با گاز و روش پلانژر<sup>۷</sup>.

میله مکنده در پمپ‌های کله‌اسبی یک میله استیل محکم با درجه بالاست که به داخل رشته لوله مغزی فرستاده می‌شود تا پمپ زیر سطحی را به واحد پمپ سطح متصل کند و بیشترین روش فراآوری مصنوعی استفاده شده در جهان است [۲]. در روش پمپ الکتریکی شناور تمام واحد پمپ به ته چاه فرستاده

سیالات هنگامی از مخزن به سطح می‌رسند که چاه تکمیل شده باشد و فشار مخزن به اندازه‌ای باشد که سیال از ماتریکس<sup>۱</sup> بیرون آمده، به دهانه چاه منتقل شده و سپس به سطح برسد. در طول عمر تولیدی مخزن، فشار مخزن کاهش می‌یابد که باعث افزایش آب تولیدی و کاهش درصد گاز محلول در نفت می‌شود. این دلایل باعث کاهش و حتی توقف جریان سیال به چاه می‌شود. بنابراین، باید از برخی روش‌ها برای جلوگیری از کاهش تولید استفاده کرد. به سبب اینکه چاه به صورت طبیعی تولید می‌کند و هیچگونه انرژی اضافی هنگامی که فشار ته‌چاهی کاهش می‌یابد، وجود ندارد، لازم است منبع اضافی انرژی به‌منظور بالا بردن سیال به سطح به چاه وارد شود. در این حالت، روش‌های فراآوری مصنوعی برای افزودن انرژی به سیال ته‌چاهی مورد استفاده قرار می‌گیرد که با کاهش فشار ته‌چاهی منجر به افزایش اختلاف فشار بین مخزن و دهانه چاه می‌شود. در نتیجه، دبی تولیدی افزایش پیدا می‌کند. عمده روش‌های فراآوری مصنوعی عبارتند از: فراآوری با گاز<sup>۲</sup>،

\* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (jr.put88@yahoo.com)

### ۳- غربالگری روش‌های فراز آوری مصنوعی

بیشتر اوقات مهندسان با مشکل تعیین نوع روش فراز آوری مصنوعی برای یک یا چند چاه روبه‌رو می‌باشند. برای انتخاب و به کار بردن یک روش فراز آوری مصنوعی برای یک چاه چالش‌های متعددی به‌خاطر شرایط چاه و مخزن وجود دارد. برای مثال پمپ کله‌اسبی بیشترین روش مورد استفاده در جهان می‌باشد زیرا بیشتر چاه‌ها به‌صورت جداگانه هستند و دبی تولیدی‌شان کمتر از ۱۰ بشکه در روز می‌باشد. اما همین روش در سکوهای دریایی، چاه‌های عمیق و با تولید بالا قابلیت استفاده ندارد. بنابراین، برخی شرایط جغرافیایی و محیطی و شرایط چاه و مخزن باید در نظر گرفته شود تا مطمئن شویم کدام روش بهترین عملکرد را دارد. برای اینکار از بین پارامترهای زیادی که بر انتخاب نوع روش تأثیر می‌گذارند، یازده پارامتر مهم و اصلی که بر روی انتخاب روش‌های فراز آوری مصنوعی تأثیر زیادی دارند، انتخاب گردید و در جدول ۲- ساماندهی شدند [۵]. برای گزینش از بین این روش‌ها ابتدا خواص ذکر شده در جدول ۱- با جدول ۲- مقایسه می‌شود تا گزینه‌های نامناسب در همین ابتدای کار حذف شده و گزینه‌های مناسب برای به کار بردن

می‌شود و از طریق کابل عایق با سطح ارتباط دارد. عناصر اصلی آن شامل پمپ سانتریفیوژ، شفت و موتور الکتریکی است [۳]. قسمت‌های اصلی پمپ هیدرولیکی شامل موتور هیدرولیکی و پمپی که به موتور متصل است، می‌باشد. آب یا نفت با فشار بالا (سیال محرک) جزء عناصر اصلی است؛ به این صورت که با تزریق سیال پرانرژی تمیز به داخل چاه، نفت درون چاه تولید می‌گردد. فراز آوری با گاز نیز یک روش تولید نفت است که از گاز با فشار بالا برای تولید و بالا آوردن نفت از ته چاه استفاده می‌شود و سیستم آن به این گونه است که تزریق گاز موجب سبک کردن ستون سیال درون چاه می‌شود. پمپ‌های خلأ پیش‌رونده با استفاده از چرخش یک میله فلزی مارپیچ به نام روتور که در داخل یک محفظه دیگر به نام استاتور قرار دارد، سیال ته‌چاهی را به حرکت در می‌آورد. یک میله قابل چرخش که از سطح به روتور متصل است به میله مارپیچ انرژی وارد می‌کند و باعث چرخش آن می‌شود. اما اخیراً برخی تولیدکننده‌ها از موتورهای درون‌چاهی به‌عنوان نیروی محرکه پمپ استفاده کرده‌اند [۴].

### ۱- روش انجام مطالعه

تعدادی از چاه‌های یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران که با مشکل افت فشار روبه‌روست، به‌عنوان کاندیدای مناسب انتخاب می‌شوند. سپس با مطالعه ویژگی‌های مختلف این چاه‌ها، مناسب‌ترین روش‌های فراز آوری مصنوعی انتخاب خواهد شد. سپس طراحی و بهینه‌سازی روش‌های انتخاب شده انجام می‌شود. نهایتاً ارزیابی اقتصادی هر دو روش که شامل هزینه‌های ثابت و هزینه‌های عملیاتی است، مورد مطالعه قرار گرفته و بهترین روش فراز آوری مصنوعی براساس کمترین هزینه و بیشترین درآمد حاصله انتخاب خواهد شد.

