شبیه سازی عملکرد و طراحی روش های تکمیل چاه های نفت برای سیستم های فرازآوری مصنوعی

میلاد شایان‌منش[۱]، نیما محمدیان[۲]، حمزه قربانی[۳]

[۱] کارشناسی ارشد مهندسی نفت، دانشکده نفت و مهندسی شیمی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران
sashashayanmanesh@gmail.com

[۲] باشگاه پژوهشگران جوان و نخبگان، واحد امیدیه، دانشگاه آزاد اسلامی، امیدیه، ایران nima.۰۶۹۱@gmail.com

[۳] باشگاه پژوهشگران جوان و نخبگان، واحد اهواز، دانشگاه آزاد اسلامی، اهواز، ایران hamzehghorbani۶۸@yahoo.com

چکیده

بهره وری چاه ها در جنوب غربی ایران به دلیل مشکلات در طراحی اولیه رشته های تکمیلی و تولیدی در دهه های اخیر کاهش یافته است. کاهش تولید سدی بزرگ در برابر استراتژی تولید پایدار از میدان های نفت و گاز است. برای تحقق یافتن تولید پایدار، تکمیل و بهینه سازی تولید ازطریق روشهای فرازآوری مصنوعی به کمک گاز یک اقدام مهم و اصولی است. ارزیابی بهینه سازی این فرایند با استفاده از شبیه سازی های نرم افزاری انجام و با داده های تایید شده توسط آزمونهای آزمایشی میدانی موردتحقیق قرار گرفت. چندین مطالعه موردی از نظر شیوه های تکمیل و تولید آنها در نظر گرفته شد و ۵ سناریو مورد بررسی قرار گرفت: تولید طبیعی از طریق فضای دالیز و از طریق لوله مغزی (سناریو -۱ و ۲)، تولید به روش فرازآوری مصنوعی بوسیله گاز از طریق دالیز (سناریو -۳) ، تولید از طریق لوله مغز با استفاده از فرازآوری گاز غیر استاندارد (سناریو -۴) و استفاده از فرازآوری گاز استاندارد (سناریو-۵) مورد تحقیق قرار گرفتند. برای یافتن سناریوی بهینه و پارامترهای تکمیل / تولید ، شبیه سازی ۱۱ حلقه چاه نفتی در منطقه با استفاده از تجزیه و تحلیل گره در نرم افزار Pipesim و آنالیز حساسیت انجام شد. پارامترهای بهینه شده شامل فشارهای سرچاهی، ابعاد لوله مغزی ، حداکثر برش قابل تحمل آب و نسبت گاز به نفت و نرخ تزریق گاز مصنوعی است. نتایج شبیه سازی با آزمونهای آزمایشی تأیید شد. نتایج نشان داد که سناریوی-۱ (فعلی) از همه ضعیف تر است. با این حال ، تولید از طریق لوله مغزی (سناریو -۲) برای چاه هایی که می توانند با فشار مخزن طبیعی تولید کنند ، با افزایش نرخ ۸۰۰ بشکه روز در هر چاه در مقایسه با سناریو -۱ بهینه است. با این حال ، برای چاه هایی که به فرازآوری گاز مصنوعی نیاز دارند، میانگین افزایش میزان تولید (در هر چاه) از دالیز به تولید لوله ۱۱۸۵ بشکه در روز بود. در مرحله بعدی ، مشخص شد که استفاده از فرازآوری گازی استاندارد (سناریو -۵) حالت بهینه فرازآوری گاز است و برای اجرا توصیه می شود.

واژه‌های کلیدی

بهینه سازی تکمیل چاه، فرازآوری مصنوعی با گاز، پارامتر های تولیدی

---

۱. مقدمه

در سال های اولیه استخراج و تولید از ذخائر هیدروکربنی ایران، شرکت نفت انگلیس و پرشین چاه های حفاری شده در جنوب غربی ایران را به گونه ای تکمیل کرد که تولید آنها از طریق لوله جداری تولید انجام می شد (یعنی بدون استفاده از رشته تکمیل در چاه). پس از چندین دهه تولید ، آنها با راندن رشته های تکمیلی ساده بدون پکر، روش تکمیل چاه خود را اصلاح کردند و نفت از طریق فضای دالیز (بین رشته تکمیل و پوشش تولید) تولید شد. این طرح مدل تولید از سازند مخزنی آسماری تا دهه ۱۹۹۰ به دلیل نرخ تولید بالا و چشمگیر چاه ها (معمولاً ۵ تا ۱۵ هزار بشکه در روز) در منطقه قابل توجیه بود. اگرچه نرخ تولید در ۲۰-۳۰ سال گذشته به طرز چشمگیری کاهش یافته است اما این شیوه سنتی هنوز هم برای دهه ها (از تولید اولیه تا سال ۲۰۱۰) در منطقه انجام می شد که چنین

