

انتخاب سیستم بهینه فرازآوری مصنوعی در یکی از میدان‌های نفتی خلیج فارس

علیکرم کیانی‌زاده^۱، رضا آذین^{۲*}، فرخ شعاعی فرد^۳

۱- جزیره سیری، شرکت نفت فلات قاره ایران

۲- بوشهر، دانشگاه خلیج فارس، دانشکده مهندسی، بخش مهندسی شیمی و پارک علم و فناوری خلیج فارس

۳- تهران، شرکت نفت فلات قاره ایران، بخش مهندسی مخازن هیدروکربوری

پایان‌نگار: reza.azin@pgu.ac.ir

چکیده

روش‌های فرازآوری مصنوعی به‌طور گسترده در میدان‌های نفتی که توانایی تولید طبیعی نفت را ندارند به‌کار گرفته می‌شوند. میدان نفتی مورد نظر هم‌اکنون در حال تولید طبیعی است، اما به علت افت فشار و همچنین افزایش آبدهی چاه‌ها تولید به شدت کاهش یافته است و استفاده از روش‌های فرازآوری مصنوعی را در آینده ضروری می‌سازد. برای گزینش روش بهینه فرازآوری مصنوعی، نخست شش روش فرازآوری با یکدیگر مقایسه می‌شود. همچنین روش‌های فرازآوری مصنوعی مورد استفاده در میدان‌های نفتی ایران مورد مطالعه قرار گرفته و مشکلات آنها بررسی می‌شود. سپس عملیات فرازآوری با گاز برای یکی از چاه‌ها شبیه‌سازی می‌شود. در پایان با توجه به مقایسات و شبیه‌سازی انجام شده روش فرازآوری با گاز به عنوان روش بهینه فرازآوری مصنوعی انتخاب می‌گردد.

کلمات کلیدی: مخزن نفتی، فرازآوری مصنوعی، آبدهی، فرازآوری با گاز

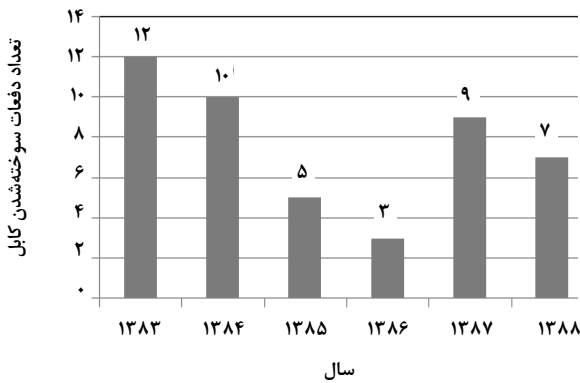
۱- مقدمه

به ویژگی‌های سیال مخزن و همچنین شرایط عملیاتی، بهترین روش گزینش می‌شود. روش‌های فرازآوری مصنوعی به‌کار گرفته شده در ایران، از نوع پمپ الکتریکی درون چاهی و فرازآوری با گاز می‌باشند. این بدین خاطر است که بیشتر میدان‌های نفتی مجهز به فرازآوری در حوزه‌های نفتی دریایی واقع شده و روش‌های یادشده، اقتصادی‌ترین روش‌ها می‌باشند. تاکنون بیش از ۱۰ میدان نفتی ایران مجهز به پمپ الکتریکی درون چاهی می‌باشند. این میدان‌ها دارای نسبت گاز به نفت پایینی بوده و همچنین عمق چاه‌ها در این میادین نسبتاً زیاد می‌باشد، بنابراین نصب پمپ الکتریکی درون چاهی، توجیه اقتصادی و فنی لازم دارد. همچنین دو میدان نفتی مجهز به سیستم فرازآوری پیوسته با گاز می‌باشند. این دو میدان

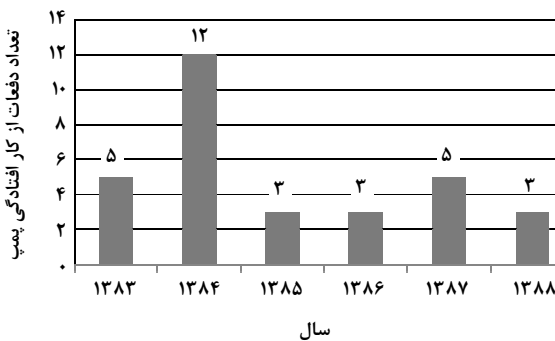
روش‌های فرازآوری مصنوعی زمانی در یک مخزن به‌کار گرفته می‌شوند که مخزن و چاه، انرژی لازم برای بالا آوردن سیال را نداشته باشند [۱]. مهم‌ترین روش‌های فرازآوری عبارتند از: پمپ‌های الکتریکی درون چاهی^۱، فرازآوری با گاز^۲، پمپ‌های هیدرولیکی^۳، پمپ‌های میله‌ای دوار^۴، پمپ‌های مکش پیشرفته^۵ و فرازآوری با پلانجر^۶ هر کدام از روش‌های فوق مزایا و معایبی دارند که با توجه

1. Electric Submersible Pump
2. Gas Lift
3. Hydraulic Pump
4. Sucker rod Pump
5. Progressing Cavity Pump
6. Plunger Lift

می‌تواند برای تولید جریان از چاهی که تولید ندارد یا برای افزایش تولید از چاه در حال جریان صورت گیرد. برای افزایش تولید در یک میدان گازی یا نفتی بایستی اقتصادی‌ترین روش فراآوری مصنوعی گزینش شود. عواملی که می‌توانند در گزینش روش فراآوری مصنوعی بهینه به کار روند در زیر بیان می‌شوند.



