

تعیین رژیم‌های جریان دوفازی و محاسبه‌ی افت فشار در یکی از چاه‌های میدین نفتی جنوب کشور تحت فراآوری مصنوعی با گاز و بررسی اثر نرخ تزریق گاز، قطر لوله‌ی مغزی بر رژیم جریان

مهدی بهاری مقدم، استادیار دانشکده‌ی مهندسی نفت دانشگاه صنعت نفت ■ مهشید رجبی قهویه*، دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی بهره‌برداری دانشکده‌ی نفت دانشگاه صنعت نفت

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۸/۱۲/۱۵

تاریخ ارسال به داور: ۹۹/۰۱/۲۰

تاریخ پذیرش داور: ۹۹/۱۱/۰۳

چکیده

در بسیاری از مخازن ایران، در ابتدای تولید از مخزن، انرژی مخزن جهت تولید طبیعی وجود دارد و انتقال سیال به سطح و گاهی به تاسیسات بهره‌برداری با مکانیسم تخلیه‌ی طبیعی و نیروی ثقلی میسر است. بدیهی است این پتانسیل رفته‌رفته کاهش می‌یابد، ولی در برخی موارد از همان اوایل تولید، نیروی کافی برای تولید با مکانیسم اولیه‌ی طبیعی جهت تولید اقتصادی و رانش سیال از چاه به سطح کفایت نمی‌کند، در این صورت از روش‌های فراآوری مصنوعی (با پمپ یا گاز) برای تولید استفاده می‌شود. یکی از مشکلات چاه‌های نفتی ایران و به خصوص در جنوب غربی کشور، افت فشار ته‌چاهی است که جهت حل این مشکل از روش فراآوری مصنوعی با گاز استفاده می‌شود که مدنظر این پژوهش می‌باشد. در این مطالعه، با استفاده از یکی از نرم‌افزارهای مدل‌سازی جریان چندفازی در ستون چاه، فرآیند تزریق پیوسته‌ی گاز در یکی از چاه‌های میدین نفتی جنوب کشور طراحی و رژیم‌های جریان دوفازی و افت فشار در ستون چاه تعیین شده است. اثر تغییر پارامترهای قطر لوله‌ی مغزی و نرخ تزریق گاز بر رژیم جریان دوفازی و افت فشار بررسی شده است. پس از طراحی عملیات فراآوری مصنوعی با گاز مشاهده شد، تزریق گاز با دبی ۳ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز بیشترین میزان تولید نفت را خواهیم داشت و در این دبی کمترین میزان افت فشار در ستون چاه حاصل می‌شود. با تزریق گاز در دبی‌های بالاتر از دبی بهینه، میزان افت فشار در ستون چاه افزایش پیدا می‌کند و رژیم‌های جریانی انتقالی و حلقوی علاوه بر رژیم جریانی لخته‌ای در ستون چاه دیده شده است. در چاه‌هایی که تحت فراآوری مصنوعی با گاز هستند، با افزایش قطر لوله‌ی مغزی، میزان افت فشار درون چاه کاهش می‌یابد و فشار سر چاهی بالاتری حاصل می‌شود.

واژگان کلیدی:

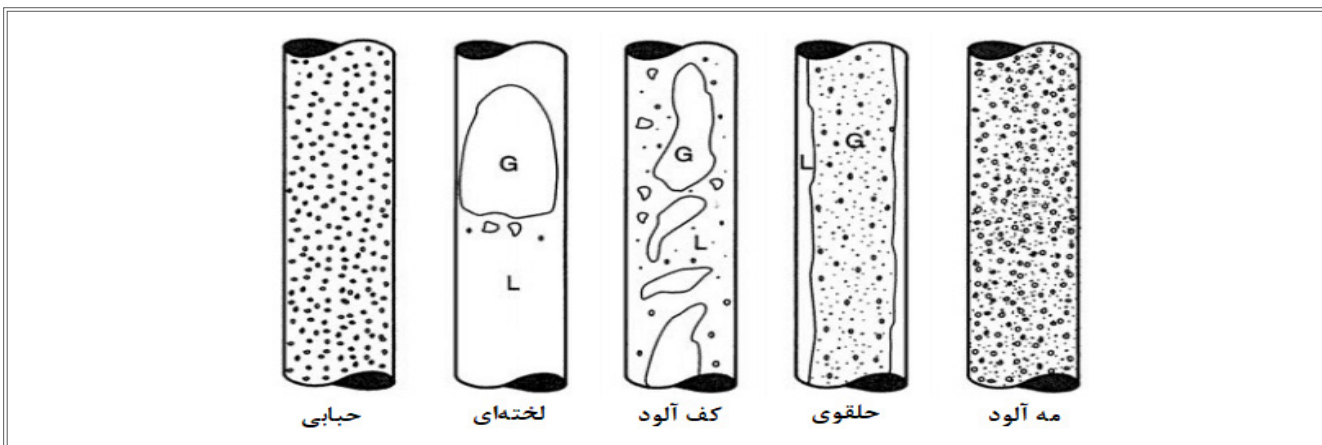
فراآوری مصنوعی با گاز، جریان دوفازی، رژیم‌های جریانی، دبی بهینه، گاز تزریقی، افت فشار.

