

مقایسه شرایط تزریق و تولید از فضای حلقوی و لوله مغزی و یافتن بهینه ترین نقاط تزریق در یکی از مخازن جنوب غربی ایران

ابوذر امانی^{*}، مجتبی رحیمی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد خمینی شهر

چکیده

پس از آنکه چاه‌های نفتی حفاری شدند، زمان برداشت از مخزن آغاز می‌شود. ابتدای تولید نفت از مخازن به صورت مکانیسم‌های طبیعی صورت می‌پذیرد و تولید سیالات سبک‌تر، راحت‌تر انجام می‌شود، در حالی که با گذشت زمان، در اثر عوامل مختلف، این تولیدات کاسته می‌شود. برای اینکه سیال درون ستون چاه‌های نفتی که پس از گذشت مدت‌زمان‌هایی از تولید، سنگین شده و تولید آنها رو به کاهش رفته است، تولید شوند، روش‌های متعددی بیان شده‌اند. از میان این روش‌ها، در این مطالعه به بررسی تزریق گاز در ستون چاه پرداخته خواهد شد. فرازآوری با گاز، یکی از روش‌های فرازآوری مصنوعی است که با هدف احیا و افزایش دبی بهینه چاه‌های نفتی مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این مکانیسم‌ها، ترکیبات سبک گاز تزریقی وارد ترکیب نفت شده و باعث کاهش ویسکوزیته نفت مخزن و سبک شدن آن می‌گردد. در صورتی که گاز تزریقی غنی باشد، هیدروکربن‌های سنگین گاز به سمت نفت حرکت می‌کنند و به مایع تبدیل می‌شوند. ترکیبات متوسط نفت نیز با گاز تزریقی ترکیب شده و ترکیب نفتی سبک‌تری را ایجاد می‌کنند؛ این ترکیب قدرت تحرک پذیری بالایی دارد و به راحتی تولید می‌گردد. در این روش، گاز پرفشار در نقطه‌ی مشخصی در درون ستون سیال موجود در چاه تزریق شده و باز این راه، چگالی متوسط و متعاقباً فشار وارد بر ته چاه را کاهش می‌دهد که نهایتاً باعث فعال شدن مجدد چاه می‌گردد. در این مطالعه به دنبال تعریف سناریوی جدید هستیم که در صنعت نفت عمده‌تاً عکس آن انجام می‌شود! در صنعت نفت این گونه است که تزریق عمدتاً از لوله مغزی می‌باشد و تولید از لوله جداری است. در این پژوهش به دنبال تعریف سناریوی هستیم که تزریق از لوله جداری باشد و تولید از لوله مغزی. دلیل تعریف و بررسی این سناریو آن است که در تزریق از لوله مغزی، مشکلاتی اعم از خوردگی، از بین رفتن لوله جداری در حین تولید از آن و عدم امکان تعویض وجود دارد. در این مطالعه مشخص گردید که تولید نفت در شرایطی که گاز از درون لوله مغزی تزریق می‌شود، نسبت به شرایطی که تزریق گاز از فضای حلقوی صورت می‌گیرد، از راندمان بالاتری برخوردار است.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۸/۰۳/۱۱

تاریخ ارسال به داور: ۹۸/۰۳/۱۳

تاریخ پذیرش داور: ۹۸/۰۶/۱۸

واژگان کلیدی:

فرازآوری با گاز، لوله مغزی، فضای حلقوی، ستون سیال

مقدمه

در حداکثر زمان ممکن^۱، بیشترین میزان تولید محقق گردد. با گذشت زمان و پس از این دوره، در اثر عوامل مختلف، پتانسیل تولید و انرژی مخزن کاهش می‌یابد و لازم است ادامه روند تولید با نرخ تولید پایین‌تری ادامه یابد. لذا ضروری است از روش‌هایی استفاده شود که تا حدی کاهش نرخ تولید نفت و گاز را جبران کند و به نوعی جبران‌ساز تحلیل انرژی مخزن باشد؛ یکی از این روش‌ها فرازآوری با گاز است. این روش یکی از روش‌های فرازآوری مصنوعی است که با هدف احیا و افزایش دبی بهینه چاه‌های نفتی مورد استفاده قرار می‌گیرد [۱]. در این

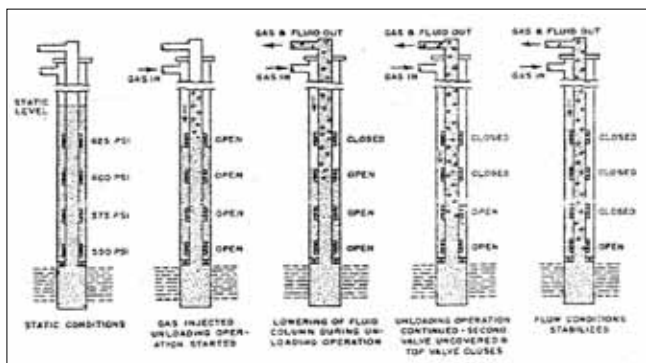
پس از عملیات حفر چاه و اصابت آن به مخزن نفت، به دلیل اختلاف فشار مخزن و حفره چاه، جریان نفت به سوی دهانه خروجی چاه جریان می‌یابد. این مرحله از استخراج که اختلاف فشار موردنیاز تولید، از انرژی اولیه مخزن تأمین شده و ناشی از فشار خود مخزن می‌باشد، به بازیافت اولیه نفت موسوم است. در واقع، در ابتدای دوره تولید از میدان، برداشت سیال هیدروکربنی از مخازن به صورت مکانیسم‌های طبیعی صورت می‌پذیرد و به دلیل سبک‌تر بودن، سیالات راحت‌تر تولید می‌شوند. سناریوهای تولید معمولاً به نحوی تعریف می‌شوند که