شکل ۱- آمار سوخته شدن کابل در ۲۹ چاه در میدان‌های نفتی ایران [۱۰]



شکل ۲- آمار از کار افتادگی پمپ [۱۰]

۱-۲ فشار مخزن و بهره‌دهی چاه

مهم‌ترین عامل در گزینش سیستم فراآوری مصنوعی فشار کنونی و آینده مخزن و بهره‌دهی چاه می‌باشد. در طول بهره‌برداری از چاه با افزایش تولید، فشار چاه نیز کاهش می‌یابد. بنابراین منحنی عملکرد چاه نیز تغییر خواهد کرد. با گردآوری داده‌های بهره‌برداری می‌توان منحنی‌های عملکرد مخزن را در دوره‌های زمانی ترسیم کرد. شکل (۳) نمونه‌ای از منحنی عملکرد را نشان می‌دهد [۲۳].

نیز به علت نسبت گاز به نفت نسبتاً بالا و دسترسی اولیه به گاز به این روش مجهز شده‌اند. از سوی دیگر به علت قرارگیری این میادین در مناطق دریایی، به کارگیری این دو روش مناسب‌تر است. مهم‌ترین چالش در به کارگیری عملیات فراآوری با گاز در این دو میدان نفتی، کمبود گاز برای تزریق در چاه‌هاست. با بررسی‌های انجام شده در برخی از میدان‌های نفتی مجهز به پمپ الکتریکی درون چاهی می‌توان گفت که مهم‌ترین چالش‌ها به ترتیب عبارتند از:

۱- سوخته شدن کابل انتقال جریان الکتریسیته از سر چاه به الکتروموتور پمپ.

۲- از کار افتادگی پمپ به علت تجمع رسوب در پیرامون پره‌های پمپ است.

۳- از کار افتادن الکتروموتور پمپ

شکل‌های (۱) و (۲) به ترتیب آمار خرابی کابل انتقال جریان الکتریسیته و از کار افتادگی پمپ برای ۲۹ چاه در ۵ میدان نفتی مناطق دریایی در میانه سال‌های ۱۳۸۳ تا ۱۳۸۸ خورشیدی را نشان می‌دهد. همانطور که شکل‌ها نشان می‌دهند، می‌توان گفت که آمار سوخته شدن کابل و از کار افتادگی پمپ زیاد بوده و باعث وقفه در عملیات تولید خواهد شد، زیرا به دنبال سوخته شدن کابل یا از کار افتادگی پمپ، تولید از چاه به مدت چند روز قطع می‌شود و هزینه‌های تعویض کابل یا پمپ را نیز به دنبال خواهد داشت. به طور معمول تولید از چاه دست کم به مدت یک هفته، و در برخی موارد، ممکن است چندین هفته قطع شود. از کار افتادن الکتروموتور پمپ نیز به دلایل متعدد اتفاق می‌افتد، از جمله از بین رفتن نشت بندی‌های الکتروموتور که منجر به ورود مواد زاید به الکتروموتور می‌شود. همچنین کار کردن پمپ در خارج از محدوده عملکرد بهینه^۱ (زیر محدوده^۲ یا بالای محدوده^۳) بار زیادی بر الکتروموتور وارد می‌کند که در نهایت به کم شدن عمر الکتروموتور می‌انجامد.

۲- معیارهای لازم برای انتخاب روش بهینه فراآوری مصنوعی

فراآوری مصنوعی، روشی برای پایین آوردن فشار تولیدی ته چاهی است که نرخ تولید از چاه را افزایش می‌دهد. فراآوری مصنوعی