مقدمه

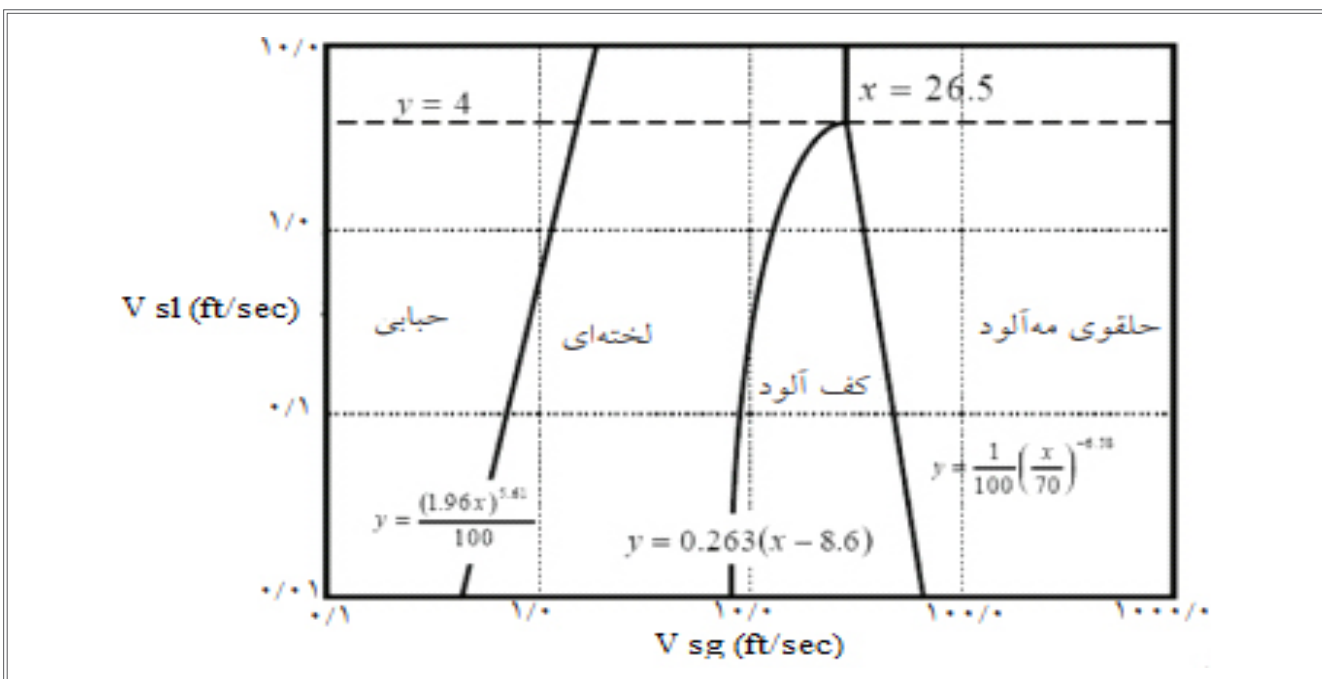
نیاز به بررسی و محاسبه‌ی افت فشار جریان‌های دوفازی نفت-گاز در اغلب فرآیندهای صنعت نفت وجود دارد. توزیع فازهای مختلف درون لوله وابسته به شرایط هندسی آن از جمله قطر لوله، شیب لوله، سرعت نسبی و خواص فیزیکی گاز و مایع است. در شکل ۱ الگوهای اصلی جریان دوفازی در یک چاه عمودی نشان داده شده است. افت فشار در جریان‌های دوفازی به شدت متأثر از الگوی جریان است. حضور فاز دوم، سبب بروز چالش‌های بسیاری در مدل‌سازی سیستم جریان دوفازی می‌شود، زیرا هیدرودینامیک و مکانیسم جریان در هر الگو متفاوت است. در بسیاری میدین تازه توسعه‌یافته در دنیا و یا میدین نفتی که به علت گذشت زمان طولانی از شروع برداشت، مخزن قادر به تولید طبیعی نیست از فرآیند فراآوری با گاز استفاده می‌شود که در آن تزریق گاز مترکم سبب کاهش جرم حجمی ستون مایع و در نتیجه افزایش تولید می‌شود. [۲] جریان

سیال در یک چاه تحت فراآوری با گاز، نمونه‌ی بارزی است که در آن تنوع و گذر متعدد از الگوهای جریان دوفازی مشاهده می‌شود. در کشور ما به علت دسترسی به گازی با فشار بالا در مجاورت چاه‌هایی که نیاز به فراآوری با گاز دارند، استفاده از این تکنولوژی سهل‌الوصول‌تر است، زیرا نیازی به نصب ایستگاه تقویت فشار وجود ندارد و هزینه‌ی استفاده این مکانیسم از روش‌های دیگر کمتر است. این شرایط برای موضوع مورد مطالعه‌ی ما نیز برقرار است. فراآوری با گاز برای چاه‌هایی که تولید ماسه دارند، بسیار مفید است زیرا دارای تجهیزات متحرک کمتری است، ماسه‌ی تولیدی آسیب کمتری به تجهیزات فراآوری با گاز می‌رساند. لذا موضوع مورد بررسی در این پژوهش از هزینه‌های اولیه‌ی کمتری نسبت به سایر روش‌های فراآوری مصنوعی برخوردار است و هزینه‌ها شامل ادوات خاص درون چاهی می‌شود. [۳] از محدودیت‌های اعمال این روش، در دسترس