* نویسنده‌ی عهد‌دار مکاتبات (mr.amani2016@yahoo.com)

مختلف بسیار موثر و مقرون به صرفه است [۴].
 الترابولسی و همکاران در سال ۲۰۱۷ با مطالعه بر روی روابط تجربی و عددی به تأثیر خواص سیال بر منحنی‌های عملکرد برای دریچه‌های تزریق گاز پرداختند. نیتروژن و گاز طبیعی به عنوان سیال مورد استفاده در فشار به ترتیب ۶۶/۲ و ۴۵/۵ بار استفاده شد. عملکرد دریچه‌های تزریق گازها می‌تواند به صورت تئوری یا آزمایشگاهی به دست آید. با این حال، در پژوهش‌ها ثابت شده است که منحنی‌های عملکرد نظری برای دریچه‌ها ممکن است برای طیف گسترده‌ای از مایعات، در تمامی شرایط فشار و دما کار نکنند. هدف این مطالعه بررسی تجربی و کاربردی استفاده از هوا به جای گاز طبیعی و تأثیر آن بر عملکرد دریچه‌های تزریق گاز بوده است. نتایج آزمایشگاهی با استفاده از یک آزمایشگاه فشار تزریق گاز در آزمایش‌های یک دریچه سوراخ با قطر باز ۱۲/۷ میلی‌متر ارزیابی شده است. نتایج تجربی داده‌ها با نتایج به دست آمده با استفاده از یک شبیه‌ساز تجاری و به کمک یک مدل مکانیستی و مدل تجربی Thornhill-Craver که اغلب برای پیش‌بینی جریان گاز از طریق سوراخ استفاده می‌شود، مقایسه شده است. نتایج نشان داد که با توجه به سرعت جریان، بین استفاده از گاز طبیعی و نیتروژن، عمدتاً به دلیل تفاوت زیاد در گرانش، تفاوت چشمگیری وجود دارد [۵].

۲- فرازآوری مصنوعی با گاز

هدف از نصب شیرهای تزریق در طول مغزی چاه، کمک به راه‌اندازی سیستم فرازآوری با گاز و آغاز تزریق گاز در چاه نفتی مورد نظر می‌باشد. در ابتدای راه‌اندازی اگر فقط شیر



۱ | نقش شیرهای تزریق در راه‌اندازی سیستم فرازآوری با گاز [۶].

روش با تزریق گاز، ویسکوزیته نفت کاهش یافته و به دنبال آن، تولید افزایش می‌یابد. به دلیل در دسترس بودن منبع تزریق، این روش نسبت به سایر روش‌های فرازآوری مصنوعی پیشی گرفته و از کم‌هزینه‌ترین روش‌های فرازآوری به حساب می‌آید. با تداوم تولید و کاهش فشار مخازن، تولید از لوله مغزی می‌تواند مقداری از این کاهش فشار را جبران نماید درحالی‌که تولید آب شور مخزنی نیز افزایش پیدا کرده است. آب شور می‌تواند باعث خوردگی فلزات از جمله مهم‌ترین فلز مربوطه که همان لوله جداری دیواره چاه است، شود. نکته‌ای که در اینجا وجود دارد این است که لوله جداری به هیچ عنوان قابل تعویض نمی‌باشد. پس باید به دنبال تغییر سناریوهای تزریق و تولید در مخازن کشور به دلیل توضیحات داده شده باشیم. این مطالعه با هدف تعریف سناریوی جدید که تزریق از لوله جداری و تولید از لوله مغزی باشد، مورد بررسی قرار خواهد گرفت. در این روش در حالت اول و به روش مرسوم، تزریق سیال از درون لوله مغزی انجام شده و تولید از درون فضای حلقوی صورت می‌پذیرد. در حالتی دیگر، تزریق از فضای حلقوی و تولید از لوله مغزی صورت می‌گیرد.

۱- پیشینه تحقیق

در سال ۱۷۹۷ میلادی یک مهندس معدن آلمانی به نام کارل امانوئل لوشر در اولین تحقیق از نوع خود، از هوا برای بالا آوردن مایعات معدنی استفاده کرد. این تحقیق زمینه‌ای برای معرفی سیستم فرازآوری با گاز گردید. البته وی قبل از اجرای عملی این طرح، آزمایش‌های متعددی انجام داده بود [۲].

در دهه ۱۹۶۰ میلادی برون^۲ و همکاران با داشتن خصوصیات چاه مورد مطالعه و استفاده از ضریب بهره‌دهی با روش ترسیمی بهترین نقطه تزریق را به دست آوردند. البته این روش محدودیت‌هایی دارد که مهم‌ترین محدودیت آن، عدم جوابگو بودن آن برای حالت‌های مختلف است. این روش محدود به نمودارهایی است که به صورت تجربی تهیه شده و برای بهینه‌سازی از آنها استفاده می‌کنند [۳].