1. Optimum Performance
2. Under Load
3. Over Load

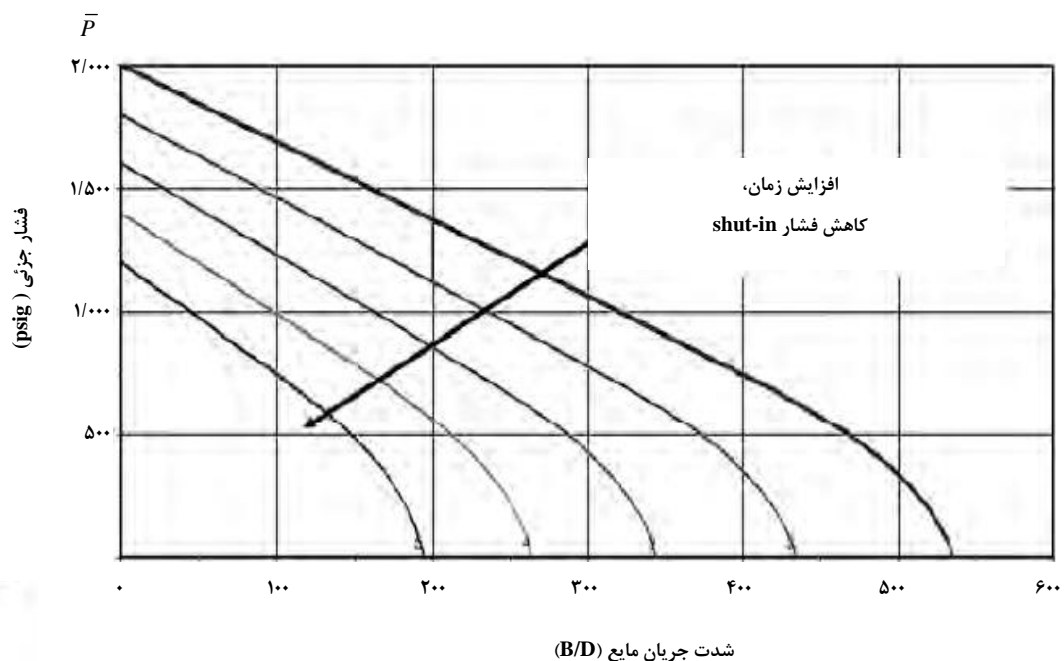
۲-۲ سیالات مخزن

جریان را برای روش‌های گوناگون فراآوری مصنوعی نشان می‌دهد. شکل‌های (۳) و (۵) نمونه‌هایی از این نمودارها می‌باشند [۴-۶]. همانطور که نمودارها نشان می‌دهند، سیستم هیدرولیکی رفت و برگشتی، توانایی انتقال سیال از عمق‌های بسیار پایین را نیز دارند. همچنین فراآوری با گاز به علت محدودیت در ساخت فشار توسط کمپرسور، تا حدی نسبت به عمق محدود است اما توانایی تولید بالایی دارد. پمپ‌های میله ای در عمق‌های کم تولید بالایی دارند، اما در عمق‌های زیاد به علت سنگینی توصیه نمی‌شوند. از پمپ‌های الکتریکی درون چاهی، به علت محدودیت در انتقال انرژی توسط کابل و تحمل وزن پمپ درون چاهی در عمق‌های زیاد کمتر استفاده می‌شود، هر چند که تولید خوبی دارند. فراآوری با شیرجه‌رفتن^۱ در عمق‌های نسبتاً زیاد قابل استفاده است اما نرخ تولیدی پایینی دارد.

برای گزینش روش بهینه فراآوری مصنوعی باید رفتار سیالات مخزن در نظر گرفته شود. نسبت گاز به مایع در طراحی روش‌های فراآوری با گاز بسیار مهم است. برای نمونه اگر درصد گاز آزاد در شرایط ورودی، زیاد باشد، دخالت گاز یک مشکل برای همه روش‌های فراآوری است. اما این گاز یک مزیت برای فراآوری با گاز است. سیالات با گرانروی بالا به کارگیری روش‌های فراآوری را مشکل خواهد کرد، اما پمپ مکش پیشرفته می‌تواند سیالات گرانرو با دمای پایین و در عمق کم را با کمترین مشکلات جابجا کند [۲].

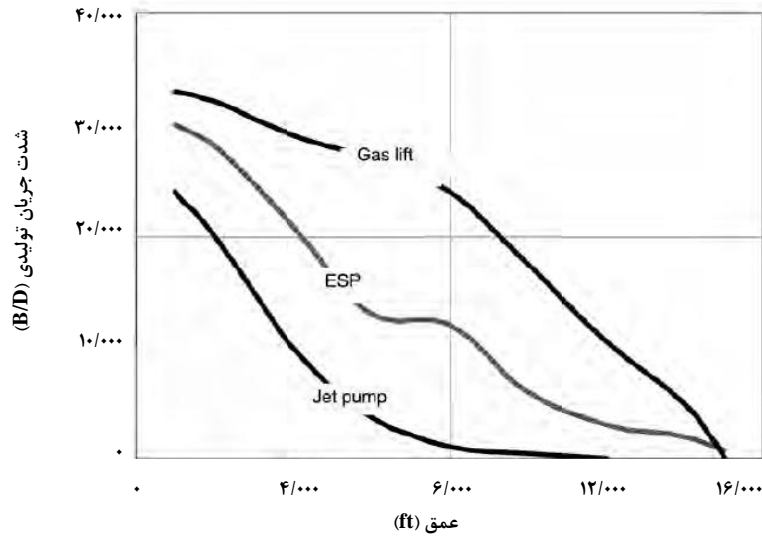
۳-۲ انتخاب بر پایه (عمق / شدت جریان)

