

تعیین شرایط بهینه سایز چوک و نرخ تزریق گاز در تولید نفت از یک چاه به کمک شبیه‌ساز

فریبا خلیلی^{۱*}، نورا عمر محمد^۲، ایمان خنشا^۱

۱. استادیار، گروه مهندسی شیمی، واحد شیراز، دانشگاه آزاد اسلامی، شیراز، ایران

۲. دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه مهندسی شیمی، واحد شیراز، دانشگاه آزاد اسلامی، شیراز، ایران

آدرس پست الکترونیک نویسنده مسئول مکاتبات: fariba.khalili@iau.ac.ir

مقاله علمی-پژوهشی

صفحه ۸ - ۱۴

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۸/۱۵

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۶/۱۲

چکیده

با شروع بهره‌برداری از یک مخزن نفتی، به مرور زمان فشار مخزن افت پیدا می‌کند. اگر این کاهش فشار کنترل نشود، فشار به زیر فشار نقطه حباب رسیده و پس از مدتی باعث بروز مشکلاتی در تولید بهینه از مخزن می‌گردد. حل مشکلات تولیدی شامل دو دسته چاه محور و مخزن محور می‌باشد. در روش چاه محور از طریق نصب شیرهای تزریق گاز و یا نصب پمپ درون‌چاهی سعی در کاهش فشار ته‌چاهی و در نتیجه افزایش تولید از چاه برای مدتی طولانی‌تر می‌شود. در این مطالعه به بررسی چاه محور یکی از میادین جنوب غربی کشور و شبیه‌سازی شرایط بهینه به کمک نرم‌افزار پراسپر پرداخته شد. جهت شبیه‌سازی روش‌های رایج فراآوری مصنوعی نیاز به شناخت دقیقی از سیال مخزن و ویژگی‌های چاه می‌باشد لذا در این مطالعه، اطلاعات سیال مخزن از طریق تست‌های آزمایشگاهی گردآوری شده است. با توجه به نتایج شبیه‌سازی تزریق گاز پیوسته، این روش فراآوری می‌تواند نرخ فعلی تولید نفت را از ۶۹۵ بشکه در روز به نرخ موردنظر ۱۲۰۰ بشکه در روز رساند. مکانیزم‌های اصلی که منجر به افزایش تولید نفت می‌شوند شامل انبساط گاز در طول ستون چاه و کاهش وزن ستون نفت و انتقال نفت توسط گاز به سطح است.

کلید واژه‌ها: فراآوری مصنوعی، تزریق پیوسته گاز، بهبود عملکرد چاه، شبیه‌سازی جریان دوفازی

۱. مقدمه

با توجه به نوع چاه می‌تواند نفت یا گاز باشد و میزان برش آب کم است، اما باگذشت زمان و افزایش تولید از چاه و استمرار افت فشار، مقدار برش آب افزایش می‌یابد. جهت برطرف کردن مشکل ازدیاد آب و کاهش تولید تکنیک‌های معروف به فراآوری مصنوعی ارائه شده است [۱]. فراآوری مصنوعی شامل تکنیک‌های مختلفی می‌باشد که امروزه در چاه‌هایی که دارای عمر بیشتری هستند مورد استفاده قرار می‌گیرند. یکی از این روش‌ها استفاده از گاز می‌باشد. در این روش از طریق شیرهای عملیاتی که درون چاه تعبیه

هنگامی که یک میدان نفتی شناسایی و کشف می‌شود مهندسان تولید وظیفه به حداکثر رساندن میزان استخراج نفت را به عهده می‌گیرند. در مخازن، نفت می‌تواند از داخل منافذ با توجه به فشار منفذی که دارا می‌باشد به سمت سطح زمین حرکت نماید، در این شرایط استخراج تنها توسط فشار مخزن صورت می‌پذیرد. پس از مدتی بهره‌برداری فشار مخزن کاهش می‌یابد. در چنین مواردی جهت انتقال نفت از فضای متخلخل موجود در مخزن به سطح زمین تکنیکی ویژه لازم است. از طرف دیگر در ابتدای عمر چاه بیشتر سیال تولیدی