* نویسنده‌ی عهد‌دار مکاتبات (mahshidrajabi96@gmail.com)



شکل ۱ | الگوهای اصلی جریان دو فازی در چاه عمودی [۱]



شکل ۲ | نقشه‌ی رژیم‌های جریانی بر اساس روابط عزیز و همکاران، چاه عمودی [۵]

$$V_{sg} = V_{sl} \left(\frac{72\rho_L}{62/4\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}$$

رابطه‌ی (۲):

V_{sg} : سرعت ظاهری فاز گازی

V_{sl} : سرعت ظاهری فاز مایع

ρ_G : چگالی گاز

ρ_L : چگالی مایع

σ_L : کشش سطحی بین فاز گاز و مایع

شکل ۲ و جدول ۱ محدوده‌ی برقراری الگوهای مختلف جریان دوفازی مبتنی

بر نقشه‌ی جریان تجربی عزیز و همکاران را نشان می‌دهند: [۵]

نبودن گاز مناسب برای تزریق، هزینه‌ی بالای خرید، نصب و پشتیبانی کمپرسور می‌باشد. همچنین لازم است دقت نظر به عمل آید که گاز مورد استفاده خاصیت خوردگی نداشته باشد. لازم به ذکر است استفاده از این روش در فرازآوری نفت‌های سنگین نسبت به نفت‌های سبک از راندمان کمتری برخوردار است. [۴]

در روابط تجربی عزیز و همکاران، سرعت‌های ظاهری تصحیح شده‌ی فازهای گاز و مایع در واحد سیستم انگلیسی بر اساس معادلات ۱ و ۲ بیان می‌شوند.

رابطه‌ی (۱):

$$V_{sg} = V_{sg} \left(\frac{\rho_G}{0/0764} \right)^{\frac{1}{3}} \left(\frac{72\rho_L}{62/4\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}$$

جدول ۱ | محدوده‌ی هر یک از رژیم‌های جریان بر اساس روابط عزیز و همکاران [۵]

رژیم جریان	محدوده‌ی پایداری
حبابی	$V_{sl} > 4, V_{sg} < \frac{(100y)^{0.1721}}{196}$ یا $V_{sl} \leq 4, V_{sg} < \frac{(100y)^{0.1721}}{196}$
لخته‌ای	$V_{sl} > 4, V_{sg} < \frac{(100y)^{0.1721}}{196} \leq V_{sg} \leq 26/25$ یا $V_{sl} \leq 4, V_{sg} < \frac{(100y)^{0.1721}}{196} \leq V_{sg} \leq \frac{y}{0/263} + 8/6$
حلقوی	$V_{sl} > 4, V_{sg} \geq 26/5$ یا $V_{sl} \leq 4, V_{sg} \geq 70(100y)^{-0.152}$
کف‌آلود	$V_{sl} \leq 4, \frac{y}{0/263} + 8/6 \leq V_{sg} < 70(100y)^{-0.152}$

جدول ۲ | اطلاعات مخزن و چاه مورد مطالعه

مشخصات	مقدار
فشار مخزن	۲۵۷۳ psi
دمای مخزن	۱۸۴.۲ °F
دمای سطح	۱۳۷.۹۵ °F
وزن مخصوص گاز تزریقی	۰.۶۵
نسبت گاز به نفت محلول	۵۶۶ SCF/STB
شاخص سبکی نفت	۳۱ API
برش آب	۵۰ درصد

۱۲ کیلومتر عرض بر روی افق آسماری، ۶۵ کیلومتری شمال خلیج فارس در همجواری میداین چیلینگر/اگرنگان، منصورآباد و خويز واقع شده است. کربناته و شکافدار بودن مخزن به همراه وجود کلاهدک گازی و آبد، باعث شده است که تعیین مشخصات آن و در نتیجه ارائه‌ی طرح توسعه‌ی مناسب، دارای پیچیدگی‌های فنی فراوانی باشد.

بر اساس آخرین مطالعه‌ی انجام شده در این میدان، حجم کل نفت درجای مخازن آسماری و بنگستان این میدان بالغ بر ۵۰ میلیارد بشکه برآورد شده است. نکته‌ی قابل توجه در مورد این میدان آن است که تزریق گاز در این میدان در حال اجرا است و روند شدید افت فشار این میدان پس از عملیات تزریق گاز متوقف و سال‌ها است که فشار آن نسبتاً تثبیت شده است. یکی از مشکلات عمده‌ی این میدان عدم امکان تولید طبیعی از برخی چاه‌ها و نیاز به فزآوری است.

در جدول ۲ فشار و دمای مخزن و اطلاعات در دسترس از گاز تزریقی به درون چاه آورده شده است. این اطلاعات برای طراحی فرآیند فزآوری با گاز به عنوان داده‌های ورودی نرم‌افزار مورد استفاده قرار گرفته‌اند.

بر اساس روابط تجربی روش عزیز و همکاران، افت فشار هیدرواستاتیکی و اصطکاکی برای هر یک از رژیم‌های جریان حبابی، لخته‌ای و حلقوی را می‌توان تخمین زد. در این روابط افت فشار رژیم جریان کف‌آلود، توسط درون‌یابی خطی بین دو رژیم جریان لخته‌ای و حلقوی تعیین می‌شود.