پیامد هایی را به دنبال داشت: پس از دهه ها تولید ، به دلیل این روش نامناسب تکمیل/تولید و همچنین ناآگاهی در بهینه سازی ، تولید نفت بطور طبیعی در بسیاری از چاه ها به نرخ بسیار پایین یا صفر کاهش یافت. در مرحله بعدی ، تخلیه سازند مخزنی در مدت طولانی و آسیب به سازند باعث کاهش ضخامت زون بهره ده شده و چاه ها را در معرض پدیده مخروطی شدن آب و گاز قرار می دهد و سرانجام باعث خوردگی و صدمات مکانیکی به پوشش جداری تولید می گردد که با ایجاد اختلال در یکپارچگی سازه چاه ها، توقف تولید را برای عملیات تعمیر ضروری می کند. به طور کلی ، این مسائل باعث کاهش بهره وری چاه ها شده و تولید پایدار را از این طریق به خطر می اندازد. به دنبال وقوع موارد فوق الذکر ، اپراتور اخیراً اقدامات متعددی را جهت شرایط کنترل چاه های موجود و اجازه تولید پایدار انجام داده است.

انگیزش چاه ها: وقتی نقص تولید به دلیل وجود سنگ مخزن یا آسیب آن باشد ، انگیزش می تواند به طور موثر مشکل را حل کند. برخی از روشهای انگیزشی اخیراً ابداع شده اند که شامل طراحی مهندسی ترکیبات و مراحل دسته ای اسید است (به یک مثال در جعفرپور و همکاران ۲۰۲۱ مراجعه کنید). شکافت هیدرولیکی ، حفاری شعاعی جت. برخی از این اقدامات از طریق لوله های مغزی سیار بدون حضور دکل و یا با حضوردکل های حفاری تعمیراتی انجام می شود. در سال های اخیر استفاده از حفاری افقی در مخزن نازک آسماری به عنوان یک روش انگیزشی برای کمک به بهره وری چاه ها در نظر گرفته شده است. برخی از این اقدامات انگیزشی چاه ها مانند حفاری افقی نیاز به دکل های حفاری تعمیراتی و برخی دیگر به واحدهای لوله مغزی سیار نیاز دارند، بنابراین گزینه هایی پرهزینه ای به شمار می روند .

تکمیل و بهینه سازی تولید: وقتی اختلال در تولید به دلیل تکمیل نامناسب و حالت نامناسب تولید یا پارامترهای تولیدی باشد، بهینه سازی آنها می تواند واقعاً موثر واقع شود [۲]. به دلیل نادیده گرفتن این اصول مهم، این روش می تواند به طور قابل ملاحظه ای تولید را از مناطق جنوب غربی ایران بهبود بخشد. همچنین در بهبود بهره وری مناسب در مقایسه با روش های انگیزشی مقرون به صرفه است.

اهداف بهینه سازی در این کار انتخاب نرخ تولید به اندازه کافی بالا (در حالی که از حداکثر مقدار مجاز کمتر شده است) ، فشار سر چاهی به اندازه کافی بالا و مقدار برش آب و نیز نسبت گاز به نفت به اندازه مقدار بیشینه قابل تحمل است. نرخ تولید مناسب، تولید اقتصادی چاه را تضمین می کند. برای رساندن نفت تولید شده به منیفولد / واحد های بهره برداری فشار سرچاهی کافی لازم است. مقدار زیاد و GOR ها را فراهم می کند. در این کار ، قابل تحمل آب و نسبت های گاز به نفت امکان تولید پایدار قبل از رسیدن این برش های آب و ابتدا تعیین حد بالای نرخ تولید به عنوان معیار مهمی برای جلوگیری از مخروطی شدن در نظر گرفته شده است. با استفاده از مدل ها و تجربه مهندسی مخزن ، حداکثر میزان تولید مجاز ۱۵۰۰-۳۰۰۰ بشکه در روز (ترجیحاً با ۱۵۰۰ بشکه در روز) در میدان تحت مطالعه .تعیین می شود. حداکثر نرخ مجاز بسته به محل قرارگیری چاه در مخزن و شرایط آن متفاوت است

در مرحله بعدی ، با استفاده از یک شبیه ساز جریان چند مرحله ای (PIPESIM) ، شبیه سازی تولید از ۱۱ حلقه چاه و بهینه سازی تکمیل و تولید آنها با هدف مقایسه پارامترهای مختلف تولید و سناریوها (از جمله فرازآوری مصنوعی) و پیدا کردن بهینه ترین آنها مورد بررسی قرار می گیرد.

شبیه سازی یکی از چاه ها مرحله به مرحله ارائه شده است. برای دستیابی به این هدف ، نخست بهترین رابطه جریان چند فازی یافته می شود. سپس ، شرایط تولید فعلی شبیه سازی شده و با شرایط واقعی مقایسه می شود. در مرحله بعدی ، لازم است که ابعاد رشته تکمیل بهینه شده (قطر و طول) شناخته شود، زیرا در صورت انجام عملیات های تعمیراتی بعدی ، رشته لوله های فعلی را می توان با آنهایی که ابعاد بهینه دارند جایگزین کرد. سایر پارامترهای بهینه سازی شده شامل فشار سرچاهی، حداکثر برش قابل تحمل آب و نسبت گاز به نفت و نرخ تزریق گاز مصنوعی است. پنج حالت یا سناریو تکمیل یا وجود دارد که برای بهینه سازی در نظر گرفته می شود. سناریوها شامل موارد زیر است:

۱ -تولید طبیعی از طریق فضای دالیز لوله جداری (حالت تولید سنتی) ،
۲ -تولید طبیعی از طریق لوله مغزی ،
۳ -تولید مصنوعی با کمک فرازآوری گاز از طریق فضای دالیز ،
۴ -تولید مصنوعی فرازآوری گاز (غیر استاندارد) از طریق لوله مغزی
۵ -فرازآوری گاز مصنوعی (استاندارد) که تولید در آن از طریق لوله مغزی

در مرحله بعد ، نتایج آزمون پایلوت برای مطالعه مورد دوم به خوبی ارائه شده و با شبیه سازی هایی که برای تأیید / اعتبارسنجی نتایج شبیه سازی استفاده می شود ، مقایسه می شود. سرانجام ، نتایج خلاصه تمام ۱۱ حلقه چاه مورد مطالعه میدان گچساران واقع در جنوب غربی ایران به صورت گرافیکی ارائه شده و سناریوها و پارامترهای تولید بهینه برای اجرا در کل حوزه تعیین می شود. بخش اساسی هر

تغییر در سناریو تکمیل یا تولید استفاده از یک چاه مناسب و انتخاب درخت کریسمس است. بنابراین ، انواع مختلف درختان کریسمس برای هر سناریو مورد بحث قرار می گیرد ، و الزامات تغییر مکان از یک درخت کریسمس به درخت دیگر نیز مورد بحث قرار می گیرد.

۲. میدان مورد مطالعه

میدان نفتی ساحلی بررسی شده در جنوب غربی ایران واقع شده است. میدان نفتی که در این مطالعه مورد بررسی قرار گرفته دارای نفت خام اولیه در جای ۳۹ میلیارد بشکه با ضریب بازیابی طبیعی ۱۹٪ بود. ضریب بازیابی را می توان با استفاده از روشهای لیفت مصنوعی و روشهای تقویت شده بازیافت نفت به طور قابل توجهی افزایش داد. سازند مخزنی برای چاه های مورد مطالعه در این میدان سازند کربناته آسماری است. این سازند کربناته از سنگ های آهکی تشکیل شده است که تا حدی دولومیته شده و دارای شکستگی های بسیاری در نواحی مختلف است. مکانیسم محرک تولید در این میدان عمدتا رانش کلاهک گازی است و مقداری نیز تحت تاثیر رانش توسط ناحیه آبده زیرین است. اولین چاه تولیدی از ناحیه مخزنی سازند آسماری در سال ۱۹۰۸ در مسجدسلیمان، جنوب غربی ایران حفر شد و به تولید رسید. بنابراین ، سازند مخزن آسماری بیش از ۱۱۰ سال تخلیه شده و یک مخزن کم فشار محسوب می شود. با این حال ، در بخش مورد مطالعه ، تولید از مخزن آسماری در اوایل سال ۱۹۳۰ آغاز شد.

۳. مطالعه موردی

به دنبال تطبیق معادله جریان چند فازی، شبیه سازی شرایط تولید فعلی (تولید از طریق فضای دالیز) در نظر گرفته شده و پارامترهای تولیدی آن مشخص شده و با حالت واقعی مقایسه می شود. در ادامه ابعاد لوله مغزی بهینه (قطر و طول) تعیین می شود که پارامترهای مهمی هستند که در عملیات تعمیراتی آینده می تواند بعنوان طرح قابل جایگزین مطرح شوند. سپس ، حداکثر مقدار برش آب و نسبت گاز به نفت تعیین می شود. سپس ، شرایط تولید از طریق حلقه و لوله مقایسه شده و سناریوی تولید بهینه بدست می آید. در مرحله بعد ، نقش فرازآوری مصنوعی گاز در بهبود عملکرد و پارامترهای چاه بررسی شده است. قابل ذکر است که به منظور جلوگیری از مشکلات مرتبط، حداکثر میزان تولید از چاه ۱۵۰۰ بشکه در روز برای (توسط بخش مهندسی مخزن) این چاه توصیه شده است. در نهایت ساختار سرچاهی مناسب و کریسمس تری برای تکمیل جدید و عملکرد بهتر چاه توصیه می شود.

۴. داده های ورودی

جدول ۲ داده های ورودی داخلی مورد نیاز برای شبیه سازی را شامل داده های شماتیک چاه، خواص سیال مخزنی ، داده های تولیدی و فشار سازند مخزنی را نشان می دهد.