شده‌اند بسته به شرایط گاه به صورت پیوسته یا متناوب، به درون ستون سیال درون چاه گاز تزریق می‌شود. تزریق گاز، سیال موجود در چاه را سبک می‌کند و سبب انتقال نفت از طریق رژیم‌های جریان مختلف به سطح می‌شود. یکی دیگر از روش‌های فراآوری استفاده از پمپ‌های الکتریکی درون چاهی است که از طریق تبدیل انرژی جنبشی ایجاد شده توسط شفت‌های موجود در پمپ به انرژی فشاری سبب انتقال نفت به سطح می‌شود [۱]. فراآوری با هوا در سال ۱۹۴۹ میلادی در کالیفرنیا امریکا به منظور استحصال سیال از چاه‌های کم‌بازده در میدان رودخانه کرن استفاده گردید [۲]. در سال ۱۹۶۰ وایل و همکارانش از هوا به منظور فراآوری آب همراه با مقداری نفت در چاه‌های کم‌عمق پنسیلوانیا امریکا استفاده کردند [۳]. کومار و همکاران در سال ۱۹۹۹ از روش فراآوری با هوا برای بالا آوردن نفت میدان نفتی باکو کشور آذربایجان (اتحاد جماهیر شوروی سابق) استفاده کردند [۲]. کارهای مختلفی که در زمینه شبیه‌سازی فرآیند تولید در یک چاه انجام شده که هر کدام فرضیات خاص خود و همچنین محدودیت‌هایی را دارا بوده است. شینتا اولین شبیه‌سازی استخراج نفت توسط سیستم فراآوری با گاز را در سال ۱۹۸۹ انجام داد. متأسفانه کار انجام‌شده یک شبیه‌سازی شبه گذرا بوده چون از معادلات حالت پایا در هر بازه زمانی استفاده شده است [۴]. عبدالوالی و عثمان سلامه در سال ۱۹۹۶ در دانشگاه قاهره سیستم فراآوری با گاز در مخزن نفتی رمضان واقع در میدان نفتی سوئز در کشور عربستان را بهینه‌سازی نمودند و موفق شدند بیش از ۲۰۰۰ بشکه در روز به تولید ۱۷۰۰۰ بشکه‌ای در روز مخزن بیافزایند [۵]. آیت‌اللهی و همکاران در سال ۲۰۰۴ با بررسی فرآیند فراآوری با گاز در میدان نفتی آغاچاری، به این نتیجه رسیدند که در روش فراآوری با گاز تزریق پیوسته کاربرد آسانی دارد و همچنین برای طیف وسیعی از چاه‌ها با شرایط مختلف بسیار مؤثر بوده و مقرون‌به‌صرفه است [۶]. نادر و همکاران در سال ۲۰۰۸، به طراحی مدلی برای بهینه‌سازی فراآوری گاز بر روی یک دکل دریایی پرداخته‌اند. مدل‌های قبلی بهینه‌سازی، فقط چاه و شبکه جمع‌آوری را مورد توجه قرار می‌داد، اما در مدل جدید عملکرد ترکیبی سامانه کلی مورد توجه قرار گرفت که شامل مشخصات ته چاهی، جمع‌آوری، تولید خطوط لوله گاز، تفکیک گرها، کمپرسورها و پمپ‌ها بود. این مدل مخصوصاً زمانی مفید است که برای چاه‌های با سامانه تولیدی پیچیده و زمانی که کمپرسورها دارای محدودیت عملکرد

هستند مناسب است [۷]. اجدو و همکاران در سال ۲۰۲۰، در پژوهش خود به آنالیز گرهی با استفاده از نرم‌افزار پراسپر برای عملکرد، طراحی و بهینه‌سازی چاه پرداختند. آن‌ها برای افزایش تولید در چاه باربر ۱ در دلتای نیجر از سه روش فراآوری مصنوعی شامل فراآوری گاز پیوسته، متناوب و پمپ شناور الکتریکی پرداختند [۸]. اده و همکاران در سال ۲۰۲۳ باهدف مطالعه به دست آوردن حداکثر تولید نفت، از یک میدان نفتی واقع در عراق، به تزریق گاز برای تعیین نرخ بهینه گاز تزریقی پرداختند. پارامترهای مورد بررسی جهت بهینه‌سازی سیستم فراآوری گاز شامل شش متغیر فشار سر چاه، فشار مخزن، برش آب، قطر لوله، فشار لوله‌های جداری و عمق تزریق هستند که همه این متغیرها می‌توانند بر میزان تولید نفت تأثیر بگذارند. آن‌ها در پژوهش خود یکی از این متغیرها یعنی برش آب را در نظر گرفتند. تجزیه و تحلیل توسط نرم‌افزار توسط پراسپر انجام شده است. نتایج آن‌ها نشان داد که استفاده از روش‌های فراآوری مصنوعی سبب افزایش تولید می‌شود [۹]. در این مطالعه هدف بررسی اولیه جریان طبیعی در چاه مورد نظر و مقایسه میزان تولید افزایشی حاصل از فراآوری با گاز با نرخ جریان طبیعی چاه و بررسی پارامترهای مؤثر بر افزایش راندمان تولید حاصل از روش‌های فراآوری مصنوعی شامل پمپ ESP و فراآوری با گاز با استفاده از نرم‌افزار Prosper برای ایجاد مدل بهینه چاه و تطبیق آن با داده‌های آزمایش چاه بوده است.