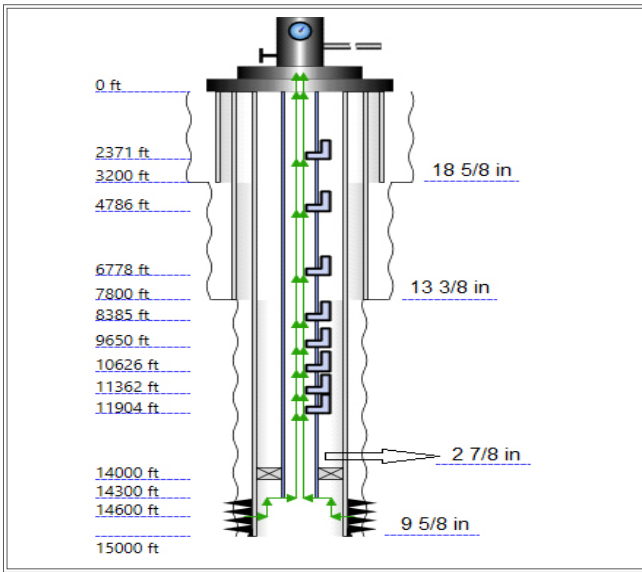
در این مطالعه‌ی موردی، ابتدا با استفاده از نرم‌افزار تجاری مدل یکی از چاه‌های میدان گچساران ساخته و فزآوری مصنوعی با گاز برای این چاه طراحی شد. سپس رژیم جریانی حاکم در طول چاه بر اساس روابط عزیز و همکاران پیش‌بینی شده و در انتها تاثیر قطر لوله‌ی مغزی و دبی گاز تزریقی بر میزان افت فشار و رژیم جریانی برقرار شده در لوله‌ی تولیدی مورد بررسی قرار گرفته است.

۱- معرفی میدان

این پژوهش در خصوص فزآوری گاز در یکی از چاه‌های تولیدی میداین نفتی جنوب‌غربی کشور است. این میدان یکی از بزرگ‌ترین و پیچیده‌ترین میداین کربناته‌ی جنوب‌غرب کشور بوده و با ابعاد ۶۳ کیلومتر طول و ۶ تا

۲- طراحی فرازآوری با گاز و اثر آن بر رژیم جریان

با توجه به اطلاعات در دسترس از فشار و دمای مخزن و در نظر گرفتن میزان برش آب بالا در چاه مورد بحث، تولید طبیعی برای مدت کوتاهی پاسخگو بوده است و پس از حاصل شدن افت فشار در مخزن با استفاده از روش فرازآوری مصنوعی با گاز می توان به تولید اقتصادی و بهینه رسید. شماتیک چاه و محل قرار گرفتن شیرهای ورود گاز در شکل ۲ آورده شده است. پس از تزریق گاز، در هر عمقی از چاه، فشار و رژیم جریان مشخص شده است. در جدول ۳ فشار، افت فشار کل، افت فشار اصطکاکی و شتابی و گراویتی به همراه رژیم جریان برای زمانی که گاز با دبی ۲/۸۵ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز تزریق شده، در عمق های مختلف به دست آمده است. همان طور که دیده می شود در ابتدا با توجه به شرایط دما و فشار مخزن در چاه تنها تک فاز مایع وجود دارد. زمانی که از اولین شیر تزریقی گاز وارد لوله ی مغزی می شود، رژیم جریانی لخته ای تشکیل شده و افت فشار کمتری حاصل می شود.