آیت‌اللهی و همکاران در سال ۲۰۰۱، بر روی سیستم بهینه فرایند فرازآوری با گاز در میدان آغاچاری کار کردند. آنان با بررسی فرایند فرازآوری در میدان آغاچاری، به این نتیجه رسیدند که تزریق پیوسته در روش فرازآوری با گاز، کاربرد آسانی دارد و همچنین، برای طیف وسیعی از چاه‌ها با شرایط



دارد (شکل-۲).

۳- روش تحقیق

این بررسی بر اساس شبیه‌سازی با استفاده از نرم‌افزار Pipesim صورت گرفته است. اطلاعات موردنیاز جهت تغذیه نرم‌افزار بدین ترتیب تهیه گردید:

■ اطلاعات مربوط یکی از شرکت‌های بهره‌بردار نفت و گاز جنوب غربی کشور از قبیل مشخصات و تراژکتوری چاه (عمق چاه، نوع عمودی یا افقی بودن آن)

■ خصوصیات سیال مخزن (برش آب، نسبت گاز به نفت، گراویته گاز، وزن مخصوص آب، درجه سنگینی نفت) و ...

سپس، شرایط چاه و مخزن و سیال مخزنی را جهت بررسی اثر بخشی عملیات فرازآوری به نرم‌افزار Pipesim تغذیه کرده و عملیات فرازآوری با گاز را طراحی می‌کنیم. بر اساس منابع موجود در شرکت بهره‌بردار نفت و گاز و تهیه اطلاعات، در اینجا از لوله‌های خروجی سرچاهی، یک نمونه از سیال تولیدی تهیه شده و از لحاظ مشخصات سیال از قبیل دانسیته، برش آب تولیدی و ... تست می‌شود که نتایج آن در این پژوهش آورده شده است. در این پژوهش تمامی تجزیه‌تحلیل‌ها توسط نرم‌افزار مبتنی بر وضعیت نمودارهای IPR و TPR نسبت به هم انجام می‌شود که از مهم‌ترین نمودارهای موردنظر بوده و پاسخ به این سوال که آیا عملیات فرازآوری باید صورت پذیرد یا خیر، همراه با تجزیه و تحلیل‌های لازم با توجه به این نمودارها صورت می‌پذیرد.

در این مطالعه ابتدا مشخص گردید که این چاه تحت شرایط عادی نمی‌تواند تولید داشته باشد. پس باید به دنبال روش‌های بهبود برداشت مانند فرازآوری با گاز بود. تمامی اطلاعات لازم برای این بخش در ادامه در نموداری که مربوط به عملکرد درون ریز چاه می‌باشد، بررسی خواهد شد. شبیه‌سازی فرازآوری با گاز نیاز به وارد نمودن پارامترهایی از قبیل فشار سرچاهی موردنیاز، فشار و دمای گاز تزریقی دارد. در مرحله بعد باید حداقل فشار گازی که در نقطه تزریق گاز مدنظر است اعمال گردد. این مقدار، اختلاف فشار بین گاز تزریق و ستون نفت در نقطه تزریق می‌باشد.

نرم‌افزار بر اساس فشار گاز تزریق و فشار سرچاهی موردنیاز، تمامی پردازش‌های لازم را انجام و به‌ازای هر مقدار دبی گاز، عمق تزریق متناظر با آن را در نمودارهایی مشخص خواهد نمود.

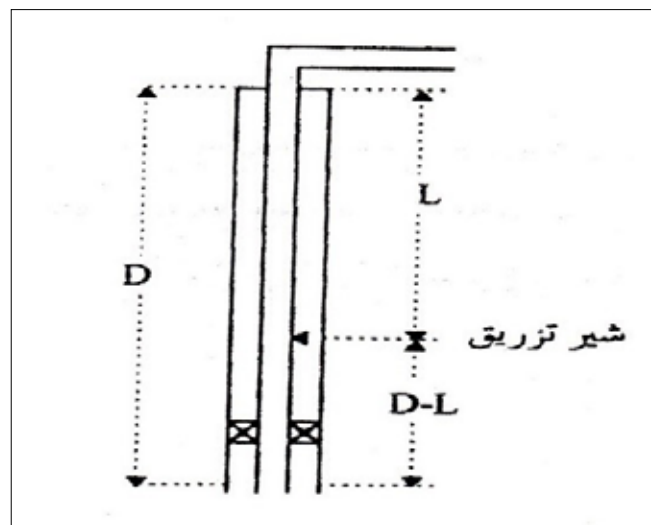
پایین نصب شده باشد، به فشاری به اندازه دو برابر فشاری که بر اساس آن بهینه‌سازی انجام شده، نیاز است. بعد از راه‌اندازی سیستم فرازآوری با گاز، همه شیرها به جزء عمیق‌ترین شیر بسته می‌شوند؛ زیرا حالت قبل از تزریق با حالت بعد از تزریق تفاوت قابل توجهی دارد. در ابتدا همه شیرهای تزریق گاز باز هستند و گاز در طول لوله مغزی چاه تزریق می‌گردد. بعد از مدت‌زمان کوتاه که ستون مایع سبک‌تر شد، براساس حجم گاز تزریقی و فشار گاز تزریقی موجود و همچنین، نقطه تنظیم هر یک از شیرهای تزریق، هر یک از آنها از بالا به پایین شروع به بسته شدن می‌کنند تا فقط یک شیر تزریق پایین عمل تزریق را انجام دهد که در این حالت، سیستم فرازآوری با گاز حالت پایدار به خود می‌گیرد (شکل-۱).