### ۲- معرفی میدان و انتخاب چاه‌های مورد مطالعه

تعدادی از چاه‌های یکی از میادین نفتی جنوب غربی کشور که با مشکل افت فشار روبه‌رو شده است، مورد بررسی قرار می‌گیرد. این میدان در جنوب غربی ایران در استان خوزستان واقع گردیده است. در یال جنوب شرقی این میدان به‌منظور حصول اطلاعات و ارزیابی مخزن، ابتدا سه چاه عمودی و سپس ۱۰ چاه افقی حفاری شده است. در ابتدا پس از حفاری، این چاه‌ها برای مدتی قابلیت تولید سیال نفتی را دارا بوده‌اند، اما پس از طی مدت‌زمانی به‌دلیل کاهش فشار ته‌چاهی، سیال مخزن نتوانسته به سطح راه یابد. جدول ۱- شرایط مربوط به این چاه‌ها را نشان می‌دهد.

۱ | شرایط چاه‌های کاندیدای مورد مطالعه

تعداد چاه‌ها	۱۰
دبی تولیدی (bbl/day)	۲۰۰-۱۲۰۰
عمق چاه (ft)	۳۵۰۰-۵۰۰۰
قطر لوله جداری (in)	۷
نوع حفاری	افقی
دمای ته چاه (°F)	۱۰۰
درصد تولید آب	۰-۷۵
گرانروی سیال (cp)	۲/۰۶
سیالات خورنده	H <sub>2</sub> S
درصد ماسه تولیدی	صفر
نسبت گاز به نفت تولیدی (scf/stb)	<۵۰۰
میزان گاز در دسترس	نامحدود
مکان	خشکی
انرژی الکتریکی	در دسترس
API	۳۸

معیارها		GAS LIFT(1), ESP(2), PCP(3), SRP(4), HPP(5), HJP(6)		
		حذف شده	گزینه های انتخاب شده	
۱	تعداد چاه ها	$N \leq 5$	GAS LIFT	۲,۳,۴,۵,۶
		$N > 5$	-----	۶~۱
۲	مکان	OFFSHORE	SRP	۱,۲,۳,۵,۶
		ONSHORE	-----	۶~۱
۳	نوع چاه	$0 < \text{ANGLE} < 40$	-----	۶~۱
		$40 < \text{ANGLE} < 70$	SRP	۱,۲,۳,۵,۶
		$70 < \text{ANGLE} < 90$	GAS LIFT, SRP	۲,۳,۵,۶
۴	عمق	$D < 8600 \text{ ft.}$	-----	۶~۱
		$8600 < D < 15000$	PCP	۱,۲,۴,۵,۶
		$15000 < D < 16000$	PCP, ESP	۱,۴,۵,۶
		$16000 < D < 17000$	PCP, ESP, SRP	۱,۵,۶
		$17000 < D < 18000$	PCP, ESP, SRP, HPP	۱,۶
		$18000 < D < 20000$	PCP, ESP, SRP, HPP, GAS LIFT	۶
۵	دبی (بشکه بر روز)	$Q < 10$	ESP, HPP, HJP	۱,۳,۴
		$10 < Q < 200$	ESP, HJP	۱,۳,۴,۵
		$200 < Q < 4500$	-----	۶~۱
		$4500 < Q < 6000$	PCP	۱,۲,۴,۵,۶
		$6000 < Q < 8000$	PCP, SRP	۱,۲,۵,۶
		$8000 < Q < 20000$	PCP, SRP, HPP	۱,۲,۶
		$20000 < Q < 50000$	PCP, SRP, HPP, HJP	۱,۲
		$50000 < Q < 60000$	PCP, SRP, HPP, HJP, GAS LIFT	۲
۶	نسبت گاز به نفت (scf/stb)	$GOR < 500$	-----	۶~۱
		$500 < GOR < 1000$	ESP, SRP, HPP	۱,۳,۶
		$1000 < GOR < 2000$	ESP, SRP, HPP, HJP	۱,۳
		$2000 < GOR$	ESP, SRP, HPP, HJP, PCP	۱
۷	دما (°F)	$T < 250$	-----	۶~۱
		$250 < T < 400$	PCP	۱,۲,۴,۵,۶
		$400 < T < 450$	PCP, ESP	۱,۴,۵,۶
		$450 < T < 550$	PCP, ESP, GAS LIFT	۴,۵,۶
۸	شاخص کیفیت نفت (API)	$8 < \text{API} < 15$	GAS LIFT	۲,۳,۴,۵,۶
		$15 < \text{API} < 40$	-----	۶~۱
		$40 < \text{API}$	PCP	۱,۲,۴,۵,۶
۹	درصد تولید ماسه	0-0.01	-----	۶~۱
		0.01 - 0.1	ESP, HPP	۱,۳,۴,۶
		0.1 - 3	ESP, HPP, SRP	۱,۳,۶
		>3	ESP, HPP, SRP, HJP	۱,۳
۱۰	گراژروی (cp)	$\mu < 200$	-----	۶~۱
		$200 < \mu < 500$	ESP	۱,۳,۴,۵,۶
		$500 < \mu < 800$	ESP, SRP	۱,۳,۵,۶
		$800 < \mu < 1000$	ESP, SRP, HPP, HJP	۱,۳
		$\mu > 1000$	ESP, SRP, HPP, HJP, GAS LIFT	۳
۱۱	میزان گاز در دسترس	محدود	(GAS LIFT (CONDITIONAL	۶~۲
		نا محدود	-----	۶~۱
		صفر	GAS LIFT	۶~۲

فرازآوری مصنوعی در این میدان مشخص گردند.