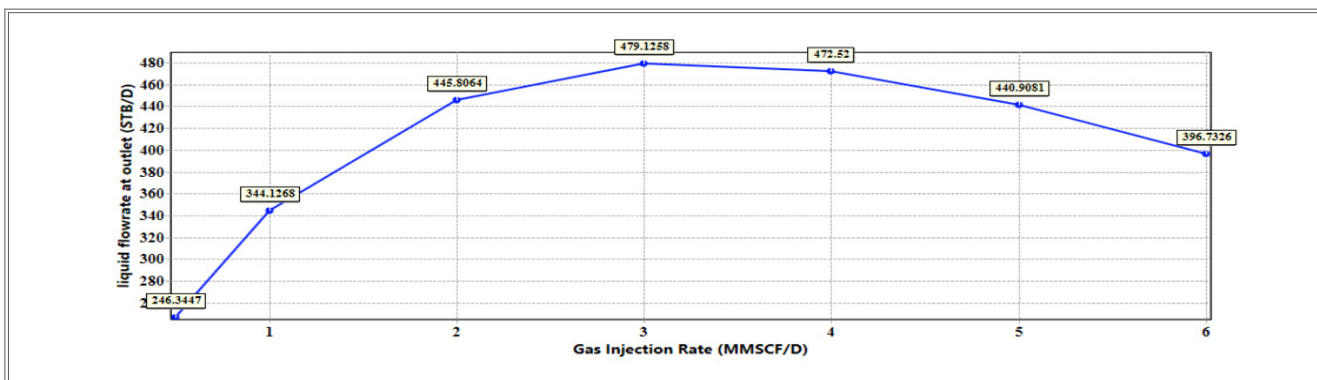


شکل ۳ شماتیک چاه

جدول ۳ افت فشار و رژیم جریانی در طول لوله ی مغزی با دبی گاز تزریقی ۲/۸۵ MMSCF/D

نوع	عمق (فوت)	فشار (پام)	رژیم جریان	گرادیان فشار کل (پام/فوت)	گرادیان فشار اصطکاکی (پام/فوت)	گرادیان فشار گراویتی (پام/فوت)	گرادیان فشار شتابی (پام/فوت)
Tubing	-۱۴۶۰۰	۲۴۲۱.۶۲۷	Liquid	۰.۳۶۵	۵.۰۷E-۰۶	۰.۳۶۵	۰
Tubing	-۱۴۳۰۰	۲۳۱۲.۱۶۵	Liquid	۰.۳۶۵	۵.۰۶E-۰۶	۰.۳۶۵	۰
Tubing	-۱۴۳۰۰	۲۳۱۲.۱۶۲	Liquid	۰.۳۶۶	۷.۳۵E-۰۴	۰.۳۶۵	۰
Tubing	-۱۳۹۰۵.۲	۲۱۶۷.۸۸۲	Liquid	۰.۳۶۵	۷.۳۳E-۰۴	۰.۳۶۵	۰
Tubing	-۱۲۹۰۵.۲	۱۸۰۲.۷۲۶	Liquid	۰.۳۶۵	۷.۳۰E-۰۴	۰.۳۶۴	۰
Tubing	-۱۱۹۰۵.۲	۱۴۳۷.۹۵۵	Liquid	۰.۳۶۵	۷.۳۱E-۰۴	۰.۳۶۴	۰
Gas Lift Injection	-۱۱۹۰۵.۲	۱۴۳۷.۹۵۵	Undefined				
Tubing	-۱۱۹۰۵.۲	۱۴۳۷.۹۵۵	Slug	۰.۱۱۱	۶.۱۵E-۰۳	۰.۱۰۵	۹.۴۷E-۰۶
Tubing	-۱۱۳۶۳.۷	۱۳۷۸.۲۵۶	Slug	۰.۱۱۰	۶.۲۳E-۰۳	۰.۱۰۳	۱.۰۱E-۰۵
Gas Lift Injection	-۱۱۳۶۳.۷	۱۳۷۸.۲۵۶	Undefined				
Tubing	-۱۱۳۶۳.۷	۱۳۷۸.۲۵۶	Slug	۰.۱۱۰	۶.۲۳E-۰۳	۰.۱۰۳	۱.۰۱E-۰۵
Tubing	-۱۰۶۲۸.۱	۱۲۹۸.۲۷۸	Slug	۰.۱۰۸	۶.۳۴E-۰۳	۰.۱۰۲	۱.۱۱E-۰۵
Gas Lift Injection	-۱۰۶۲۸.۱	۱۲۹۸.۲۷۸	Undefined				
Tubing	-۱۰۶۲۸.۱	۱۲۹۸.۲۷۸	Slug	۰.۱۰۸	۶.۳۴E-۰۳	۰.۱۰۲	۱.۱۱E-۰۵
Tubing	-۹۶۵۱.۶	۱۱۹۴.۰۸۵	Slug	۰.۱۰۶	۶.۴۹E-۰۳	۰.۰۹۹	۱.۲۷E-۰۵
Gas Lift Injection	-۹۶۵۱.۶	۱۱۹۴.۰۸۵	Undefined				
Tubing	-۹۶۵۱.۶	۱۱۹۴.۰۸۵	Slug	۰.۱۰۶	۶.۴۹E-۰۳	۰.۰۹۹	۱.۲۶E-۰۵
Tubing	-۹۳۸۵.۸	۱۱۶۶.۱۱۴	Slug	۰.۱۰۵	۶.۵۴E-۰۳	۰.۰۹۸	۱.۳۱E-۰۵
Tubing	-۸۳۸۵.۸	۱۰۶۲.۳۷۸	Slug	۰.۱۰۳	۶.۷۱E-۰۳	۰.۰۹۶	۱.۵۴E-۰۵
Gas Lift Injection	-۸۳۸۵.۸	۱۰۶۲.۳۷۸	Undefined				
Tubing	-۸۳۸۵.۸	۱۰۶۲.۳۷۸	Slug	۰.۱۰۳	۶.۷۱E-۰۳	۰.۰۹۶	۱.۵۳E-۰۵
Tubing	-۷۸۰۰	۱۰۰۲.۷۱۸	Slug	۰.۱۰۱	۶.۸۱E-۰۳	۰.۰۹۴	۱.۶۹E-۰۵