یکی از ساده‌ترین روش‌های گزینش فراآوری مصنوعی بهینه در چاه‌های نفتی، به کارگیری نمودارهایی است که گستره عمق و شدت

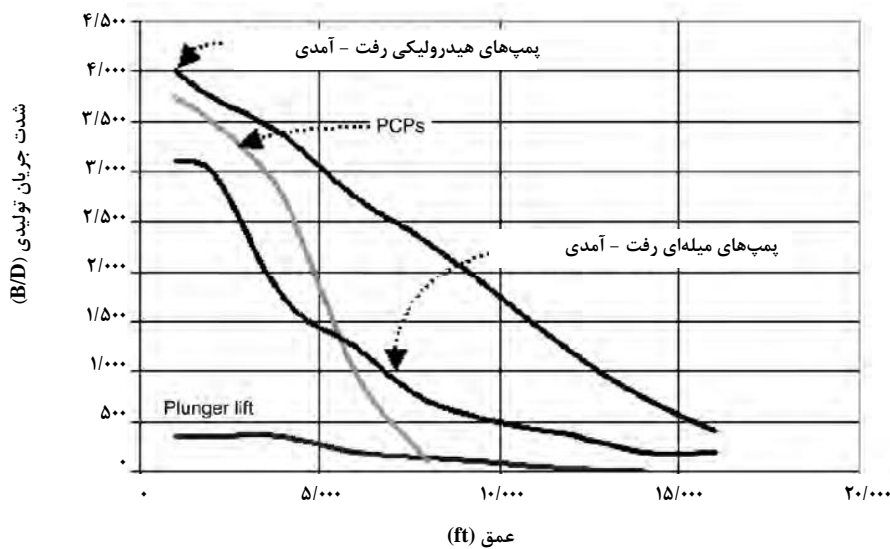


شکل ۳- منحنی IPR با کاهش فشار با گذشت زمان [۲]

1. Plunge



شکل ۴- توانایی‌های تقریبی (عمق/ شدت جریان) برای سامانه‌های فراآوری مصنوعی با نرخ‌های بالای جریان [۶]



شکل ۵- توانایی‌های تقریبی (عمق/ شدت جریان) برای سامانه‌های فراآوری مصنوعی با نرخ‌های پایین جریان [۶]

۳- معرفی میدان

این میدان که مساحتی در حدود ۱۰۰ کیلومتر مربع دارد، شامل مخزن نفتی A و مخزن گازی B است. مخزن گازی B در بالای مخزن نفتی A قرار دارد و هم اکنون مورد بهره‌برداری قرار نگرفته است. مخزن نفتی شامل ۱۵ چاه تولیدی است که از سال ۱۳۷۷ خورشیدی به‌طور طبیعی بهره‌برداری از آنها آغاز شده است. به منظور نگه‌داری فشار مخزن، تزریق آب به درون مخزن با ۱۳ چاه تزریقی نیز از زمان بهره‌برداری انجام می‌شود. یادآوری می‌شود که

چاه‌های تولیدی و تزریقی از نوع چاه‌های افقی می‌باشند که میانگین عمق چاه‌های تولیدی^۱ در حدود ۹۴۶۰ فوت است. از مجموع ۱۵ حلقه چاه تولیدی ۵ حلقه چاه به وسیله ارتباط با مخزن گازی B از یک فراآوری در جای گاز برخوردار بوده‌اند. این فرایند در افزایش توان تولید در چاه‌ها بسیار حایز اهمیت است. ویژگی‌های اساسی سیال و سنگ مخزن در جدول (۱) داده شده است.

1. True Vertical Depth

این چاه هم اکنون به طور طبیعی در حال تولید می‌باشد. وضعیت چاه شماره ۵ در آخرین آزمایش بهره برداری در جدول (۲) نشان داده شده است.

بدیهی است که با افزایش درصد آبدهی ستون سیال سنگین‌تر می‌شود، بنابراین فراآوری طبیعی سیال (تولید طبیعی) با گذشت زمان کاهش یافته به مردن چاه منجر می‌شود. بدین منظور با انجام محاسبات، حداکثر تولید چاه در درصدهای آبدهی متفاوت که بیشتر از آن به مردن چاه منجر می‌شود، محاسبه گردیده است. یادآوری می‌شود که نسبت گاز به نفت تولیدی (R_p) کنونی مخزن برابر با 2121 (scf/stb) می‌باشد. همچنین فرض شده است که فشار مخزن نیز در 3780 psia ثابت باشد. این محاسبات در جدول (۳) نشان داده شده است.

برای انجام محاسبات فراآوری با گاز، درصد آبدهی 75% از جدول (۳) انتخاب شده است. داده‌های ورودی و خروجی از نرم‌افزار برای انجام محاسبات فراآوری با گاز در درصد آبدهی 75% در جدول (۴) نشان داده شده است. یادآوری می‌شود که داده‌های ورودی با توجه به شرایط چاه و گاز تزریقی موجود در مناطق عملیاتی می‌باشد.