### ۳-۱- انتخاب و حذف روش های فرازآوری مصنوعی

- پمپ های هیدرولیکی از قبیل جت پمپ ها یا پستون پمپ ها تاکنون در میداین نفتی ایران مورد استفاده قرار نگرفته اند و تجربه عملیاتی برای نصب و راه اندازی آنها وجود ندارد. همچنین میانگین عمر این پمپ ها ۱۱۴ روز برآورد گردیده است [۶]، که میانگین عمر کوتاهی بوده و لذا با توجه هزینه خرید ابزار و نصب بالای آنها، این روش کنار گذاشته می شود.

- به دلیل زاویه انحراف بالا (بیشتر از ۴۰ درجه) و نوع حفاری افقی این چاه ها، نمی توان از پمپ های کله اسبی در این چاه ها استفاده نمود.

- پمپ های خلاً پیش رونده قابلیت استفاده در این چاه ها را دارا می باشد. ولی به دلیل اینکه این چاه ها تولید ماسه ندارند، نفت تولیدی آن سنگین نیست و عاری از هر گونه آسفالتین و ترکیبات سنگین نفتی می باشد. به طور معمول در میداین نفت خیز جنوب این پمپ ها در چاه های با نفت سنگین و حاوی ماسه به کار برده می شود. بنابراین این روش نیز کنار گذاشته می شود.

- پس از بررسی این ۱۱ پارامتر، پمپ های الکتریکی شناور قابلیت استفاده در این چاه ها را دارا می باشند ولی با توجه به مکانیسم

رانش کلاهک گازی این مخزن و افزایش نسبت گاز به نفت تولیدی در آینده، باید طراحی و جایگذاری تفکیک کننده های درون چاهی مورد بررسی قرار بگیرد تا افزایش تولید گاز باعث کاهش عمر پمپ های الکتریکی شناور نگردد.

- با توجه به وجود گاز در دسترس و همچنین تعداد بالای چاه ها در این میدان، روش فرازآوری با گاز صرفه اقتصادی دارد و هزینه های خرید ابزار و نصب آن بر تعداد چاه ها سرشکن می شود. با بررسی یازده پارامتر تأثیرگذار بر انتخاب روش فرازآوری مصنوعی مشخص گردید که فرازآوری با گاز نیز قابلیت استفاده در این چاه ها را دارا می باشد. بنابراین دو روش پمپ الکتریکی شناور و فرازآوری با گاز به عنوان دو کاندیدای مناسب برای این چاه ها برگزیده می شود و باید پس از طراحی و بهینه سازی آنها و انجام ارزیابی اقتصادی هر دو روش، مناسب ترین گزینه بر اساس بهترین عملکرد، درآمد حاصله و کمترین هزینه انتخاب گردد.

### ۴- مدل سازی چاه با استفاده از نرم افزار PROSPER

نرم افزار PROSPER برای طراحی عملکرد جریانی چاه و بهینه سازی آن در صنعت مورد استفاده قرار می گیرد و قابلیت طراحی انواع تکمیل چاه و روش های مختلف فرازآوری مصنوعی را دارا بوده و به صورت گسترده توسط طراحان در سراسر جهان مورد استفاده قرار گرفته است [۷].

### ۴-۱- ساختن مدل پایه برای چاه شماره ۲

برای نمونه، شبیه سازی هر دو روش فرازآوری مصنوعی برای چاه شماره ۲ انجام شده و به جهت رعایت اختصار، نتایج دیگر چاه ها در ادامه در جداول مربوطه ذکر می گردد. شبیه سازی این چاه به دلیل در دسترس نبودن ترکیب درصد نفت تولیدی توسط مدل نفت سیاه انجام شده است. پس از وارد کردن اطلاعات مربوط به خواص سیال که در جدول ۳- به آن اشاره شده است، نرم افزار توسط یک رگرسیون غیرخطی، بهترین روابط پیش بینی کننده خواص سیال را نشان می دهد که طبق آن، برای محاسبه گرانیوی سیال رابطه بگنز و همکاران [۸] و برای محاسبه فشار حباب، نسبت گاز به نفت محلول و ضریب حجمی نفت سازند رابطه استندینگ انتخاب گردید [۹].

بعد از وارد کردن اطلاعات مربوط به IPR که در جدول ۴- به آن اشاره شده است و اطلاعات شماتیک چاه و گرادیان دمایی سیال داخل چاه، نمودار عملکرد جریانی چاه در صورتی که فشار سر چاهی ۱۵۰ psi باشد به دست آمد. همانطور که مشاهده می شود بین نمودار IPR و TPR هیچ گونه تقاطعی وجود ندارد. این نشان