نوع	عمق (فوت)	فشار (پام)	رژیم جریان	گرادیان فشار کل (پام/فوت)	گرادیان فشار اصطکاکی (پام/فوت)	گرادیان فشار گراویتی (پام/فوت)	گرادیان فشار شتابی (پام/فوت)
Tubing	-۷۷۷۹.۱	۱۰۰۰.۶۰۵	Slug	۰.۱۰۱	۶.۸۲E-۰۳	۰.۰۹۴	۱.۷۰E-۰۵
Tubing	-۶۷۷۹.۱	۹۰۰.۷۳۴	Slug	۰.۰۹۹	۷.۰۱E-۰۳	۰.۰۹۲	۲.۰۵E-۰۵
Gas Lift Injection	-۶۷۷۹.۱	۹۰۰.۷۳۴	Undefined				
Tubing	-۶۷۷۹.۱	۹۰۰.۷۳۴	Slug	۰.۰۹۹	۷.۰۱E-۰۳	۰.۰۹۲	۲.۰۳E-۰۵
Tubing	-۵۷۸۶.۵	۸۰۴.۰۵۰	Slug	۰.۰۹۶	۷.۲۲E-۰۳	۰.۰۸۹	۲.۵۰E-۰۵
Tubing	-۴۷۸۶.۵	۷۰۹.۱۸۶	Slug	۰.۰۹۴	۷.۴۶E-۰۳	۰.۰۸۶	۳.۱۲E-۰۵
Gas Lift Injection	-۴۷۸۶.۵	۷۰۹.۱۸۶	Undefined				
Tubing	-۴۷۸۶.۵	۷۰۹.۱۸۶	Slug	۰.۰۹۴	۷.۴۶E-۰۳	۰.۰۸۶	۳.۱۰E-۰۵
Tubing	-۴۲۰۰	۶۵۴.۷۴۴	Slug	۰.۰۹۲	۷.۶۰E-۰۳	۰.۰۸۴	۳.۵۹E-۰۵
Tubing	-۳۲۰۰	۵۶۳.۸۸۴	Slug	۰.۰۹۰	۷.۸۵E-۰۳	۰.۰۸۲	۴.۷۴E-۰۵
Tubing	-۲۳۷۰.۷	۴۹۰.۴۲۴	Slug	۰.۰۸۸	۸.۰۸E-۰۳	۰.۰۷۹	۶.۱۳E-۰۵
Gas Lift Injection	-۲۳۷۰.۷	۴۹۰.۴۲۴	Undefined				
Tubing	-۲۳۷۰.۷	۴۹۰.۴۲۴	Slug	۰.۰۸۸	۸.۰۸E-۰۳	۰.۰۷۹	۶.۱۱E-۰۵
Tubing	-۲۰۰۰	۴۵۸.۱۴۶	Slug	۰.۰۸۷	۸.۱۹E-۰۳	۰.۰۷۸	۶.۹۴E-۰۵
Tubing	-۱۰۰۰	۳۷۲.۲۵۳	Slug	۰.۰۸۶	۸.۳۱E-۰۳	۰.۰۷۷	۰.۰۰۰۱۰۴۷۲۲
Tubing	۰	۲۸۴.۹۶۲	Slug	۰.۰۹۱	۷.۸۱E-۰۳	۰.۰۸۳	۰.۰۰۰۱۹۱۴۹۳



منحنی عملکرد بهینه‌ی فرازآوری با گاز

۳- منحنی عملکرد فرازآوری با گاز

افزایش خواهد یافت. همچنین اگر نرخ تزریق گاز بیش از اندازه‌ی لازم باشد، به دلیل افزایش گرادیان فشار اصطکاکی، تولید نفت کاهش و باعث هدررفت هزینه‌ها می‌شود. هر چه یک نقطه‌ی بهینه‌ی عملکردی در فرازآوری با گاز دارد که در آن شرایط بیشترین مقدار سیال را تولید می‌کند.

منحنی عملکرد بهینه‌ی گاز تزریقی برای چاه مورد مطالعه به دست آمده است. با توجه به شکل ۴ که اطلاعات آن در جدول ۴ آورده شده است، اگر گاز تزریقی با دبی ۳ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز تزریق شود، بیشترین مقدار نفت تولیدی را خواهیم داشت.

به طور ایده‌آل اگر محدودیتی در مقدار گاز در دسترس نباشد، می‌توان گاز کافی به هر چه تزریق کرد تا بیشترین مقدار تولید از مخزن حاصل شود اما معمولاً مقدار گاز در دسترس محدود است و بنابراین با توجه به محدودیت‌های مقدار گاز تزریقی و ظرفیت کمپرسورها، باید مقدار بهینه‌ی گاز تزریقی تخصیصی برای هر چه را مشخص کرد تا مقدار تولید در این شرایط حداکثر شود. تخصیص نامناسب، سبب افزایش هزینه‌ها و کاهش تولید خواهد شد. منحنی عملکرد فرازآوری با گاز نشان می‌دهد در فرآیند فرازآوری با گاز، چنانچه میران دبی تزریقی کمتر از حد لازم باشد، نرخ تولید نفت کاهش و هزینه‌های عملیاتی

۴ | اطلاعات منحنی عملکرد بهینه‌ی فرازآوری با گاز



دبی تولید نفت (STB/D)	نرخ تزریق گاز (MMSCFD)
۲۴۶ / ۳۴	۰/۵
۳۴۴ / ۱۲	۱
۴۴۵ / ۸۰	۲
۴۷۹ / ۱۲	۳
۴۷۲ / ۵۲	۴
۴۴۰ / ۹۰	۵
۳۹۶ / ۷۳	۶

۵ | افت فشار حاصل از دبی‌های مختلف گاز تزریقی در منحنی عملکرد بهینه‌ی فرازآوری با گاز