طراحی سیستم فرازآوری با گاز موقعی مناسب است که این سیستم نسبت به تغییرات مقادیر مختلف تولید نفت انعطاف‌پذیر باشد؛ یعنی بهتر است دو یا چند شیر تزریق به صورت مازاد در طول لوله مغزی چاه نصب گردد.

اگر میانگین تغییرات فشار به‌ازای طول در بالای نقطه تزریق (Gfa) و همچنین، میانگین تغییرات فشار به‌ازای طول در پایین نقطه تزریق (Gfb) به‌طور جداگانه در نظر گرفته شوند، در نتیجه:

$$P_t + G_{fa}L + G_{fb}(D-L) = P_{wf} \quad (1)$$

در رابطه (۱)، P_{wf} ؛ فشار جریان چاه است. واضح است که محل نصب عمیق‌ترین شیر تزریق، نقش مهمی در جبران و تنظیم فشار جریان پایین مجرای و در نتیجه بر تولید نفت از چاه



شکل ۲ | نصب عمیق‌ترین شیر تزریق در طول لوله مغزی چاه [۷].

۴- نتایج

۴-۱- حالت اول: تزریق گاز از آنالوس و تولید نفت و گاز از لوله مغزی

عموماً در بخش انتخاب روابط دوفازی طبق تحقیقات گذشته‌ای که تاکنون بر روی مخازن نفتی صورت گرفته، مشخص گردید که بهترین رابطه دوفازی مناسب در حالت عمودی رابطه Hagedon & Brown و برای جریان افقی رابطه Beggs & Brill بهترین روابط برای این حالت‌ها می‌باشند.

البته با توجه به اینکه در این مطالعه حرکت افقی سیال وجود ندارد، پس انتخاب نمودن آن یا انتخاب نکردن آن تأثیری بر روی نتایج حاصل از نرم‌افزار نخواهد داشت.

در این قسمت قبل از اینکه شبیه‌سازی فراآوری با گاز انجام پذیرد، ابتدا برای اینکه ملاحظه شود که آیا سیال موردنظر تحت حالت طبیعی جریان دارد یا خیر باید پردازش‌های لازم توسط نرم‌افزار صورت پذیرد و نتایج به‌دست آمده از این نرم‌افزار تفسیر شود.

برای تحلیل عملکرد مخزن و چاه از آنالیز گره‌ای استفاده می‌شود. در صورتی که گره را در ته چاه انتخاب کنیم از مخزن تا گره موردنظر عملکرد درون‌ریز می‌باشد.

عملکرد درون‌ریز چاه (قابلیت حرکت دادن سیال در مخزن و رساندن تا مشبک چاه) نشان‌دهنده تولید یک چاه می‌باشد. عملکرد برون‌ریز (قابلیت حرکت سیال در چاه و رسیدن به سطح) نشان‌دهنده رابطه بین فشار و تولید داخل لوله مغزی توسط نمودار TPR می‌باشد که معمولاً بستگی به فشار سرچاهی دارد و هرچه میزان فشار سرچاهی کاهش یابد، تولید افزایش پیدا می‌کند [۲].

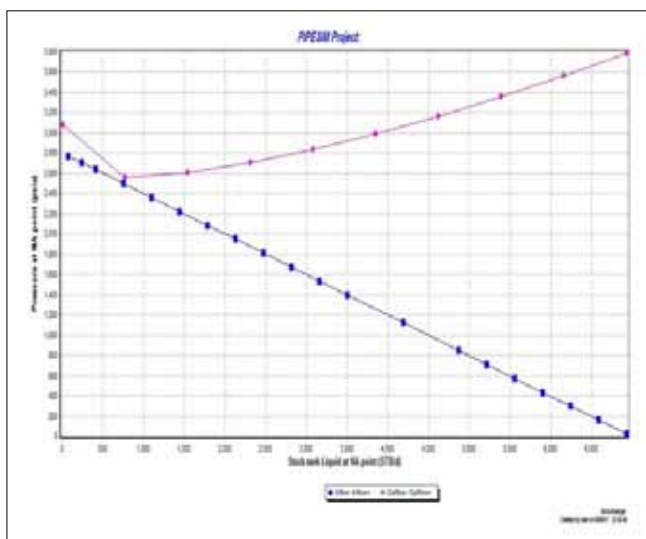
محل تقاطع نمودارهای TPR^۳ و IPR^۴ نشان‌دهنده نقطه عملکرد چاه می‌باشد و بیانگر میزان تولیدی می‌باشد که با استفاده از آنالیز گره‌ای به‌دست می‌آید. این گره هر جایی می‌تواند انتخاب شود، اما معمولاً ته چاه انتخاب می‌گردد.

حاصل پردازش نرم‌افزار شکل-۳ خواهد بود و همانطور که ملاحظه می‌شود از آنجایی که دو منحنی IPR و TPR همدیگر را قطع نمی‌کنند، پس می‌توان نتیجه گرفت که این چاه تحت شرایط مذکور یا به عبارتی تحت شرایط طبیعی نمی‌تواند جریان داشته باشد.