جدول ۱- برخی از ویژگی‌های سیال و سنگ مخزن

۹۰۷۵	سطح مبنا (ft)
۲۱	تخلخل (%)
۴۷۰۰	فشار اولیه مخزن (psi)
۲۲۸	دمای مخزن ($^{\circ}\text{F}$)
۳۶۶۹	فشار نقطه حباب (psi)
۳۰	درجه سنگینی نفت (API)
۹۰۰	نسبت گاز محلول به نفت (scf/stb)

۴- طراحی سیستم فراآوری با گاز برای مخزن A

از میان ۱۵ چاه تولیدی، چاه شماره ۵ برای شبیه سازی فراآوری با گاز توسط نرم افزار Prosper انتخاب شده است. این نرم افزار یکی از نرم افزارهای بسته نرم‌افزاری IPM^۱ است که توسط شرکت Petroleum Expert در Edinburg اسکاتلند به بازار عرضه شده است [۱۷]. درصد آبدهی این چاه در آخرین آزمایش بهره برداری 40% بوده است و نسبت به دیگر چاه‌های مخزن گزینه بهتری برای شبیه سازی عملیات فراآوری با گاز را داراست. قابل ذکر است که

جدول ۲- آخرین آزمایش بهره برداری چاه شماره ۵

فشار سر چاهی (bar)	دمای سر چاهی ($^{\circ}\text{C}$)	نفت تولیدی (sbopd)	گاز تولیدی (MMscfd)	آب تولیدی (bwpd)	نسبت نفت به گاز تولیدی (scf/stb)	درصد آبدهی (%)
۶۵/۱	۶۳	۱۹۵۱	۴/۱۳۹	۱۳۰۱	۲۱۲۱	۴۰

جدول ۳- محاسبات مربوط به تولید نفت در درصدهای آبدهی گوناگون

نسبت گاز به نفت تولیدی = 2121 (scf/stb)			فشار مخزن = 3780 (psia)	
آب تولیدی (stb/day)	گاز تولیدی (MMscfd)	نفت تولیدی (stb/day)	آبدهی (%)	فشار سر چاهی (psia)
۷۷۲	۱/۶۳۸	۷۷۲	۵۰	۹۴۴
۸۰۷	۱/۴۰۱	۶۶۱	۵۵	۸۷۰
۷۱۹	۰/۸۵۸	۴۰۴	۶۴	۷۲۵
۱۱۵۵	۱/۰۰۱	۴۷۲	۷۱	۵۸۰
۸۴۶	۰/۵۹۸	۲۸۲	۷۵	۵۰۸
۱۰۳۲	۰/۶۱۷	۲۹۱	۷۸	۴۳۵

جدول ۴- داده‌های ورودی و خروجی از نرم افزار

داده‌های خروجی واقعی		داده‌های ورودی فرض شده	
۴۳۵۳/۶ (stb/day)	نرخ واقعی مایع تولیدی	۰/۸	جرم ویژه گاز تزریقی
۱۰۸۸/۴ (stb/day)	نرخ واقعی نفت تولیدی	۶ (MMscfd)	بیشترین گاز تزریقی
۲/۰۹۰ (MMscfd)	نرخ واقعی گاز تزریقی	۱۳۰۰ (psia)	فشار عملیاتی گاز تزریقی
۱۱۵۰ (psia)	فشار واقعی تزریقی	۱۳۰۰ (psia)	فشار گاز در نقطه عملیاتی ^۱
۹۵۱۴ (ft)	بیشترین عمق تزریقی	۹۵۱۴ (ft)	بیشترین عمق تزریقی
۲۰۰ (psia)	افت فشار در شیرهای تخلیه	۲۰۰ (psia)	افت فشار در شیرهای تخلیه

با توجه به داده‌های خروجی نرم‌افزار، ۳ شیر تخلیه و ۱ شیر عملیاتی پیش بینی می‌شود. این محاسبات در جدول (۵) نشان داده شده است.