افت فشار کل (پام)	افت فشار حاصل از اصطکاک (پام)	افت فشار حاصل از گراویتی (پام)	دبی گاز تزریقی / دبی نفت تولیدی
۲۲۳۵ / ۷۰۶	۱۲ / ۰۷۴۰	۲۲۲۳ / ۶۳۲	Gas Inj. Rate = ۰ / ۵ MMscfd; Oil Flow Rate = ۲۴۶ / ۳۴ STBD
۲۲۰۱ / ۵۲	۲۸ / ۶۰۸	۲۱۷۲ / ۴۱۲	Gas Inj. Rate = ۱ MMscfd; Oil Flow Rate = ۳۴۴ / ۱۲ STBD
۲۱۶۴ / ۹۵۵	۶۷ / ۶۳۷۵	۲۰۹۷ / ۳۱۷	Gas Inj. Rate = ۲ MMscfd; Oil Flow Rate = ۴۴۵ / ۸۰ STBD
۲۱۵۲ / ۴۵۲	۱۰۹ / ۲۰۱	۲۰۴۳ / ۲۵۱	Gas Inj. Rate = ۳ MMscfd; Oil Flow Rate = ۴۷۹ / ۱۲ STBD
۲۱۵۴ / ۳۳۷	۱۵۰ / ۴۱۱	۲۰۰۳ / ۹۲۶	Gas Inj. Rate = ۴ MMscfd; Oil Flow Rate = ۴۷۲ / ۵۲ STBD
۲۱۶۵ / ۳۳۱	۱۹۱ / ۳۵۶	۱۹۷۳ / ۹۷۵	Gas Inj. Rate = ۵ MMscfd; Oil Flow Rate = ۴۴۰ / ۹۰ STBD
۲۱۸۱ / ۰۲۴	۲۳۳ / ۸۵۳	۱۹۴۷ / ۱۷۱	Gas Inj. Rate = ۶ MMscfd; Oil Flow Rate = ۳۹۶ / ۷۳ STBD

در ابتدا جریان تک فاز مایع در چاه ایجاد شده است و پس از وارد شدن گاز از پایین‌ترین شیر تزریقی رژیم جریانی لخته‌ای تا سر چاه تشکیل شد، اما در دبی‌های تزریقی ۴، ۵ و ۶ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز رژیم‌های جریانی دیگری نیز دیده شده است.

در دبی ۴ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز از عمق ۱۰۰۰ فوت تا سر چاه رژیم جریانی انتقالی دیده شده و در دبی ۵ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز از عمق ۲۰۰۰ فوت تا سر چاه رژیم جریانی انتقالی حاصل شده است.

در دبی ۶ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز از عمق ۱۰۰۰ تا ۳۲۰۰ فوت رژیم جریانی انتقالی و از ۱۰۰۰ فوت تا سر چاه رژیم جریانی حلقوی پدید آمده است و به همین دلیل دیده شده فشار در سر چاه با این دبی، کمترین میزان است و در واقع افت فشار بیشتری حاصل شده است.

در رژیم جریانی لخته‌ای کمترین افت فشار دیده شده در حالی که در رژیم جریانی حلقوی بیشترین افت فشار حاصل شده است.

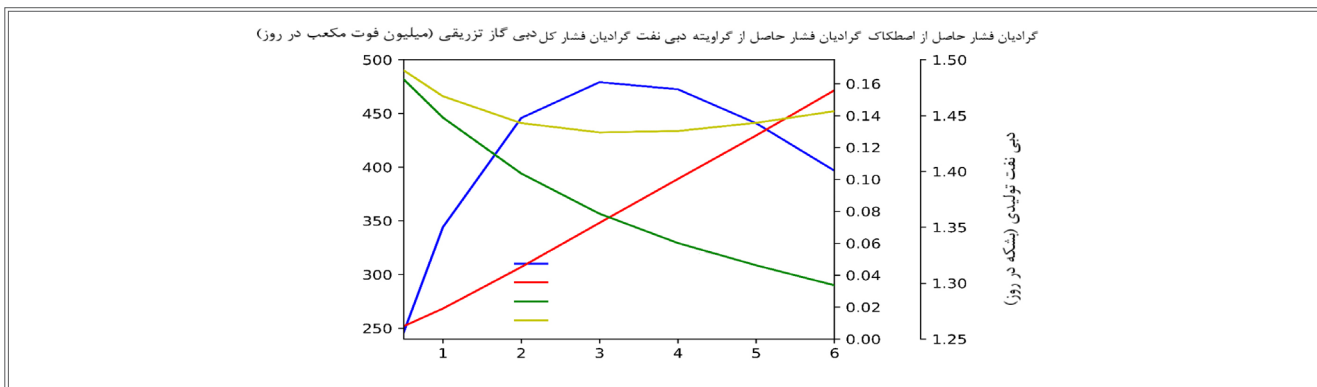
میزان تولید روزانه‌ی نفت، فشار در سر چاه و افت فشار حاصل از گراویتی و اصطکاک در کل طول چاه، در دبی‌های مختلف گاز تزریقی در جدول ۵ نشان داده شده است.

می‌توان گفت با افزایش نرخ گاز تزریقی، افت فشار ناشی از گراویتی کاهش یافته است، اما افت فشار حاصل از اصطکاک به خاطر افزایش میزان گاز بیشتر شده است.