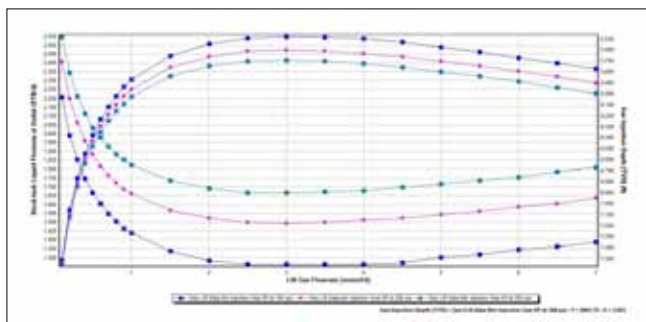
با توجه به شکل فوق مشخص است که نمودار آبی‌رنگ با علامت‌های مربع نشان‌دهنده نمودار IPR و منحنی صورتی با نشانه‌های دایره‌ای نشان‌دهنده نمودار TPR می‌باشد.

در شکل-۴ باید منحنی‌های فوقانی را از محور عمودی سمت چپ که همان دبی نفت قابل تولید است و منحنی‌های تحتانی را از محور عمودی سمت راست که عمق تزریق گاز می‌باشد و مقدار گاز تزریق را از محور افقی قرائت کرد.

همانگونه که در شکل-۴ مشخص است، در ابتدای نمودار متناسب با افزایش دبی گاز تزریقی، مقدار دبی نفت نیز افزایش خواهد یافت اما روند آن همواره صعودی نبوده و در یک مقطع این روند تغییر یافته و روند نزولی پیدا خواهد نمود. به عبارتی، به‌ازای افزایش دبی گاز تزریقی، نفت قابل تولید نیز کاهش خواهد یافت. پس اگر مبنای ما از نقطه‌نظر مهندسی صرفاً تولید ماکزیمم دبی نفت باشد، همانطور که در نمودار مشخص شده، به‌ازای اختلاف فشارهای مختلف در نقطه تزریق گاز که در این مطالعه ۱۸۰ psi، ۲۸۰ و ۳۵۰ می‌باشد، در دبی گاز تزریقی ۳ میلیون فوت مکعب استاندارد گاز این اتفاق رخ داده و در هر دو حالت حداکثر دبی نفت به‌ازای این مقدار گاز



شکل ۳ | نمودارهای IPR و TPR



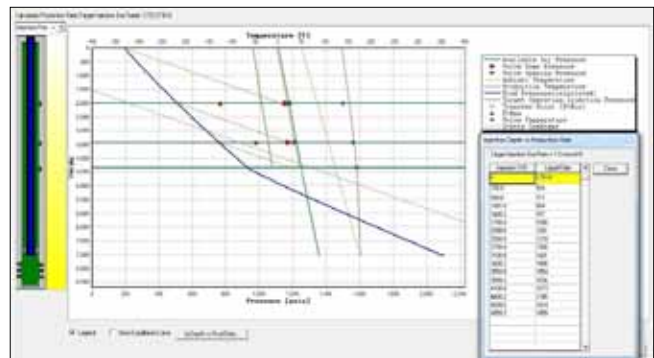
شکل ۴ | نمودارهای گاز تزریقی و نفت تولید شده

تزریقی، تولید خواهد شد.

۱۸۰ psi ، ۲۸۰ و ۳۵۰ می‌باشد. حال اگر در منحنی‌های تحتانی دقت شود، نمودارهایی که به حالت نزولی می‌باشند، از نقطه‌ای به بعد به حالت صعودی تبدیل می‌شوند. حال اگر در این منحنی‌ها این نقطه را به محور عمودی سمت راست متصل نماییم، عمق بهینه تزریق به دست می‌آید. پایین‌ترین منحنی، منحنی میانی و منحنی بالایی از بین سه منحنی تحتانی به ترتیب نشان‌دهنده عمق بهینه تزریق در فشارهای ۱۸۰ psi ، ۲۸۰ و ۳۵۰ می‌باشند.

برای مشاهده مقدار عددی عمق بهینه تزریق گاز و ماکزیمم دبی نفت قابل تولید باید به برگه ریز داده های خروجی مراجعه و به صورت ذیل اعماق متناظر با دبی ماکزیمم نفت را استخراج نمود. در جدول ۱ سه ستون اول از سمت راست در اختلاف فشار ۳۵۰ Psi و سه ستون میانی مربوط به اختلاف فشار ۲۸۰ Psi و سه ستون چپ مربوط به اختلاف فشار ۱۸۰ Psi می‌باشد. به عنوان مثال عمق بهینه تزریق در اختلاف فشار ۱۸۰ Psi با دبی گاز تزریقی سه میلیون فوت مکعب استاندارد

نمودارهای فوقانی در شکل-۴ از یک نقطه به بعد منحنی از حالت صعودی به حالتی نزولی میل می‌کنند. اگر امتداد این نقطه را به محور عمودی سمت چپ متصل کنیم، این نقاط نشان‌دهنده ماکزیمم دبی نفت می‌باشد. بالاترین منحنی، منحنی میانی و منحنی پایین از بین سه منحنی فوقانی به ترتیب نشان‌دهنده ماکزیمم دبی نفت در فشارهای