جدول ۱. داده های فشار چاه و مخزن مورد مطالعه

پارامتر	مقدار
فشار ناحیه گازی (۲۰۰ متر زیر سطح متوسط دریا)	۱۹۲۰ psi
فشار ناحیه نفتی (۱۵۰۰ متر زیر سطح متوسط دریا)	۲۱۲۸ psi
فشار ناحیه آبی (۲۷۴۳ متر زیر سطح متوسط دریا)	۲۹۵۳ psi
گرادیان فشار گاز	۰,۰۵۷ psi/ft
گرادیان فشار نفت	۰,۳۳ psi/ft
گرادیان فشار آب	۰,۴۸ psi/ft
سطح تماس گاز و نفت	۲۱۶۰ متر

سطح تماس نفت و آب	۲۲۷۰ متر

معادلات مختلفی برای محاسبه افت فشار سیال درون سنگ مخزن وجود دارد و انتخاب صحیح معادله جریان چند فازی برای پیش بینی جریان و افت فشار سیال از اهمیت بالایی برخوردار است. انتخاب معادله جریان چند فازی پس از ایجاد یک مدل پایه با استفاده از داده های ورودی وارد شده به یک شبیه ساز جریان چند فازی (PIPESIM) ایجاد شد. در این تحقیق معادله وگل در نظر گرفته شده است .[۱۲] چندین معادله معتبر برای محاسبه افت فشار سیال در ستون چاه (از انتهای حفره تا سر چاه) وجود دارد که لازم است یکی از بهترین تطبیق ها را با داده های اندازه گیری فشار که به شبیه ساز وارد می شوند پیدا کرد. مسیر تولید در چاه های مورد مطالعه از طریق فضای دالیز تنظیم شده است. از آنجایی که ساختار تجهیزات سرچاهی برای عبور دستگاه اندازه گیری فشار به درون لوله مغزی طراحی شده است، نمی توان آنرا به درون دالیز راند و نمی توان داده های فشاری در فضای دالیز را ثبت کرد و بنابراین ، تنها داده های اندازه گیری شده موجود در داخل محفظه و در سطح (چاه) است.

در مرحله بعد ، معادله های چند فازی مختلف برای ترسیم شدن انتخاب می شوند. این معادلات شامل لوخارت و مارتینلی (۱۹۴۹) [۹] ، دونز و راس (۱۹۶۳) [۵]، هاگدورن و براون (۱۹۶۵) [۷]، بگز و بریل (۱۹۷۳) [۴]، مخرجی و بریل (۱۹۸۵) [۱۰]، انصاری (۱۹۸۹) [۱] هستند. بنابراین ، می توان عملکرد و دقت محاسباتی آنها را مقایسه کرد و تشخیص داد که کدام یک بیشتر از همه با داده ها تناسب دارد. این کار بصورت تصویری یا با استفاده از یک تابع خطای آماری انجام می شود که معمولاً خطای میانگین مربع است.

۵. روش انجام کار

۱،۵. بهینه سازی ابعاد لوله مغزی (Tubing)

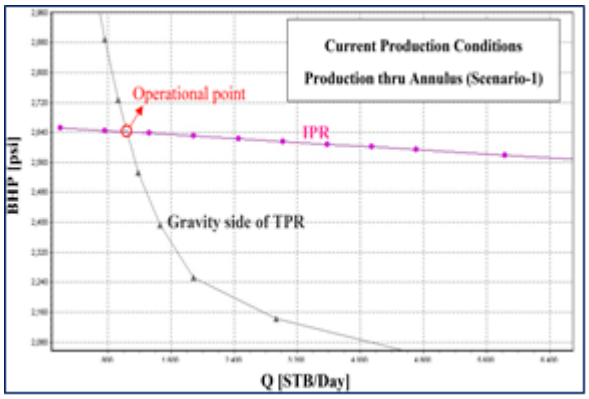
قبل از اینکه چاه مورد مطالعه تحت عملیات تعمیرات (workover) قرار گیرد ، ابعاد آن (قطر و طول) بهینه می شود. بهینه سازی این ابعاد برای دو مورد تولید با مکانیسم طبیعی از طریق دالیز و لوله مغزی (به عنوان مثال ، سناریوهای ۱ و ۲) انجام شد. طول لوله ثابت (۴۹۲۱ فوت / ۱۵۰۰ متر) و فشار سرچاهی ۱۶۰ پام در نظر گرفته شد.

۲،۵. شبیه سازی شرایط تولید فعلی

شبیه سازی شرایط تولید فعلی اولین مورد مطالعه با استفاده از تجزیه و تحلیل گره انجام شد. روش تجزیه و تحلیل گره شامل انتخاب یک نقطه تقسیم یا گره در چاه (در اینجا سوراخ پایین) و تقسیم سیستم در این نقطه است. اولین بار کاربرد آن در سیستم های تولید چاه توسط گیلبرت (۱۹۵۴) [۶] ارائه شد و توسط نیند (۱۹۶۴) [۱۱] مورد بحث قرار گرفت.در این سناریو تولید از طریق فضای دالیز انجام می شود. شکل ۱ نشان می دهد که چاه با نرخ تولید (Q) ۱۰۸۴ بشکه درروز و فشار ته چاهی (BHP)۲۶۴۰ پام در فشار سر چاهی در چاه انتخاب شده (WHP)۱۶۰ پام تولید می کند. لازم به ذکر است که حداقل فشار سرچاهی مورد نیاز در این چاه برای تولید طبیعی ۱۵۰ پام است و فشار های کمتر از این مقدار ، نمی تواند نفت را به منیفولد برساند قبل از اینکه تحت فشار قرار گیرد تا به واحد های تصفیه و بهره برداری تحت فشار برسد. بنابراین ، از لحاظ منطقی تکمیل و بهینه سازی تولید امری مورد نیاز است تا تولید با فشار سرچاهی منطقی بالا امکان پذیر باشد.