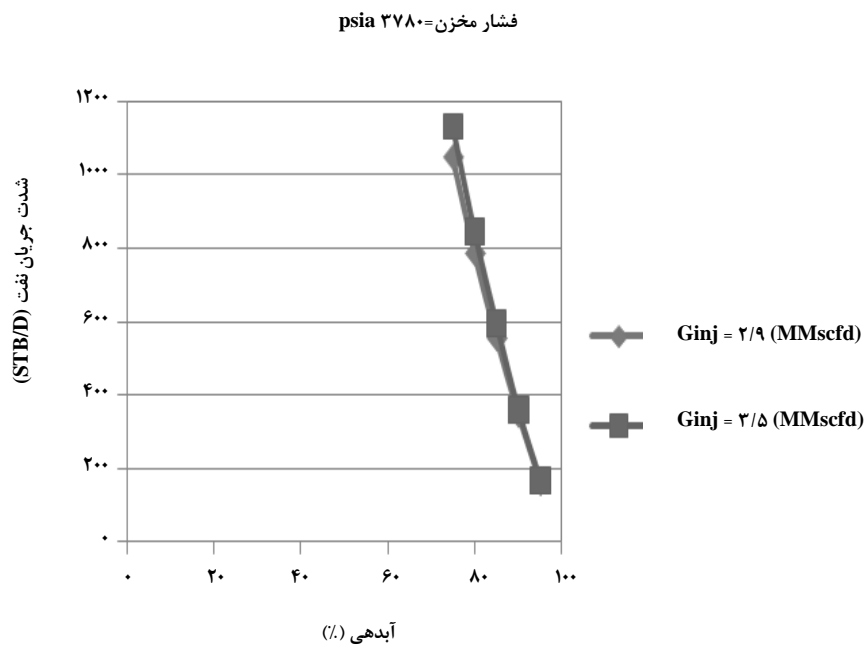
جدول ۵- وضعیت شیرها در درون چاه

فشار باز شدن شیرها (psia)	فشار بستن شیرها (psia)	نرخ گاز تزریقی (MMscfd)	فشار لوله جداری (psia)	فشار لوله تولیدی (psia)	عمق واقعی شیرها (ft)	عمق اندازه گیری شده شیر (ft)	شیرها
۱۳۲۲/۸۲	۱۳۰۹/۹	۰/۲۱	۱۳۲۲/۸۲	۵۶۲/۹۰۷	۲۳۹۳/۵۶	۲۵۷۶/۵	شماره ۱
۱۳۲۲	۱۲۸۹/۲۸	۰/۹۳	۱۳۲۲	۸۲۶/۲۵۸	۳۹۳۵/۰۸	۴۴۴۰/۳۹	شماره ۲
۱۳۰۲/۱۷	۱۲۷۱/۱۹	۱/۴۳	۱۳۰۲/۱۷	۱۰۰۱/۴۲	۴۸۶۰/۹۶	۵۵۶۱	شماره ۳
--	--	۲/۰۹	۱۳۲۲/۲۷	۱۱۲۲/۲۷	۵۴۷۰/۲۳	۶۳۰۰/۴۶	شیر عملیاتی

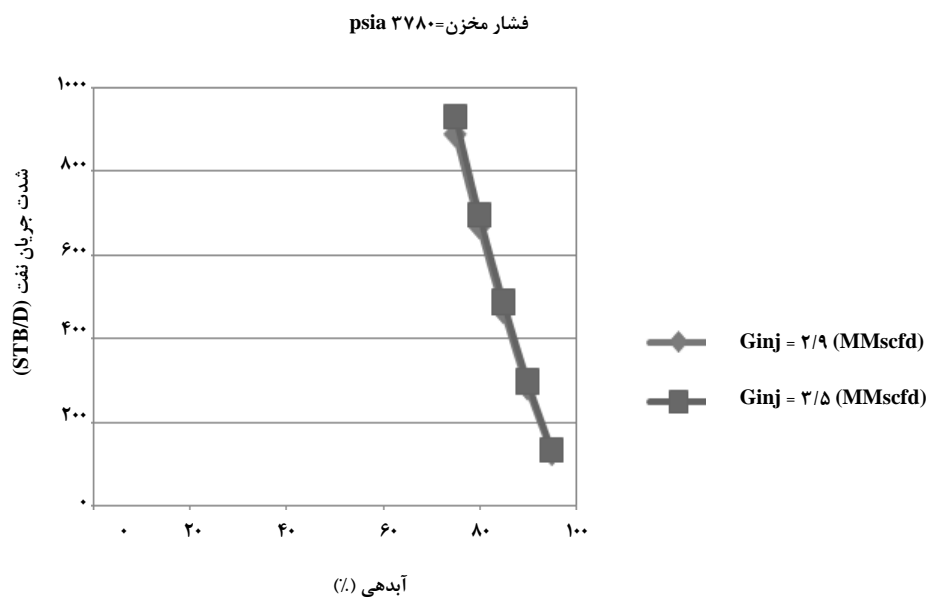
یکی از روشهای افزایش تولید در فرایند فراآوری با گازی باشد). شکل‌های (۶) و (۷) مقدار تولید نفت را در دو نرخ تزریق گاز در فشارهای مختلف مخزن نشان می‌دهند. همانطور که شکل‌ها نشان می‌دهند، افزایش نرخ تزریق مقدار تولید نفت را به مقدار ناچیزی افزایش می‌دهد.