۳ | پارامترهای ورودی خواص سیال برای چاه شماره ۲

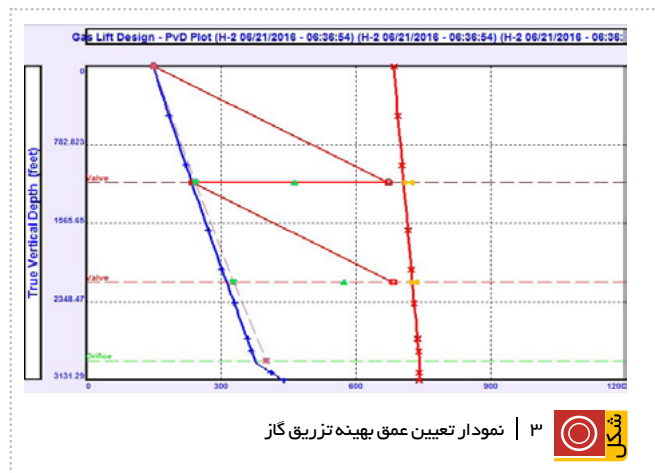
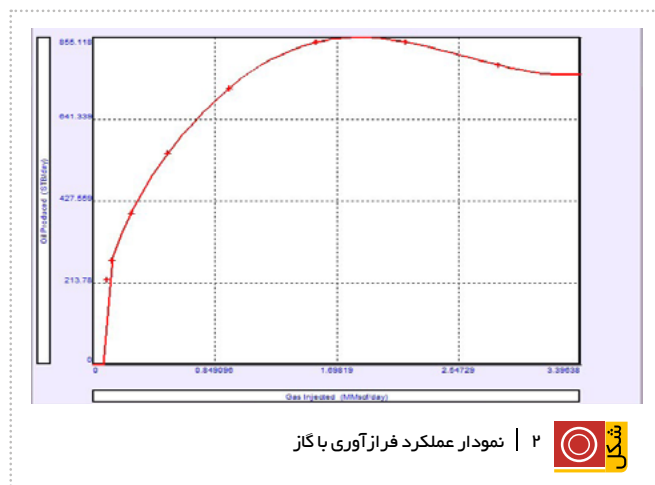
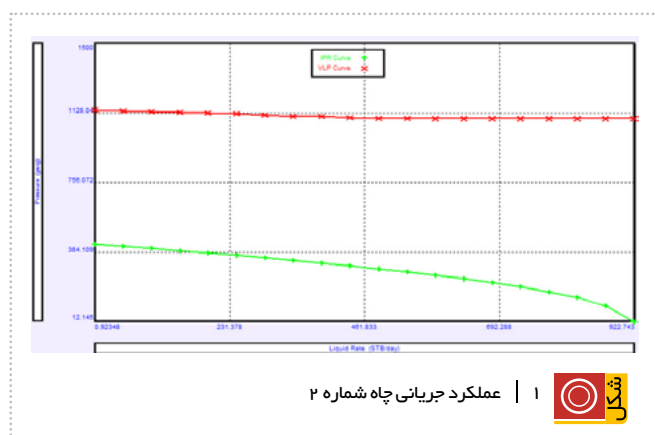
Solution GOR, SCF/STB	۱۴۸
Oil Gravity, API	۳۸
Gas Specific Gravity	۱.۰۶
Water salinity, ppm	۲۲۰۰۰۰
Mole percent H <sub>2</sub> S	۰.۹۶
Mole percent CO <sub>2</sub>	۰.۱۸
Mole percent N <sub>2</sub>	۰

۴ | اطلاعات IPR برای چاه شماره ۲

Reservoir pressure, psi	۴۲۶
Reservoir temperature, °C	۳۷
Water cut, %	۲
Total GOR, SCF/STB	۱۴۸
PI, bbl./d/psi	۱۳۶

به چاه می‌باشد، استفاده گردید. برای این کار سیال تولیدی هر چاه به قسمت جمع‌آوری وارد شده و به تفکیک‌کننده واریز می‌شود (شکل-۴).

دبی بهینه نفت تولیدی و دبی تزریق گاز با تخصیص  $\text{MMscf/day}$  ۲۰ برای ۱۰ چاه توسط نرم‌افزار محاسبه گردید که طی آن مشخص گردید حداکثر دبی گاز تزریقی مورد نیاز  $\text{MMscf/day}$  ۱۴/۹ می‌باشد و در مجموع ۸۳۸۱ بشکه نفت و  $\text{MMscf/day}$  ۱۳۰۲/۵ بشکه آب در روز و  $\text{MMscf/day}$  ۱/۳۳ گاز اضافی همراه تولید می‌نماید (جدول-۵).



می‌دهد که جریان تولید طبیعی وجود ندارد. بنابراین باید از روش‌های فراآوری مصنوعی از قبیل پمپ الکتریکی شناور و فراآوری با گاز برای این چاه‌ها استفاده شود. در ادامه به طراحی این چاه به روش‌های پمپ الکتریکی شناور و فراآوری با گاز می‌پردازیم.

#### ۴-۲- طراحی سیستم فراآوری با گاز

در طراحی سیستم فراآوری با گاز باید بهترین سازگاری بین تعدادی از اهداف زیر برقرار باشد:

- حصول بهینه تولید نفت و دبی تزریق گاز
- تا جایی که امکان دارد گاز در عمیق‌ترین نقطه تزریق گردد.
- تعیین عمق و تعداد شیرهای تخلیه

هنگامی که طراحی سیستم فراآوری با گاز برای بیشتر از یک چاه انجام شود، باید بر اساس میزان گاز در دسترس و به منظور افزایش دبی کل تولیدی از چاه‌ها، بهینه‌ترین میزان گاز تزریقی به هر چاه اختصاص یابد که توسعه‌دهندگان نرم‌افزار PROSPER برای انجام این بهینه‌سازی نرم‌افزار GAP را طراحی کرده‌اند. در طراحی چاه شماره ۲، میزان فشار مورد نیاز سیال سر چاه برای مقابله با افت فشارهای موجود در تجهیزات سرچاهی و لوله‌های انتقال ۱۵۰ psi، فشار تزریق اولیه گاز برای فرایند تخلیه سیال تکمیل ۷۰۰ psi و افت فشار داخل شیرهای تزریق ۵۰ psi در نظر گرفته شده است.

عمیق‌ترین نقطه تزریق گاز ۳۱۵۰ ft و کمترین فاصله بین شیرهای تزریق ۲۵۰ ft در نظر گرفته شده که در صورتی که حین انجام محاسبات فاصله بین شیرهای تزریق کمتر از آن باشد، محاسبات به پایان می‌رسد. سیال تکمیل آب نمک می‌باشد که اندکی سنگین‌تر از آب خالص بوده و گرادیان فشاری استاتیکی آن  $0.45 \text{ psi/ft}$  می‌باشد.