نقطه عملیاتی، تقاطع منحنی رابطه بازده جریانی (IPR) و منحنی رابطه عملکرد لوله مغزی (TPR) است. از آنجایی که چاه از طریق دالیز (آنالوس) و با نرخ تولید واقعی حدود ۱۰۰۰ بشکه در روز تولید می کند، نقطه عملیاتی واقع در ناحیه نزولی منحنی رابطه عملکرد لوله مغزی (TPR) (که مربوط به جاذبه زمین است) این مورد واقعی را تایید می کند. سمت صعودی TPR که مربوط به اصطکاک است نیز به طور بالقوه با IPR تلاقی می کند ، اما این امر منجر به تولید بسیار بالا (حدود ۲۰،۰۰۰ بشکه در روز) می شود. این میزان فوق العاده بالا

فراتر از ظرفیت سازند مخزن است (به سرعت مشکل مخروطی شدن گاز یا آب رخ می دهد). برای وضوح بهتر شکل، سمت صعودی TPR که مربوط به اصطکاک است نشان داده نشد.



شکل ۱. شبیه سازی تولید فعلی برای مطالعه موردی میزان تولید (Q)۱۰۴۸ بشکه در روز با فشار ته چاهی (BHP)۲۶۴۰ پام است. IPR مخفف رابطه بازدهی جریانی است.BHP مخفف فشار ته چاهی است و TPR مخفف رابطه بازدهی لوله مغزی است. برای وضوح بیشتر، فقط سمت رو به کاهش TPR نشان داده می شود که مربوط به گرانش آن است ، اما سمت صعودی TPR (که مربوط به اصطکاک است) نشان داده نشده است.

۳،۵. اندازه قطر لوله مغزی (Tubing)

بهینه سازی و انتخاب قطر لوله مغزی با استفاده از دو روش تجزیه و تحلیل گره و آنالیز حساسیت انجام می شود: در تولید از طریق فضای دالیز، نتایج شبیه سازی تجزیه و تحلیل گره نشان می دهد که اندازه قطر مطلوب ۷/۸ -۲ اینچ (رنگ خاکستری) است که بیشترین میزان تولید را از بین همه سایز های موجود (۱۲۵۰بشکه در روز) حصول می کند. در سناریو ۲، نتایج شبیه سازی تجزیه و تحلیل گره نشان می دهد که با استفاده از لوله های مغزی ۱/۲-۳ و ۱/۲-۴ اینچ می توان به ترتیب نرخ تولید ۱۹۰۰ بشکه در روز و ۶۲۰۰ بشکه در روز را بدست آورد. نرخ ۶۲۰۰ بشکه در روز برای مخزن بسیار زیاد است که به زودی باعث مخروطی شدن گاز و آب در هنگام تولید می شود. با این حال ، با افزایش فشار سر چاهی، می توان نرخ تولید را زیر حداکثر مقدار مجاز محدود کرد (در اینجا ۱۵۰۰ بشکه در روز). بنابراین می توان لوله های مغزی ۱/۲-۳ و ۱/۲-۴ اینچ را به عنوان قطر مطلوب انتخاب کرد.
در مرحله بعد، آنالیز حساسیت فشار سر چاهی (WHP) در برابر میزان تولید برای اندازه های مختلف لوله برای سناریو -۱ و برای سناریو -۲ انجام شد. نتایج شبیه سازی نشان می دهد که تولید با استفاده از لوله های مغزی۱/۲-۴ اینچ (هم از طریق فضای دالیز و هم از طریق لوله مغزی) بیشترین فشار سر چاهی (WHP) را نسبت به سایر اندازه های لوله مغذی فراهم می کند. با دبی تولید ۱۰۰۰ بشکه در روز ، فشار سرچاهی در روش تولید از دالیز پیرامون لوله های مغزی۱/۲-۴ اینچ (سناریو ۲) بیشترین ماحصل در میان سایر سایزهای لوله مغزی است (۱۸۷ psi ، که ۳۵ پام بزرگتر از فشار بدست آمده با سایز لوله مغذی ۷/۸-۲ اینچ است). با نرخ جریانی یکسان ، فشار سرچاهی در تولید از طریق لوله های مغزی۱/۲-۴ اینچ است بیشترین مقدار است (۲۴۰ پام ، که ۹۰ پام بزرگتر از فشار بدست آمده با سایز لوله مغذی ۷/۸-۲ اینچ است). ترکیب نتایج هر دو تجزیه و تحلیل گره و حساسیت نشان می دهد لوله های مغزی۱/۲-۴ اینچ، به عنوان سایز بهینه لوله مغذی انتخاب می شود.