شکل ۵ | شمای ظاهری طراحی چاه

جدول ۱ | داده‌های گاز تزریقی و نفت تولیدی

	Lift Gas Flowrate	Stock-tank Liquid	Gas Injection Depth [TVD]	Lift Gas Flowrate	Stock-tank Liquid	Gas Injection Depth [TVD]	Lift Gas Flowrate	Stock-tank Liquid	Gas Injection Depth [TVD]
	Gas Lift Data	Gas Lift Data	Gas Lift Data	Gas Lift Data	Gas Lift Data	Gas Lift Data	Gas Lift Data	Gas Lift Data	Gas Lift Data
3	0.1000	1286.0585	6030.9400	0.1000	1273.6187	5709.5800	0.1000	1263.8689	5480.0400
4	0.2000	1568.7738	6380.2400	0.2000	1546.0141	6040.9200	0.2000	1528.5844	5809.3800
5	0.3000	1750.2907	6599.8000	0.3000	1722.7212	6260.4800	0.3000	1701.6415	6020.9600
6	0.4000	1886.1984	6769.4600	0.4000	1854.3390	6430.1400	0.4000	1829.8694	6180.6400
7	0.5000	1993.0667	6899.2000	0.5000	1957.5772	6549.9000	0.5000	1928.9777	6310.3800
8	0.6000	2080.9652	7001.0000	0.6000	2040.6259	6659.6800	0.6000	2007.8964	6400.2000
9	0.7000	2152.0940	7090.6400	0.7000	2108.5747	6739.5200	0.7000	2073.4453	6480.0400
10	0.8000	2212.1630	7160.3600	0.8000	2164.1438	6809.3800	0.8000	2128.8644	6549.9000
11	0.9000	2264.3421	7230.0800	0.9000	2212.0730	6869.2600	0.9000	2170.2837	6599.8000
12	1.0000	2304.4014	7269.9200	1.0000	2248.7224	6909.1800	1.0000	2209.1830	6649.7000
13	1.5000	2439.1292	7429.2800	1.5000	2373.6903	7060.7600	1.5000	2323.8911	6789.4200
14	2.0000	2506.1381	7518.2500	2.0000	2434.6993	7130.4800	2.0000	2383.0301	6859.2800
15	2.5000	2538.9675	7549.0000	2.5000	2466.2687	7170.3200	2.5000	2410.2497	6899.2000
16	3.0000	2548.3874	7549.0000	3.0000	2472.2986	7180.2800	3.0000	2415.9996	6899.2000
17	3.5000	2545.7574	7549.0000	3.5000	2466.7687	7170.3200	3.5000	2409.7397	6889.2200
18	4.0000	2536.9376	7549.0000	4.0000	2452.9290	7150.4000	4.0000	2395.5099	6879.2400
19	4.5000	2518.8279	7534.0000	4.5000	2432.4893	7130.4800	4.5000	2374.3303	6849.3000
20	5.0000	2488.6784	7489.0400	5.0000	2408.7397	7100.6000	5.0000	2350.6607	6819.3600
21	5.5000	2460.1188	7459.1600	5.5000	2382.4401	7070.7200	5.5000	2324.0911	6789.4200
22	6.0000	2429.6493	7419.3200	6.0000	2351.3907	7030.8800	6.0000	2295.1816	6759.4800
23	6.5000	2399.1999	7389.4400	6.5000	2321.3612	7001.0000	6.5000	2258.2122	6709.5800
24	7.0000	2365.7804	7349.6000	7.0000	2284.5718	6949.1000	7.0000	2225.6828	6669.6600

Depth اعماق نصب شیر فرازآوری و در ستون Port Size شیر مشخص شده است. همچنین، نوع باز یا بسته بودن شیرها نیز مشخص می‌باشد.

در شکل ۵- شمای ظاهری طراحی در چاه و جدول دبی قابل تولید در مقابل گاز تزریقی نشان داده است. با استفاده از پردازش‌هایی که نرم‌افزار انجام داده است، مشخص گردید که ماکزیمم دبی قابل تولید ۱۹۴۱ STB/d و عمیق‌ترین نقطه بهینه تزریق گاز ۵۰۶۰/۹ ft می‌باشد.

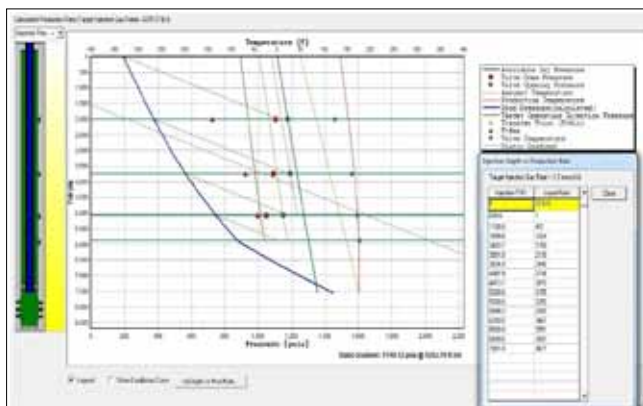
۴-۲- حالت دوم: تزریق گاز از لوله مغزی و تولید نفت و گاز از دالیز

ابتدا مانند مراحل حالت اول، مدل چاه و سیال ساخته می‌شود. در هنگام ساخت مدل چاه، جهت تزریق گاز که از درون فضای دالیزی بود، به تزریق گاز از درون لوله مغزی تغییر داده می‌شود. بدین ترتیب مسیر حرکت سیال تولیدی که نفت و گاز می‌باشد، از فضای پشت لوله مغزی (آنالوس) صورت خواهد گرفت. نکته حائز اهمیت این است که در این حالت بر خلاف حالت اول نیازی به بودن مجرایند(پکر) نیست. در مرحله بعد باید نوع و اندازه شیرهای تزریق و شرکت سازنده