پس از طراحی و حصول نمودار عملکرد فراآوری مصنوعی (شکل-۲)، میزان دبی بهینه گاز تزریقی  $\text{MMscf/day}$  ۱/۵۷ به دست آمد که با این مقدار تزریق گاز  $\text{bbl/day}$  ۸۴۶ نفت تولید می‌شود. براساس این طراحی به دو عدد شیر تزریق در اعماق ۱۱۶۰ و ۲۱۵۸ فوت و یک شیر اوریفیس در ۳۱۴۹ فوتی نیاز است (شکل-۳).

همانطور که در قسمت قبل بیان شد، طراحی دبی تولیدی و عمق شیرهای تزریق داخل لوله مغزی برای چاه شماره ۲ به دست آمد و چون طراحی سیستم برای بیشتر از یک چاه انجام می‌شود، باید چاه‌ها به صورت شبکه به همدیگر متصل شوند و بر اساس میزان گاز در دسترس، بهینه‌ترین میزان گاز تزریقی به هر چاه اختصاص یابد که برای این کار از نرم‌افزار GAP که یک نرم‌افزار قدرتمند در زمینه بهینه‌سازی تخصیص گاز تزریقی

به تفکیک کننده‌های درون چاهی برای جدایش گاز نیاز می‌باشد یا خیر، از منحنی Dunbar که یک رابطه تجربی است، استفاده می‌شود؛ به این صورت که اگر نقطه متناظر با فشار ورودی پمپ و نسبت گاز به مایع بالاتر از فاکتور Dunbar قرار بگیرد، نیاز به تفکیک کننده‌های درون چاهی نمی‌باشد و اگر پایین تر قرار بگیرد به تفکیک کننده نیاز است. در این چاه به تفکیک کننده‌های درون چاهی نیاز نیست (شکل-۵).

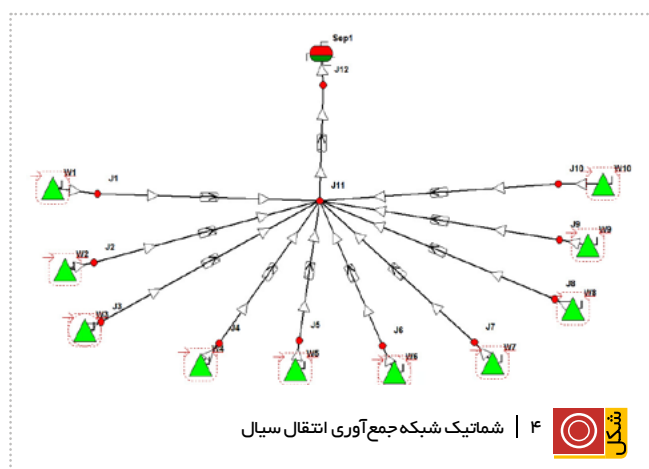
### ۵-۲- طراحی و انتخاب پمپ و موتور

با توجه به دبی تولیدی طراحی ۳۵۰۰ bbl/day و فشار سرچاهی ۱۵۰ psig و بر اساس بانک اطلاعاتی پمپ‌ها در نرم‌افزار PROSPER، طراحی و انتخاب پمپ الکتریکی شناور انجام شد. بر اساس آن پمپ REDA SN3600 5/38 in با بازدهی ۶۹ درصد با بازه تولیدی ۲۴۰۰-۴۶۰۰ بشکه بر روز بهترین عملکرد را نسبت به دیگر پمپ‌ها داراست. تعداد مراحل مورد نیاز پمپ برای اینکه فشار ورودی آن را از ۳۵۰/۷ psig به ۱۱۷۹ psig در خروجی پمپ برساند ۴۹ مرحله می‌باشد. همچنین موتور این پمپ با بازدهی ۸۴/۴ درصد انتخاب گردید (شکل-۶).

### ۵- طراحی پمپ الکتریکی شناور برای چاه شماره ۲

#### ۵-۱- اطلاعات مورد نیاز برای طراحی پمپ الکتریکی شناور

- اطلاعات PVT
- اطلاعات IPR
- اطلاعات شماتیک چاه و گرادیان زمین گرمایی
- پارامترهای طراحی پمپ الکتریکی شناور
- اطلاعات مربوط به IPR، PVT، شماتیک چاه و گرادیان زمین گرمایی همانند طراحی سامانه فراآوری با گاز است. در جدول ۶- به پارامترهای طراحی پمپ اشاره شده است. در مرحله طراحی پمپ به منظور تعیین اینکه آیا