۴،۵. طول لوله مغذی

به دنبال انتخاب بهینه قطر لوله مغزی۱/۲-۴ اینچ ، طول لوله مغزی نیز مورد بهینه سازی قرار گرفت. بهینه سازی و انتخاب طول لوله با استفاده از آنالیز حساسیت فشارسر چاهی (WHP) در مقابل نرخ تولید برای طول های مختلف لوله انجام می شود. شبیه سازی در دو

مورد تولید از طریق فضای دالیز و از طریق لوله مغذی انجام شده است. نتایج حاصل از آنالیز حساسیت برای داده های تولید از طریق دالیز نشان می دهد که فشار سرچاهی با استفاده از اندازه های مختلف لوله در محدوده ۸۰۰-۲۰۰۰ بشکه در روز تقریباً تغییری نمی کند. با این حال، در روش تولید از طریق لوله مغزی، فشار سرچاهی بسته به طول رشته لوله مغزی متفاوت خواهد بود. با استفاده از یک رشته لوله مغزی به طول ۷۲۱۸ فوت (۲۲۰۰ متر) ، فشار سرچاهی ۲۹۰ psi با نرخ تولید ۱۰۰۰ بشکه در روز از طریق این رشته حاصل می شود. در ارزیابی بعدی با استفاده از یک رشته لوله مغزی به طول ۵۵۷۸ فوت (۱۷۰۰ متر) ، فشار سرچاهی ۲۷۰ پام است که تنها ۲۰ psi کمتر از ۷۲۱۸ فوت (۲۲۰۰ متر) است.. بنابراین ، با توجه به ملاحظات اقتصادی این اختلاف فشار ناچیز در نظر گرفته نمی شود و طول رشته لوله مغزی ۵۵۷۸ فوت (۱۷۰۰ متر) به عنوان یکی از بهترینها انتخاب می شود.

۵،۵. حداکثر برش قابل تحمل آب (Water cut)

با افزایش عمر چاه ، برش آب (درصد آب در مایعات تولید شده از چاه) افزایش می یابد. برش آب نشانگر ستون مایع سنگین تر در چاه به همراه نفت و گاز است. بنابراین ، افزایش پارامتر برش آب باعث کاهش فشار سرچاهی می شود. این امر ممکن است منجر به فشار سرچاهی ناکافی مورد نیاز برای تولید و نهایتا توقف تولید نهایی شود. دانستن حداکثر میزان پارامتر برش آب قبل از اینکه ادامه تولید وجود میسر شود ضروری است و باید مرتبا تحت پایش قرار گیرد تا به حداکثر مقدار خود نرسد زیرا این صورت تولید متوقف خواهد شد. این حداکثر مقدار برش آب را حداکثر برش آب قابل تحمل یا مجاز می نامند و به دلیل اهمیت زیاد آن، این خروجی از نتایج شبیه سازی مورد نیاز است. با استفاده آنالیز حساسیت، از نتایج شبیه سازی مربوطه نیز می توان برای ایجاد اندازه لوله از قبل انتخاب شده استفاده کرد. قطر لوله بهینه در حال حاضر لوله مغزی۱/۲-۴ اینچ انتخاب شده است.

۶،۵. حداکثر مقدار نسبت گاز به نفت (GOR) مجاز

با افزایش عمر چاه، نسبت گاز به نفت تولید شده (GOR) ممکن است به ویژه در مخازن با مکانیسم رانش کلاهک گاز افزایش یابد (مانند چیزی که در این میدان مطالعاتی با آن مواجه هستیم). این افزایش ممکن است با مشکل مخروطی شدن گاز همراه باشد. GOR بزرگتر نشانگر ستون مایع سبک تر در ستون چاه نسبت به مورد با GOR پایین است. بنابراین ، با افزایش GOR، فشار سرچاهی افزایش می یابد. همچنین ممکن است باعث مشکلات مربوط به کنترل و تفکیک گاز در سطح (مثلا در جدا کننده ها و غیره) شود. در مرحله بعد ، اگر GOR تاحدزیادی بالا برود، می تواند باعث فشار سرچاهی بسیار بالا شود که ممکن است توسط تجهیزات سطحی قابل تحمل نباشد. بنابراین ، آگاهی از حداکثر اندازه GOR قبل از آنکه تولید از تولید از یک چاه ادامه یابد بسیار حائز اهمیت است. چنانچه این مقدار به بیشینه خود برسد منجر به توقف تولید خواهد شد. این میزان بیشینه GOR را حداکثر GOR قابل تحمل یا مجاز می نامند. به دلیل اهمیت آن، شبیه سازی این پارامتر و گرفتن خروجی با در نظر گرفتن سیاست های شرکت مالک برای طراحی های آتی حائز اهمیت است. براساس سیاست شرکت در میدان مورد مطالعه ، فشار سرچاهی نباید بیش از ۹۰۰ psi باشد (بیش از درجه فشار تجهیزات سرچاهی و کریسمس تری قدیمی نصب شده) و GOR باید زیر ۲۰۰۰ فوت مکعب بر بشکه نگه داشته شود (برای جلوگیری از مشکلات کنترل گاز).

۷،۵. فرازآوری و بهینه سازی گاز مصنوعی

وقتی تولید طبیعی چاه یا بهبود تولید امکان پذیر نباشد ، فرازآوری مصنوعی روشی کارآمد برای برگرداندن چاه به جریان تولیدی است. روش فرازآوری مصنوعی "لیفت گاز" یکی از روش های کارامد برای دستیابی به این هدف است. در فرایند فرازآوری گاز، گاز به درون چاه تزریق می شود تا با نفت ترکیب شود و با سبک کردن نفت و ستون سیال موجود در چاه، استخراج ـن به سطح تسهیل می شود.