با ادامه تولید از چاه فشار مخزن افت می‌کند و درصد آبدهی نیز افزایش می‌یابد. برای بررسی افت فشار مخزن و افزایش درصد آبدهی، تولید نفت به‌طور جداگانه برای فشارهای مخزن ۳۵۵۰ و ۳۷۸۰ psia در درصدهای آبدهی ۰.۷۵، ۰.۸۰، ۰.۸۵، ۰.۹۰ و ۰.۹۵ محاسبه شده است. این محاسبات در نرخ‌های تزریق گاز برابر با (MMscfd) ۲/۰۹۰ و (MMscfd) ۳/۵ انجام شده است (افزایش نرخ تزریق گاز

1. Kick Off Point



شکل ۶- تولید نفت در دو نرخ تزریق در فشار ۳۷۸۰ psia



شکل ۷- تولید نفت در دو نرخ تزریق در فشار ۳۵۵۰ psia

۵- مقایسه روش‌های فراز‌آوری مصنوعی

برای انتخاب روش بهینه فراز‌آوری مصنوعی بایستی مزایا و معایب هر کدام از روش‌ها بررسی گردد و با توجه به شرایط کنونی و آینده مخزن بهترین روش انتخاب شود. روش‌ها را می‌توان از نظر مکانیکی، عملیاتی یا حتی هزینه‌های سرمایه‌گذاری مقایسه کرد. اما بهترین مقایسه این است که همه جوانب با هم سنجیده شوند. برای

آسانی در انتخاب روش فراز‌آوری بهینه جدول (۷) از داده‌های موجود از حوزه‌های نفتی ایران و حوزه‌های نفتی مختلف جهان آماده شده است. این جدول به ما کمک می‌کند که ۶ روش فراز‌آوری مصنوعی را در ۱۷ مورد با هم مقایسه کرده و با توجه به شرایط میدان، روش بهینه را انتخاب کنیم [۱۶-۷، ۲].

جدول ۷- مقایسه انواع روش‌های فراز‌آوری مصنوعی

مورد	فراز‌آوری با گاز	پمپ الکتریکی درون چاهی	پمپ هیدرولیکی	پمپ میله‌ای دوار	فراز‌آوری با پلانجر (پمپ غوطه‌ور)	پمپ مکشی پیشرفته
تعمیرات	پایین	بالا	متوسط	بالا	متوسط	پایین
خاموشی	پایین	بالا	متوسط	پایین	پایین	متوسط
اجزای متحرک	ندارد	دارد	ندارد	دارد	دارد	دارد
عملیات چاه پیمایی	آسان	مشکل	غیر ممکن	غیر ممکن	مشکل	مشکل
هزینه سرمایه‌گذاری	بالا	بالا	متوسط	متوسط	بسیار کم	پایین
هزینه عملیاتی	پایین	بالا	متوسط	متوسط	پایین	پایین
GOR بالا	کارآمد	ناکارآمد	ناکارآمد	ناکارآمد	کارآمد	متوسط
نرخ جریان بالا (BFPD)	کارآمد حداکثر ۵۰۰۰	کارآمد حداکثر ۶۰۰۰	مناسب حداکثر ۲۰۰۰	ناکارآمد حداکثر ۶۰۰	ناکارآمد حداکثر ۲۰۰	محدود حداکثر ۴۵۰۰
تولید آب بالا	متوسط	کارآمد	نامناسب	نامناسب	متوسط	مناسب
انحراف چاه	مناسب	مناسب	مناسب	نامناسب	مناسب	نامناسب
توانایی جابجایی مواد جامد و شن	بسیار مناسب	نامناسب	محدود	محدود	محدود	بسیار مناسب
کاربرد در مناطق دریایی	بسیار کارآمد	بسیار کارآمد	کارآمد	نامناسب	بسیار کارآمد	نامناسب
در تکمیل‌های چندگانه	محدود	نامناسب	مناسب	مناسب	گزارش نشده	گزارش نشده
عمق زیاد چاه (ft)	مناسب حداکثر ۱۸۰۰	محدودیت حداکثر ۱۵۰۰	مناسب حداکثر ۱۵۰۰	محدود حداکثر ۱۶۰۰	مناسب حداکثر ۱۹۰۰	نامناسب حداکثر ۱۲۰۰
به‌کارگیری در مناطق شهری	مناسب	مناسب	مناسب	نامناسب	مناسب	مناسب
قابلیت حذف جرم و پارافین تولید شده در چاه	(متوسط / خوب)	محدود	مناسب	مناسب	مناسب	متوسط
دمای بالای عملیات (°F)	مناسب حداکثر ۴۵۰	محدود حداکثر ۴۰۰	مناسب حداکثر ۵۵۰	مناسب حداکثر ۵۵۰	مناسب حداکثر ۵۵۰	محدود حداکثر ۲۵۰