#### ۵ | جزئیات نفت تولیدی بیهینه با تخصیص 20MMscf/day گاز تزریقی

Label	Oil Rate	Gas Rate	Water Rate	Liquid Rate	Gas Lift Injection Rate
	STB/day	MMscf/day	STB/day	STB/day	MMscf/day
Well - W1	۱۲۵۴.۲	۰.۲۶۵	۹۴.۴	۱۳۴۸.۶	۱.۸۵۵
Well - W2	۸۳۶.۶	۰.۱۳۵	۸.۵	۸۴۵.۱	۱.۶۹۹
Well - W3	۱۱۴۹.۸	۰.۱۷	۱۷.۵	۱۱۶۷.۳	۱.۷۵
Well - W4	۶۹۱.۲	۰.۱۰۲	۳۲۵.۳	۱۰۱۶.۴	۱.۹۸۳
Well - W5	۴۶۶.۴	۰.۰۶۹	۵۰۵.۳	۹۷۱.۷	۱.۳۴۸
6W - lleW	۹۰۷.۱	۰.۱۳۴	۱۱۲.۱	۱۰۱۹.۳	۱.۵۷۵
Well - W7	۳۷۲.۱	۰.۰۵۵	۷.۶	۳۷.۷	۱.۰۱۲
Well - W8	۱۲۶۷.۸	۰.۱۸۸	۰	۱۲۶۷.۸	۱.۷۳۱
Well - W9	۹۹.۴	۰.۰۱۵	۲۳۱.۹	۳۳۱.۳	۰.۲۴۲
Well - W10	۱۳۳۷.۲	۰.۱۹۸	۰	۱۳۳۷.۲	۱.۷۱۸
Total	۸۳۸۱.۸	۱.۳۳	۱۳۰۲.۵	۹۶۸۴.۲	۱۴.۹۱۴

### ۳-۵- آنالیز حساسیت سنجی فرکانس عملیاتی پمپ

آنالیز حساسیت سنجی برای فرکانس پمپ چاه شماره ۲ بین ۷۰-۵۰ هرتز انجام شد و فرکانس ۵۶ هرتز که متناظر با بیشترین بازدهی پمپ است، به عنوان فرکانس بهینه انتخاب گردید (شکل-۷).

علاوه بر چاه شماره ۲، دیگر چاه‌ها نیز طراحی و بهینه‌سازی گردید (جدول-۷ و ۸). دبی جریانی کل نیز در جدول-۹ نشان داده شده است. مجموع دبی نفت تولیدی این ۱۰ چاه توسط پمپ‌های طراحی

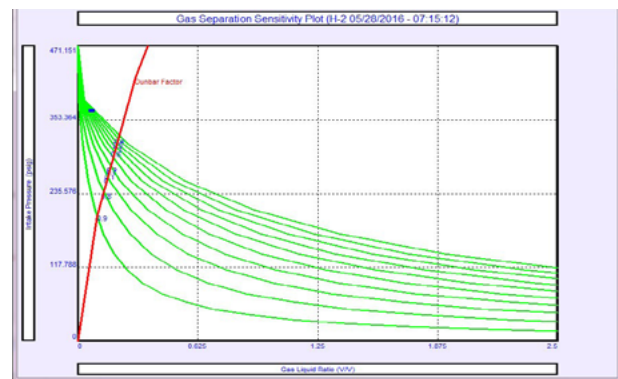
شده ۲۱۴۰۰ bbl/day و مجموع دبی گاز تولیدی ۳/۴۸ MMscf/day می‌باشد.

### ۶- ارزیابی اقتصادی

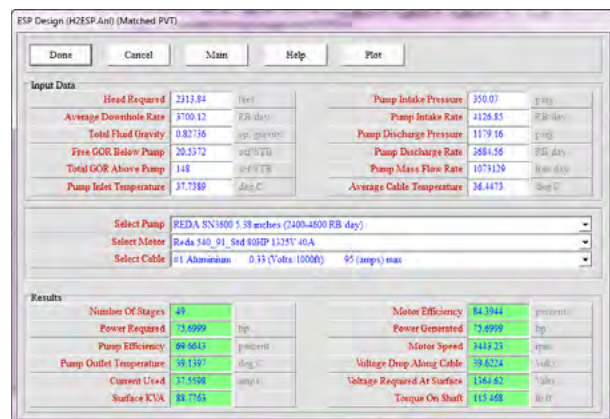
قبل از اینکه تصمیم نهایی برای انتخاب مناسب‌ترین گزینه فرازآوری مصنوعی اتخاذ گردد، باید یک آنالیز کامل اقتصادی انجام شود. میزان سودآوری یک پروژه معیار تصمیم‌گیری نهایی می‌باشد. عمده هزینه فرازآوری با گاز مربوط به خرید تجهیزات و نصب آن است در حالی که هزینه‌های عملیاتی در طول عمر پمپ‌های الکتریکی شناور بیشتر مورد نظر می‌باشد.

۶ | پارامترهای مورد نیاز برای طراحی پمپ

Pump Depth	3116 ft
Operating Frequency	60 Hertz
Maximum Pump Outer Diameter	7 inches
Length of cable	3216 ft
Design liquid rate	3000 stb/d
Water Cut	2 %
Total GOR	148 scf/stb
Top Node Pressure	150 psig



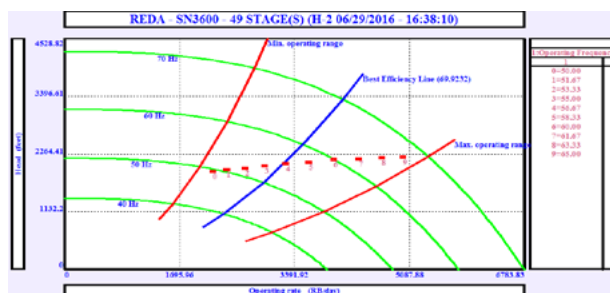
۵ | نمودار تجربی Dunbar



۶ | انتخاب نوع پمپ الکتریکی شناور و موتور آن

۷ | نتایج خروجی طراحی پمپ، چاه‌های شماره ۱ تا ۵

Well Number	1	2	3	4	5
Oil Rate (bbl/d)	۲۵۶۵	۳۴۹۱	۳۳۱۹	۱۱۸۳	۱۵۳۴
Gas Rate (MMscf/d)	۰.۵۴	۰.۷۳	۰.۴۹	۰.۱۷	۰.۲۲
Water Rate (bbl/d)	۱۹۳	۳۵.۳	۵۰.۶	۵۵۶	۱۶۶۲
Pump Head (ft)	۲۱۲۴	۲۱۴۹	۲۱۵۸	۲۲۵۳	۲۲۶۳
Number of Stage	۵۶	۴۹	۵۴	۵۳	۴۷
Best Operating Frequency	۵۸	۵۶	۵۶	۵۵	۶۰
Pump Efficiency %	۵۵	۶۷	۶۷	۵۹	۶۱
PI (bbl/d/psi)	۲۰.۶	۱۳.۶	۱۲.۲	۱۰.۹	۱۳.۴۲
Water Cut %	۷	۱	۱.۵	۳۲	۵۲
GOR (scf/stb)	۲۱۱	۱۴۸	۱۴۸	۱۴۸	۱۴۸