فرازآوری با گازی به دو روش رایج انجام می گیرد: ۱. فرازآوری غیر استاندارد گازی و ۲. فرازآوری استاندارد گازی. در فرازآوری غیر استاندارد گازی ، یک رشته لوله مغزی ساده (بدون هیچگونه نصب پکر) در حفره قرار می گیرد. بسته به مسیر تولید (دالیز یا لوله مغذی) ، دو راه وجود دارد. اگر تولید نفت از طریق دالیز صورت گیرد، گاز از طریق لوله تزریق می شود و از پایین رشته لوله مغذی وارد فضای دالیز می شود. بنابراین ، نفت را در فضای دالیز سبک می کند و اجازه تولید آن را به سطح می دهد. اگر تولید نفت از طریق لوله انجام شود ، گاز از طریق محیط پیرامونی دالیزی تزریق می شود و نفت موجود در مسیر لوله مغذی تولیدی را سبک می کند.

در روش استاندارد فرازآوری گاز ، رشته تکمیل صرفاً یک رشته لوله ساده نیست، بلکه یک رشته با دریچه کشویی جیب جانبی (SPM) و شیرهای فرازآوری گاز (GLV) است که قبلاً در آنجا نصب شده اند. گاز از طریق فضای دالیز تزریق می شود و سپس از طریق GLV به لوله وارد می شود (که در چندین عمق رشته لوله نصب شده است). بنابراین با تزریق گاز به نفت درون رشته لوله مغزی آنرا سبک کرده و تولید بصورت پایدار انجام می شود. تعداد و عمق شیر های فرازآوری گاز (GLV) در لوله توسط PIPESIM طراحی شده است.

با استفاده از جدول ۲ ، فرازآوری گاز استاندارد می تواند میزان تولید ۸۹۰ بشکه در روز را نشان دهد که ۶۰ بشکه درروز بیشتر از لیفت گاز غیر استاندارد است. با استفاده از نتایج مدل سازی لیفت گاز ، استنباط می شود که تولید مصنوعی از طریق لوله مغذی با استفاده از فرازآوری گاز استاندارد (سناریو -۵) بهینه است زیرا بیشترین میزان تولید را ارائه می دهد. با این حال ، تولید مصنوعی از طریق فضای دالیز با استفاده از فرازآوری گاز غیر استاندارد (سناریو -۳) بدترین موارد فرازآوری گاز برای افزایش تولید است. لازم به ذکر است که در تمام سناریوهای فرازآوری گاز ، اندازه لوله مغزی۴-۱/۲ اینچی بعنوان سایز لوله مغزینه بهینه در نظر گرفته می شود زیرا به بیشترین میزان تولید کمک می کند.

در مرحله بعدی ، با افزایش فشار تزریق گاز که باعث افزایش فشار سرچاهی نیز می شود ، می توان میزان تولید را افزایش داد. به عنوان مثال ، با استفاده از فرازآوری گاز استاندارد (سناریو -۵) ، در فشار تزریق ۱۵۰۰ پام و فشار سرچاهی ۳۵۰ پام، میزان تولید را می توان به ۹۹۰ بشکه در روز افزایش داد (بیشترین میزان در میان سایر سناریوهای فرازآوری گاز ، جدول ۳ را ببینید) در حالی که با استفاده از فرازآوری گاز غیر استاندارد (سناریو -۳) ، میزان تولید کمترین میزان (۸۸۰ بشکه در روز) است. بر اساس همین جدول، شبیه سازی ها نشان می دهد که میزان طبیعی تولید از طریق لوله (سناریو -۲) ۱۸۲۰ بشکه در روز با فشار سرچاهی تنها ۲۰۰ پام را ارائه می دهد. این میزان تولید بالاتر از حداکثر میزان مجاز توصیه شده (۱۵۰۰ بشکه در روز برای این چاه) است که می تواند پس از مدتی باعث مخروطی شدن گاز و آب شود.

جدول ۲. مقایسه نرخ تولید طبیعی از طریق لوله مغزی (سناریو -۲) ، فرازآوری گاز غیر استاندارد با تولید نفت از طریق لوله مغزی (سناریو -۴) و فرازآوری گاز استاندارد (سناریو -۵).

فشار سر چاهی	نرخ تولید طبیعی (بشکه در روز)	فرازآوری گاز		
	سناریو-۲	غیر استاندارد سناریو-۳	غیر استاندارد سناریو-۴	استاندارد سناریو-۵
۲۰۰	۱۸۲۰	۷۷۰	۸۳۰	۸۹۰
۳۵۰	۰	۸۸۰	۹۴۰	۹۹۰