۶- نتیجه‌گیری

- ۱- به کارگیری پمپ میله ای دوار به علت محدودیت جا بر روی سکوها بهره برداری و همچنین تعمیرات زیاد و نبود امکان عملیات چاه پیمایی در مناطق دریایی اقتصادی نیست.
- ۲- به کارگیری پمپ مکش پیشرفته نیز به علت عمق نسبتاً زیاد چاه‌های مخزن نفتی موردنظر مقرون به صرفه نیست.
- ۳- به کارگیری روش فرازآوری با پلانجر (پمپ غوطه‌ور) نیز اقتصادی نیست، زیرا هر چند که این روش برای چاه‌های با نسبت گاز به نفت بالا مؤثر است، اما به علت اینکه در بسیاری موارد چاه‌های این میدان به علت تزریق آب، آبدهی بالایی پیدا خواهند کرد، پس نامناسب هستند. این روش برای نرخ جریان پایین کاربردی است و در جابجایی مواد جامد و شن محدودیت دارند.
- ۴- به کارگیری پمپ هیدرولیکی و پمپ الکتریکی درون چاهی به علت نسبت گاز به نفت بالای چاه‌های مخزن نفتی موردنظر پیشنهاد نمی شود، زیرا گاز زیاد همراه نفت، بازدهی این دو روش را به شدت کاهش می‌دهد. همچنین با بررسی سابقه کاربرد پمپ‌های الکتریکی درون چاهی می‌توان گفت گه این روش به علت هزینه عملیاتی بالا، در این مخزن توصیه نمی شود.
- ۵- روش فرازآوری با گاز توجیه اقتصادی و عملیاتی دارد، زیرا چاه‌های مخزن A همگی دارای نسبت گاز به نفت بالایی هستند. همچنین به علت حجم بالای گاز تولیدی از مخزن A، به کارگیری روش فرازآوری با گاز را توجیه می‌کند. همچنین برای تأمین گاز مورد نیاز عملیات فرازآوری می‌توان از مخزن گازی B نیز استفاده کرد.
- ۶- محل نصب شیر عملیاتی در عمق ۵۴۷۰ فوتی پیش بینی می‌شود، بنابراین نفت با فشار مخزن تا عمق ۵۴۷۰ فوتی می‌رسد، اما چاه انرژی لازم برای انتقال سیال به سطح را ندارد.
- ۷- با شبیه سازی انجام گرفته می‌توان نتیجه گرفت که با تزریق گاز با نرخ (MMscfd) ۲/۰۹۰ حتی در آبدهی ۹۵٪ نیز می‌توان تولید نفت داشت.
- ۸- با افزایش نرخ تزریق گاز، فقط در درصد‌های آبدهی پایین تولید نفت افزایش می‌یابد، اما در درصد‌های بالای آبدهی، افزایش تولید نفت بسیار ناچیز است.

۷- تشکر و قدردانی

نویسندگان این مقاله از همکاری‌های بخش پژوهش و توسعه شرکت نفت فلات قاره ایران بویژه مهندس جلال موسوی سپاسگزاری می‌کنند.

مراجع

- [1] Ayatollahi, Sh., Narimani, M., Moshfeghian, M., "Intermittent Gas Lift in Aghajari Oil Field, A Mathematical Study", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 42, p. 245-255, (2004).
- [2] James, F., "Artificial lift selection In: Petroleum Engineering Handbook (Lake, L., ed.). Dallas, Society of Petroleum Engineers, 2006.
- [3] Vogel, J. V., "Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Wells," Journal of Petroleum Technology, p.83-92, (1968).
- [4] Lea, J. F., Nickens, H. V., "Selection of Artificial Lift," paper SPE presented at the SPE Mid - Continent Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, March 28- 31, (1999).
- [5] Blais, R., "Artificial Lift Methods", poster, PennWell Publishing Co., Tulsa (1986).
- [6] "5 Steps to Artificial Lift Optimization," commercial presentation, Weatherford Artificial Lift Systems, Houston (May 2000).
- [7] Lea, J. F., Cox, J. C., Adisoemarta, P. S., "Artificial Lift for Slim Holes", paper SPE presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 1-4, (2000).
- [8] Naguib, M. A., Bayoumi, A., El-Emam, N., El Battrawy, A., "Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field", paper SPE presented at the Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Australia, October 16-18, (2000).
- [9] Hirschfeldt, C. M., Ruiz, R., "Selection Criteria for Artificial Lift System Based on the Mechanical Limits: Case Study of Golfo San Jorge Basin", paper SPE presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, October 4-7, (2009).
- [10] Document of Technical Well Services in IOOC, (2010).
- [11] "Artificial-Lift Systems Pump up Reservoir Recovery with the Experts in all Forms of Lift", 2007-2010 Weatherford
- [12] Lea, J. F., Mokhtab, S., "Considerations on Electric Submersible Pumps Technology, Practice & Operation", available at <http://www.pump-zone.com/topics/considerations-electric-submersible-pumps-technology>, page/1/2, (February 2008).
- [13] Gas Lift, Book 6 of Vocational Training Series, third edition, API, E&P Dept., Dallas (1994).

- [14] Odair, G, Santos., Sergio, N, Bordalo., Francisco, J, S, Alhanati., "Study of the dynamics, optimization and selection of intermittent gas-lift methods- a comprehensive model", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 32, p. 231-248, December 29, (2001).
- [15] Shell Company publication, Artificial Lift Manual Part 2A, (1993).
- [16] Taheri, A., Hooshmankoochi, A., "Optimum Selection Of Artificial – Lift System for Iranian Heavy Oil Fields", paper SPE presented at the SPE Western Regional/AAPG Pacific Section/GSA Cordilleran Section Joint Meeting, Anchorage, Alaska, may 8-10, (2006).
- [17] Integrated Production Modeling User Manual, (2003).