۷ | آنالیز حساسیت سنجی فرکانس عملیاتی پمپ

### ۱-۶- تخمین هزینه‌ها و درآمد حاصله روش فرازآوری با گاز

هزینه‌های سرمایه‌گذاری و خرید ابزارها و تجهیزات بین

تولیدکننده‌های مختلف متنوع است، که بدین منظور این هزینه‌ها به‌طور متوسط بیان می‌گردد:

– هزینه‌های تعمیرات اولیه سیستم فرازآوری با گاز شامل نصب شیرهای فرازآوری، کشتن چاه، راندن لوله مغزی و جریان دادن چاه می‌باشد که به‌طور میانگین ۲۵۰۰۰۰ دلار برای هر چاه برآورد گردیده است.

– هزینه خرید کمپرسور ۸۵۰۰ دلار به ازاء توان یک اسب بخار پمپ می‌باشد و میزان توان مورد نیاز پمپ با توجه به افزایش فشار و میزان گاز تزریق شده، ۱۸۰۰ اسب بخار می‌باشد.

– هزینه خرید شیرهای تزریق به‌طور متوسط برای هر چاه ۵۰۰۰۰ دلار برآورد شده است.

– هزینه تعمیر سالیانه کمپرسور برابر ۴ درصد هزینه خرید کمپرسور تقریب زده می‌شود.

– هزینه‌های تعویض و تعمیر شیرهای تزریق گاز و تعمیر سالیانه سیستم فرازآوری گاز نیز ۴ درصد هزینه خرید کمپرسور در نظر گرفته شده است.

بر اساس هزینه‌های مذکور، مجموع هزینه‌های سیستم فرازآوری با گاز ۳۵ میلیون دلار می‌باشد (جدول-۱۰).

با تخصیص ۱۵ MMscf/day گاز تزریقی به این ۱۰ چاه، ۸۳۸۱ bbl/day و ۱/۳۷ MMscf/day گاز می‌تواند تولید گردد که با تقریب قیمت فروش نفت و گاز به ترتیب ۵۰\$/ و ۶\$/Mscf، درآمد حاصله از نصب و راه‌اندازی سیستم فرازآوری با گاز ۱۵۵/۵ میلیون دلار به صورت سالانه می‌باشد (جدول-۱۱).

– تخمین هزینه‌ها و درآمد حاصله در روش پمپ الکتریکی شناور همانند روش فرازآوری با گاز هزینه‌های تعمیرات شامل نصب پمپ، کشتن چاه، راندن لوله مغزی و احیا کردن چاه ۲۵۰۰۰۰

۸ | نتایج خروجی طراحی پمپ، چاه‌های شماره ۶ تا ۱۰

Well Number	6	7	8	9	10
Oil Rate (bbl/d)	۱۸۴۹	۴۶۲	۳۲۶۳	۷۹۶	۲۹۶۶
Gas Rate(MMscf/d)	۰.۲۸	۰.۰۴	۰.۴۷	۰.۱۱	۰.۴۳
Water Rate(bbl/d)	۲۳۴	۹.۵	۰	۲۳۹۴	۰
Pump Head(ft)	۲۱۸۳	۲۳۸۹	۲۰۱۰	۲۵۳۶	۱۹۰۷
Number of Stage	۴۵	۸۲	۴۱	۶۴	۴۷
Best Operating Frequency	۵۹	۶۱	۵۹	۶۱	۵۶
Pump Efficiency%	۶۳	۵۴	۶۲	۶۰	۵۷
PI (bbl/d/psi)	۳۷	۳۸۶	۷۰	۱۳۷	۱۸۵
Water Cut%	۱۱	۲	۰	۷۵	۰
GOR(scF/stb)	۱۴۸	۱۷۴	۱۴۸	۱۴۸	۱۴۸

۹ | مجموع دبی‌های تولیدی چاه‌های شماره ۱ تا ۱۰

Total Produce Rate	Oil rate bbl/d	Gas rate MMscf/d	Water rate bbl/d	Liquid rate bbl/d
1 - 10	21400	3.48	5090	26490

۱۰ | هزینه‌های سیستم فرازآوری با گاز

Compressor Cost \$/HP	Compressor power HP	Final compressor cost MMS	Annul Compressor repair cost MMS
۸۵۰۰	۱۸۰۰	۱۵/۳	۰/۶
Workover cost \$/well	AL valve cost \$/well	Number of well	Overall valve and workover cost MMS
۲۵۰۰۰۰	۵۰۰۰۰	۱۰	۳
Gas Pipeline (6 in) purchase \$/km	Construction pipeline cost \$/km	Total pipeline distance km	Total construction and purchase cost MMS
۴۸۰۰۰	۱۱۰۰۰۰	۱۰۰	۱۵/۸

۱۱ | درآمد حاصله از نصب و راه‌اندازی سیستم فرازآوری با گاز

Oil production bbl/year	Gas production	Gas rate MMscf/d	Water rate bbl/d	Liquid rate bbl/d
۳۶۵×۸۳۸۱	۱/۳۷×۳۶۵	۱۵۲/۵	۲/۹	۱۵۵/۵