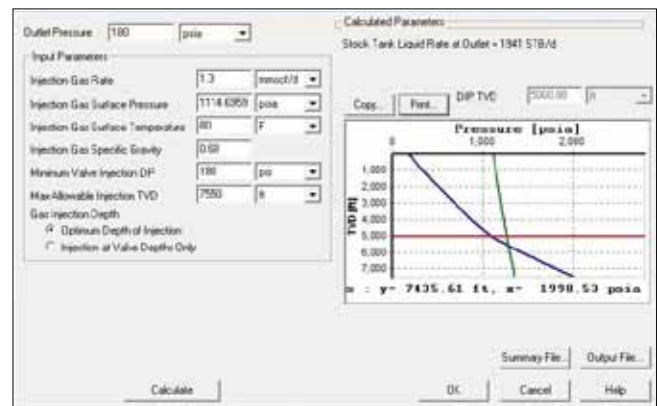
گاز در روز در عمق ۷۵۴۹ فوتی و نفت قابل استحصال در این حالت، ۲۵۴۸/۳۹ STB می‌باشد.

در مرحله بعد با توجه به اینکه مشخص گردید فشار سرچاهی ۱۸۰ Psi بهینه‌ترین فشار جهت بهره‌برداری خواهد بود، از این به بعد مطالعه انجام شده با این فشار پیش خواهد رفت. در خصوص حجم گاز تزریقی، علی‌رغم اینکه مشخص گردید بهینه‌ترین حجم گاز تزریق سه میلیون فوت مکعب می‌باشد، اما در این مطالعه به دنبال این هستیم که با حجم گاز تزریقی کمتر بهینه‌ترین تولید را داشته باشیم و لذا، با استفاده از تزریق ۱/۳ میلیون فوت مکعب ادامه طراحی را انجام خواهیم داد. در مراحل بعد باید نوع و اندازه شیرهای تزریق، شرکت سازنده، فشار عملیات سرچاهی، مقدار گاز تزریقی و فاکتورهای مربوط به ایمنی طراحی و ... را وارد محیط شبیه‌سازی نرم‌افزار نماییم. سپس با وارد نمودن اطلاعات فوق نرم‌افزار پردازش‌های لازم را انجام داده و نتیجه نهایی محاسبات و پردازش که همان طراحی فرازآوری با گاز می‌باشد را نمایش می‌دهد.

در جدول ۲- که حاصل نرم‌افزار می‌باشد در ستون Valve



شکل ۷ | شمای ظاهری طراحی چاه



شکل ۶ | محاسبه عمیق‌ترین نقطه بهینه تزریق گاز

جدول ۲ | عمق‌های نصب شیر فرازآوری

Valve Depth [ft]	Valve Series	Port Size [inches]	P [psia]	Gas Rate [mmscf/d]
2006	SLB (Camco) BK-1 1/8	0.125	1028.7	Closed
3429	SLB (Camco) BK-1 3/16	0.188	1061.7	Throttling
4349	SLB (Camco) BKO 5/16	0.313	--	Fully Open

طراحی فراآوری با گاز می‌باشد را به نمایش می‌گذارد. در جدول-۳ که حاصل نرم‌افزار می‌باشد، در ستون Valve Depth اعماق نصب شیر فراآوری و در ستون Port Size قطر شیر مشخص شده و همچنین نوع باز یا بسته بودن شیرها نیز مشخص می‌باشد.

و فشار عملیات سرچاهی و مقدار گاز تزریقی و فاکتورهای مربوط به ایمنی طراحی و ... را وارد محیط شبیه‌سازی نرم‌افزار فوق‌الذکر نماییم. سپس با وارد نمودن اطلاعات فوق، نرم‌افزار پردازش‌های لازم را انجام داده و نتیجه نهایی محاسبات و پردازش که همان

۳ | عمق‌های نصب شیر فراآوری

Valve Depth [ft]	Valve Series	Port Size [inches]	[psia]		Gas Rate [mmscf/d]
2006	SLB (Camco) BK-1 3/16	0.188	1069.7	Closed	-
3736	SLB (Camco) BK-1 1/4	0.250	1073.7	Throttling	0.37646
5065	SLB (Camco) BK-1 5/16	0.313	1134.7	Throttling	1.222
5875	SLB (Camco) BKO 5/16	0.313	--	Fully Open	1.7629

۴ | عمق تزریق بر حسب دبی تولیدی

Injection Depth vs Production Rate

Target Injection Gas Rate = 1.3 mmscf/d

Injection TVD	Liquid Rate
ft	STB/d
100.8	504
599.8	717
1001.0	854
1400.2	977
1799.4	1090
2200.6	1201
2500.0	1279
2799.4	1356
3100.8	1431
3400.2	1505
3599.8	1554
3899.2	1626
4100.8	1673
4400.2	1745
4699.6	1814
4899.2	1859

Injection Depth vs Production Rate

Target Injection Gas Rate = 1.3 mmscf/d

Injection TVD	Liquid Rate
ft	STB/d
699.6	1
1100.8	407
1699.6	1024
2403.7	1709
3001.0	2130
3524.8	2440
4087.8	2726
4813.7	3015
5200.6	3155
5500.0	3255
5899.2	3383
6200.6	3467
6500.0	3551
6699.6	3597
7001.0	3677

را تعویض نمود، اما تعویض لوله جداری امکان‌پذیر نیست. در این مطالعه عمق بهینه تزریق برای اینکه بتوانیم تولید را به درون لوله مغزی هدایت کنیم، به دست آمد.