۶. نتیجه گیری

مسائل تکمیل و تولید باعث کاهش بهره وری چاه ها در جنوب غربی ایران شده و تولید پایدار از میادین را به خطر می اندازد. یک اقدام مهم برای به دست آوردن شرایط چاه های موجود تحت کنترل، اجازه تولید پایدار و بهینه سازی تولید بر اساس پنج سناریو می اشد که به صورت زیر مورد بررسی قرار می گیرند: تولید طبیعی از طریق آنولوس و لوله‌ی مغزی (سناریو -۱ و ۲)، فرازآوری گاز مصنوعی از طریق آنولوس (سناریو -۳)، از طریق لوله‌ی مغزی با استفاده از فرازآوری گاز غیر استاندارد (سناریو -۴) و استفاده از فرازآوری گاز استاندارد (۵). پس از تجزیه و تحلیل نتایج زیر را می توان ارائه داد:

۱- برای یافتن سناریوی بهینه و پارامترهای تکمیل / تولید ، شبیه سازی ۱۱ حلقه چاه نفتی در منطقه با استفاده از تجزیه و تحلیل گره در نرم افزار Pipesim و آنالیز حساسیت انجام شد. پارامترهای بهینه شده شامل فشارهای سرچاهی، ابعاد لوله مغزی ، حداکثر برش قابل تحمل آب و نسبت گاز به نفت و نرخ تزریق گاز مصنوعی است. نتایج شبیه سازی با آزمونهای آزمایشی تأیید شد. نتایج نشان داد که سناریوی-۱ (فعلی) از همه ضعیف تر است. با این حال ، تولید از طریق لوله مغزی (سناریو -۲) برای چاه هایی که می توانند با فشار مخزن طبیعی تولید کنند ، با افزایش نرخ ۸۰۰ بشکه روز در هر چاه در مقایسه با سناریو -۱ بهینه است. با این حال ، برای چاه هایی که به فرازآوری گاز مصنوعی نیاز دارند، میانگین افزایش میزان تولید (در هر چاه) از دالیز به تولید لوله ۱۱۸۵ بشکه در روز بود.

۲- قطر لوله‌ی مغزی ۴ ½ "به عنوان لوله‌ی مغزی مطلوب مشخص گردید.

۳- طول لوله مطلوب ۵۲۵۰–۵۹۰۰ فوت (۱۶۰۰–۱۸۰۰ متر) و متوسط حدود ۵۵۷۷ فوت (۱۷۰۰ متر) تعیین شد.

۴- حداکثر GOR قابل تحمل حدود scf/STB ۱۹۰۰ بود و تغییر سناریوها تأثیر قابل توجهی در تعیین حداکثر GOR ندارد.

منابع

[۱]. Ansari, A.M., ۱۹۸۹. Comprehensive mechanistic model for pressure gradient, liquid holdup and flow pattern predictions. MSc Thesis, Tulsa, Ok: University of Tulsa.

[۲]. Azin R, Sedaghati H, Fatehi R et al (۲۰۱۹) Production assessment of low production rate of well in a supergiant gas condensate reservoir: application of an integrated strategy. J Petrol Explor Prod Technol ۹:۵۴۳–۵۶۰. https://doi.org/۱۰,۱۰۰۷/s۱۳۲۰۲-۰۱۸-۰۴۹۱-y

[۳]. Brown KE, Beggs HD (۱۹۷۸) The technology of artificial lift method, vol ۱. Penn Well Public. Co., Tulsa, Oklahoma.

[۴]. Beggs DH, Brill JP (۱۹۷۳) A study of two-phase flow in inclined pipes SPE-۴۰۰۷-PA. J Pet Technol ۲۵(۰۵):۶۰۷–۶۱۷. https://doi.org/۱۰,۲۱۱۸/۴۰۰۷-PA

[۵]. Duns, H. Jr. and Ross, N. C. J., ۱۹۶۳. Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. Proc., Sixth world Petroleum Congress, Frankfurt-am-Main, Germany ۴۵۱.

[۶]. Gilbert WE (۱۹۵۴) Flowing and gas-lift well performance. American Petroleum Institute, Drilling and Production Practice, New York.

[۷]. Hagedorn AR, Brown KE (۱۹۶۵) Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits SPE-۹۴۰-PA. J Pet Technol ۱۷(۰۴):۴۷۵–۴۸۴. https://doi.org/۱۰,۲۱۱۸/۹۴۰-PA

[۸]. Jafarpour, H., Aghaei, H., Litvin, V., Ashena, R., ۲۰۲۱. Experimental optimization of a recently developed matrix acid stimulation technology in heterogeneous carbonate reservoirs, published online in journal of petroleum science and engineering, Vol. ۱۹۶.

[۹]. Lockhart RW, Martinelli RC (۱۹۴۹) Proposed correlation of data for isothermal two-phase, two-component flow in pipes. Chem Eng Prog ۴۵(۱):۳۹–۴۸.

[۱۰]. Mukherjee H, Brill JP (۱۹۸۵) Pressure drop correlations for inclined two-phase flow. J Energy Resour Technol ۱:۱۰۰۳–۱۰۰۸.

[۱۱]. Nind TEW (۱۹۶۴) Principle of oil well production. McGraw-Hill, New York Vogel, J. V., ۱۹۶۸. Inflow performance relationship for solution-gas drive wells. SPE-۱۴۷۶-PA, Published in JPT, Volume ۲۰ (۰۱), p. ۸۳–۹۲. doi: https://doi.org/۱۰,۲۱۱۸/۱۴۷۶-PA