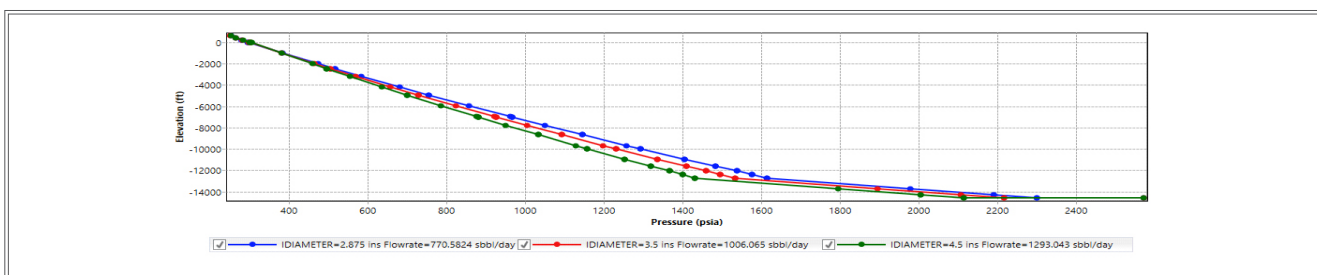
۴- تاثیر نرخ گاز تزریقی بر رژیم جریانی درون چاه و گرادیان فشار

پس از طراحی فرازآوری با گاز برای چاه موردنظر با تغییر دادن دبی گاز تزریقی اثر دبی گاز بر رژیم جریانی و افت فشار در چاه، مورد بررسی قرار گرفته است. دبی‌های ۰/۵، ۱، ۲، ۳، ۴، ۵ و ۶ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز گاز تزریق شده است.

نتایج نشان می‌دهد: در دبی‌های زیر ۳ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز



شکل ۵ | بررسی اثر دبی‌های مختلف تزریق گاز بر افت فشار اصطکاکی، افت فشار گراویتی و افت فشار کل و میزان نفت تولیدی



شکل ۶ | فشار در هر نقطه از لوله‌ی مغزی با قطرهای ۸۷۵/۲، ۵/۳ و ۵/۴ اینچ

لوله‌ی مغزی از ۸۷۵/۲ تا ۵/۴ اینچ دبی نفت تولیدی و فشار سر چاهی افزایش پیدا کرده است و در واقع افت فشار درون چاه کاهش یافته است. همچنین بررسی الگوی جریانی در طول چاه نشان داد که با افزایش قطر لوله‌ی مغزی رژیم جریانی لخته‌ای زودتر ایجاد می‌شود.

نتیجه‌گیری

پس از طراحی عملیات فراآوری مصنوعی با گاز برای چاه مورد مطالعه، مشاهده شد که با تزریق گاز با دبی ۳ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز بیشترین میزان تولید نفت حاصل می‌شود. در این دبی بهینه‌ی رژیم جریانی لخته‌ای و کمترین افت فشار دیده شده است. با تزریق گاز در دبی‌های بالاتر از دبی بهینه، با توجه به برقراری رژیم‌های جریانی انتقالی و حلقوی علاوه بر رژیم جریانی لخته‌ای در ستون چاه میزان افت فشار در ستون چاه افزایش پیدا کرد. در واقع هر چند با افزایش نرخ گاز تزریقی افت فشار ناشی از گراویتی کاهش یافته، اما افت فشار حاصل از اصطکاک به خاطر افزایش میزان گاز افزایش یافته است. تحت فراآوری مصنوعی با گاز، با افزایش قطر لوله‌ی مغزی میزان افت فشار درون چاه کاهش می‌یابد و فشار سر چاهی بالاتری حاصل می‌شود. ■

همان‌طور که در شکل ۵ دیده می‌شود، تزریق گاز با دبی ۳ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز بیشترین میزان دبی نفت تولیدی حاصل می‌شود. همچنین به وضوح دیده می‌شود که در دبی تزریق بهینه‌ی گاز با برقراری رژیم جریانی لخته‌ای کمترین میزان افت فشار در ستون چاه ایجاد شده است. با افزایش دبی گاز تزریقی افت فشار گراویتی کاهش یافته است، اما افت فشار اصطکاکی کاهش پیدا کرده است.

۵- تاثیر راندن لوله‌ی مغزی در چاه

یکی از راه‌های پیشنهادی برای افزایش سرعت جریان و کاهش افت فشار زیاد ناشی از میزان انباشت مایع، کاهش سطح عبور جریان در حفره‌ی چاه است. بدین منظور تاثیر راندن لوله‌ی مغزی درون چاه تولید نفت، با هدف بهبود رژیم جریانی و افزایش فشار سرچاهی مورد مطالعه قرار گرفته است. در این قسمت، تاثیر قطرهای مختلف لوله‌ی مغزی بر فشار جریانی سرچاهی در نرم‌افزار شبیه‌سازی شده و نتایج آن در شکل ۶ آمده است. از نتایج شبیه‌سازی در حالتی که چاه تحت تاثیر فراآوری مصنوعی با گاز می‌باشد و گاز با نرخ ۸۵/۲ میلیون فوت مکعب استاندارد بشکه در روز تزریق شده است، مشاهده شد که با افزایش قطر

منابع

[1]. Chermisinoff, N.P. and R. Gupta, Handbook of fluids in motion. 1983.
 [2]. Takacs, G., Gas lift manual: Tulsa. Oklahoma, PennWell Corporation, 2005.
 [3]. Bieker, H.P., O. Slupphaug, and T.A. Johansen, Real-time production optimization of oil and gas production systems: A technology survey. SPE Production & Operations, 2007. 22(04): p. 382-391.
 [4]. Brown, K.E., The technology of artificial lift methods. Vol. 2. 1977: PPC Books.
 [5]. Aziz, K. and G.W. Govier, Pressure drop in wells producing oil and gas. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1972. 11(03).