۲. مواد و روش تحقیق

نرم‌افزار جهت مطالعه و شبیه‌سازی جریان سیالات در چاه به کار گرفته می‌شود و به مهندسين مخزن و بهره‌برداری این امکان را می‌دهد که دما و هیدرولیک سیالات را با دقت و سرعت مناسب، در خطوط لوله و چاه پیش‌بینی کنند. میدان آزادگان در جنوب غربی ایران، در ۸۰ کیلومتری غرب اهواز و در نزدیکی شهر سوسنگرد و در مجاورت مرز ایران و عراق قرار دارد. اولین چاه اکتشافی در گستره این میدان نفتی در سال ۱۳۵۵ حفر و مجموعه مخازن عظیم این میدان با حفر دومین چاه در سال ۱۳۷۸ کشف گردید. در ابتدا شرایط تولید طبیعی این چاه شبیه‌سازی شده و سپس با در نظر گرفتن پارامترهای بهینه اقدام به شبیه‌سازی روش‌های مختلف فراآوری مصنوعی می‌گردد. اطلاعات مربوط به جریان چاه و شرایط لازم برای انواع روش‌های فراآوری مصنوعی در (جدول ۱) آورده شده است. این اطلاعات مربوط به حالت جریان طبیعی از چاه می‌باشند.





جدول ۱: اطلاعات جریانی چاه و شرایط لازم جهت طراحی فرازآوری مصنوعی [۹]

پارامتر	مقدار	واحد
دبی در شرایط تست	۶۹۵	STBD
فشار سرچاه در شرایط تست	۳۱۱	psia
چوک ساینز	۳۲	64/1 in
حداقل فشار سرچاه حاصله فرازآوری مصنوعی	۴۰۰	psig
حداقل نرخ سرچاه حاصله فرازآوری مصنوعی	۱۲۰۰	STB/D
شاخص بهره‌دهی	۰/۸۲	STBD/psi
چگالی ویژه گاز	۰/۷	Air = 1
فشار گاز تزریقی	۲۰۰۰	psig
نرخ گاز در دسترس برای تزریق	۱	MMSCFD
حداکثر عمق تزریق گاز	۲۴۰۰	m
عمق نصب پمپ ESP	۲۴۰۰	m

اطلاعات مربوط به خواص سیال مخزن در (جدول ۲) آورده شده است.

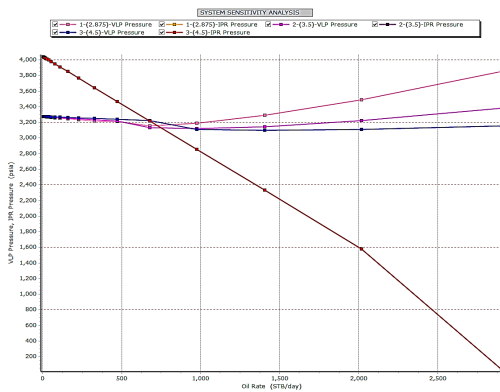
جدول ۲: اطلاعات سیال مخزن مورد مطالعه [۹]

پارامتر	مقدار	واحد
دمای مخزن	۲۰۵	°F
فشار اشباع	۱۰۹۰	Psia
ضریب انبساط گرمایی متوسط در فشار ۵۰۰۳ پام و دمای ۶۸/۶ تا ۲۰۵ درجه فارنهایت	۰/۰۰۰۴۵	°F ⁻¹
ضریب انبساط حجمی متوسط نفت	۰/۰۰۰۰۰۷۷۲	Psi ⁻¹
عمق میانی مشبک‌ها	۳۲۷۰-۲۶۹۶	m
فشار مخزن در مشبک‌ها	۴۰۲۹	Psia
دمای مخزن در مشبک‌ها	۲۰۵	°F
GOR	۲۹۲/۰۹	SCF/STB
دانسیته کل گاز حل شده در نفت	۱/۶۰۲۸	g/cc
ضریب انبساط حجمی نفت در فشار اشباع	۱/۲۵۴۳	bbI/STB
دانسیته نفت در فشار اشباع	۰/۸۰۹۷	g/cc
درجه API نفت باقی‌مانده	۲۰/۱۴	°API
ویسکوزیته نفت در فشار اشباع	۲/۸۶۵۰	cp
ضریب انبساط حجمی نفت در فشار ۴۶۰۰ پام	۱/۲۱۷۸	bbI/STB
دانسیته نفت در فشار ۴۶۰۰ پام	۰/۸۳۰۹	g/cc
ویسکوزیته نفت در فشار ۴۶۰۰ پام	۵/۱۱۲۸	cp