۱۲ | درآمد سالیانه حاصله از استفاده از پمپ‌های الکتریکی شناور

Oil production bbl/year	Gas production	Gas rate MMscf/d	Water rate bbl/d	Liquid rate bbl/d
۳۶۵×۲۱۴۰۰	۳/۴۸×۳۶۵	۳۹۰/۵۵	۷/۶۲	۳۹۸



دولار می‌باشد. با توجه به طراحی پمپ‌ها، حداکثر توان موردنیاز برای پمپ‌ها ۸۰ HP محاسبه گردید که در این محدوده توانی و همچنین دبی‌های تولیدی موردنظر، هزینه خرید پمپ به‌طور متوسط برای هر چاه یک میلیون دلار می‌باشد. هزینه نگهداشت و تعمیرات سالانه، ۲۰ درصد هزینه خرید پمپ بر اساس ۲ سال طول عمر پمپ تخمین زده شده است.

بنابراین، هزینه خرید پمپ‌ها، نصب و راه‌اندازی به‌علاوه هزینه تعمیرات سالانه آن ۱۵ میلیون دلار تخمین زده شده است. مجموع دبی تولیدی نفت ۲۱۴۰۰ bbl/day و مجموع دبی تولیدی گاز ۳/۴۸ MMscf/day می‌باشد که با در نظر گرفتن نرخ فروش نفت و گاز که قبلاً بدان اشاره شد، میزان درآمد سالانه حاصله از این روش ۳۹۸ میلیون دلار می‌باشد (جدول-۱۲).

**نتیجه‌گیری**

در این مطالعه ابتدا ۱۱ پارامتر که از پارامترهای تأثیرگذار بر انتخاب یا حذف روش‌های فرازآوری مصنوعی دارند، مشخص گردید. براساس مقایسه شرایط چاه و مخزن با این پارامترها، تعدادی از روش‌ها در همان مقایسه‌های اولیه کنار گذاشته شده و دو روش پمپ الکتریکی شناور و فرازآوری با گاز انتخاب گردیدند. در ادامه، طراحی هر دو روش توسط نرم‌افزارهای مربوطه انجام گردید و در پایان، ارزیابی اقتصادی چاه مورد بررسی دقیق قرار گرفت که

نتایج زیر حاصل گردید:

- ۱- با در نظر گرفتن قیمت فروش نفت و گاز به ترتیب ۵۰ دلار و ۶\$/Mscf، درآمد سالانه حاصله از تولید با استفاده از سیستم پمپ الکتریکی شناور ۳۹۸ میلیون دلار و هزینه‌های مصرفی آن ۱۵ میلیون دلار تخمین زده شد.
- ۲- درآمد حاصله از استفاده سیستم فرازآوری مصنوعی با گاز ۱۵۵/۵ میلیون دلار و هزینه‌های نصب و راه‌اندازی و هزینه‌های جانبی، در مجموع ۳۵ میلیون دلار تقریب زده شد.
- ۳- اگرچه نتایج هر کدام از این دو روش از لحاظ اقتصادی و اجرایی قابل قبول است اما استفاده از روش پمپ الکتریکی شناور به دلیل صرفه اقتصادی بالاتر و مدت زمان کمتری که صرف بررسی طرح و اجرایی شدن آن نسبت به روش فرازآوری با گاز می‌شود، به‌عنوان گزینه برتر در این میدان شناخته شده و توصیه می‌گردد که از این روش استفاده گردد.

### پیشنهاد

براساس نیاز روزافزون میداین نفتی کشور به روش‌های فرازآوری مصنوعی و به‌جهت در نظر گرفتن تمامی پارامترهای موثر در انتخاب روش‌های فرازآوری مصنوعی توسط مهندسان، پیشنهاد می‌گردد یک نرم‌افزار جهت بررسی و غربالگری انواع روش‌های فرازآوری مصنوعی براساس اطلاعات میداین نفتی ایران تهیه گردد.

### پانویس‌ها

- |                                 |                            |                 |
|---------------------------------|----------------------------|-----------------|
| 1. Matrix                       | 4. Sucker Rod Pump         | 7. Plunger Lift |
| 2. Gas Lift                     | 5. Hydraulic Pump          |                 |
| 3. Electrical Submersible Pump- | 6. Progressive Cavity Pump |                 |

### منابع

- [1]. Brown, Kermit E. "Overview of artificial lift systems." Journal of Petroleum Technology 34.10 (1982): 2-384.
- [2]. Clegg, J. D., S. M. Bucaram, and N. W. Hein. "Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods (includes associated papers 28645 and 29092)." Journal of Petroleum Technology 45.12 (1993): 1-128.
- [3]. Takács, Gábor. Electrical submersible pumps manual: design, operations, and maintenance. Gulf professional publishing, 2009.
- [4]. Heinze, Lloyd R., Herald W. Winkler, and James F. Lea. "Decision Tree for selection of Artificial Lift method." SPE Production Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers, 1995.
- [5]. Weatherford International Ltd. (2003, 2005). Artificial Lift Products and Services. Houston.
- [6]. Lea, James F., and Henry V. Nickens. "Selection of artificial lift." SPE Mid-Continent Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers, 1999.
- [7]. Petroleum experts, prosper user manual. single well systems analysis, version 13.0, June 2014.
- [8]. Beggs, H. Dale, and J. R. Robinson. "Estimating the viscosity of crude oil systems." Journal of Petroleum technology 27.09 (1975): 1-140.
- [9]. Standing, M.B. Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems, ninth edition. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers of AIME, 1981.