نتیجه‌گیری

۱- با استفاده از نتایج حاصل از شبیه‌سازی چاه مشخص گردید که چاه فشار لازم سرچاهی برای جریان طبیعی سیال تولیدی به مرحله اول تفکیک را فراهم نکرده و باید روش‌های فرازآوری مصنوعی به کار گرفته شوند.

۲- داشتن اطلاعات دقیق از عملکرد درونی چاه‌ها، مخزن و خصوصیات سیال، نمودارهای فشار و میزان بهینه گاز تزریقی جهت طراحی فرازآوری با گاز ضروری بوده و سبب طراحی دقیق فرازآوری مصنوعی و واقعی شدن نتایج خواهد شد.

۳- همانگونه که در شکل‌های استفاده شده در این مقاله مشخص می‌باشد، در ابتدا متناسب با افزایش دبی گاز تزریقی، مقدار دبی نفت نیز افزایش خواهد یافت اما روند آن همواره صعودی نبوده و در یک مقطع این روند تغییر یافته و روند نزولی پیدا خواهد نمود.

۴- عمق بهینه تزریق در اختلاف فشار ۱۸۰ Psi با دبی گاز تزریقی سه میلیون فوت مکعب استاندارد گاز در روز در عمق ۷۵۴۹ فوتی بوده که در این حالت، نفت قابل استحصال برابر با STB ۲۵۴۸/۳۹ می‌باشد.

۵- ماکزیمم دبی قابل تولید STB/d ۱۹۴۱ و عمیق‌ترین نقطه بهینه تزریق گاز ۵۰۶۰/۹ ft به دست آمد. ■

در شکل-۷ شمای ظاهری طراحی در چاه و جدول دبی قابل تولید در مقابل گاز تزریقی نشان داده شده است.

۳-۴- مقایسه نتایج حالت اول و دوم در طراحی سامانه فرازآوری با گاز

همانطور که در جدول-۴ مشاهده می‌شود، در حالت دوم (جدول سمت چپ) در عمق ۳۵۲۴/۸ فوتی، مقدار دبی نفت قابل تولید ۲۴۴۰ بشکه در روز می‌باشد که در مقایسه با حالت اول (جدول سمت راست) که در آن تزریق گاز از آنالوس و تولید از لوله مغزی صورت می‌گیرد، در عمق تقریباً مشابه ۳۵۹۹/۸ فوتی، مقدار نفت قابل تولید ۱۵۵۴ بشکه در روز می‌باشد.

در بحث طراحی باید کلیه عوامل تأثیرگذار در امر تولید مورد ارزیابی و تجزیه و تحلیل قرار گیرند.

با توجه به جدول-۴ مشخص گردید که تولید نفت در حالت دوم بهتر از حالت اول می‌باشد، اما بر سر راه تولید نفت در حالت دوم مشکلات متعددی اعم از خوردگی و از بین رفتن لوله جداری در حین تولید از آن و قادر نبودن به تعویض آن قرار گرفته است. به دلیل مشکلات خوردگی که سیال تولیدی بر روی ادوات دارد، تا زمانی که تزریق از لوله مغزی باشد و تولید از درون لوله جداری صورت پذیرد، یک مسئله جدی برای صنعت نفت وجود دارد. بنابراین، یکی از راه‌هایی که غلبه بر این موضوع می‌کند طراحی سیستم فرازآوری گاز برای تزریق گاز از لوله جداری و تولید از لوله مغزی می‌باشد، زیرا حتی اگر لوله مغزی توسط خوردگی از بین رفت، می‌توان آن

پانویس‌ها

1. Platuea
2. Brown

3. Inflow Performance Relationship
4. Tubing Performance Relationship

منابع

[5] AlTarabulsi, Kh., Renato C., and Paulo J. W., Effect of Fluid Properties on the Performance of Gas-Lift Valves. 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. American Society of Mechanical Engineers, 2017, pp. V008T11A052-V008T11A052.

[6] Guo. B, Lyons. W. C, Ghalambor. A, "Petroleum Production Engineering (A Computer Assisted Approach)", Elsevier Science & Technology Books, 2007.

[7] Audibert. A, "Artificial Lift Systems (lecture notes)", IFP, France, 2005.

[۱] افتاحی احسان، جلالی فرحسین، پور افشاری پیمان، مرادی بابک، جنت‌رستمی افشین. انتخاب بهترین روش فرازآوری مصنوعی برای یکی از میادین نفتی ایران با استفاده از روش‌های تصمیم‌گیری چند معیاره. ماهنامه علمی-ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز. ۱۳۹۱؛ ۸۸(۵۷): ۶۰-۵۷.

[2] Brantly JE, History of Petroleum Engineering. Boyed Printing Co, Dalals, Texas, 1961.

[3] Fathi Elldakli, Gas Lift System, Department of Petroleum Engineering, Texas Tech University, USA, 2017.

[4] Ayatollahi, S., Bahadori, A., and Moshfeghian, M., Method Optimizes Aghajari Field Gas Lift, oil & gas Journal, pp. 4, 2001.