۳. بررسی نتایج

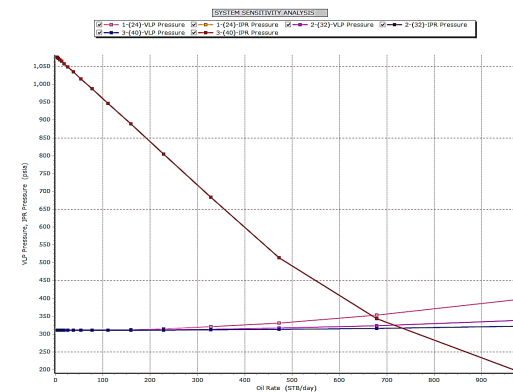
گاز خیلی سریع در طول لوله حرکت و نفت عقب می‌ماند. این پدیده ممکن است باعث کشته شدن چاه شود.

در ابتدا اطلاعات مربوط به مشخصات سیال تولیدی، هندسه و نوع تکمیل چاه را وارد می‌کنیم. در ادامه لازم است که اطلاعات خواص سیالات جهت ساخت مدل نفت سیاه برای هر کدام از فازها وارد شود. در این مرحله تأثیر سایز چوک را بر روی سیستم تولید طبیعی مورد بررسی قرار می‌دهیم. چوک سایزهای ۲۴/۶۴، ۳۲/۶۴ و ۴۰/۶۴ اینچ را در نظر می‌گیریم. نمودارهای رابطه عملکرد چوک و عملکرد فشار سرچاه را برای مقادیر چوک سایز بالا رسم می‌کنیم. همان‌طور که در (شکل ۳-۵) ملاحظه می‌شود با افزایش چوک از ۲۴/۶۴ به ۳۲/۶۴ شاهد افزایش نرخ تولید چاه هستیم؛ اما زمانی که سایز چوک از ۳۲/۶۴ به ۴۰/۶۴ افزایش می‌یابد به علت افزایش افت فشار تحتانی چاه شیب افزایش دبی کم می‌شود بنابراین می‌توان گفت که چوک سایز بهینه برای این چاه، ۳۲/۶۴ بوده و بزرگ کردن سایز چوک دیگر تأثیر زیادی بر روی افزایش نرخ تولید از چاه نخواهد داشت.



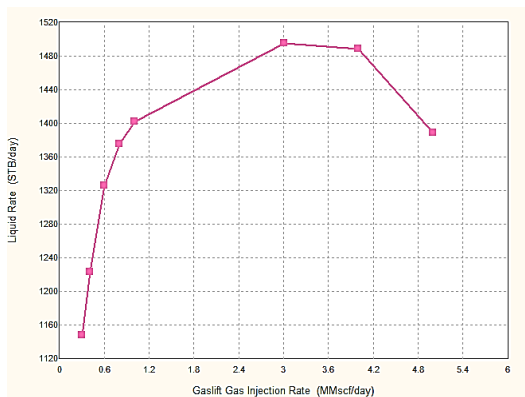
شکل ۲: نمودارهای عملکرد چاه و مخزن برای سایزهای مختلف لوله مغزی در حالت تولید طبیعی

در این مطالعه با توجه به مشخصات چاه آزادگان ۶۲، در این چاه از سیستم تزریق گاز پیوسته استفاده می‌شود. برای تعیین فشار سرچاهی، ابتدا فشار منیفولد تولید را در نظر گرفته سپس این فشار را به افت فشار خطوط لوله تا چوک اضافه می‌کنیم، از آنجایی که فشار قبل از چوک باید حداقل دو برابر فشار بعد از آن باشد تا جریان داخل چوک بحرانی گردد، در نتیجه فشار قبل از چوک ۳۴۰ پام (پوند بر اینچ مربع) می‌شود. ۶۰ پام نیز به‌عنوان حاشیه امنیت فشاری در نظر گرفته و در نهایت فشار سرچاه ۴۰۰ پام در نظر گرفته می‌شود. نرخ گاز تزریقی و فشار گاز تزریقی نیز با توجه به شرایط عملیاتی و در دسترس بودن منبع گاز پرفشار تعیین شده و حداکثر عمق تزریق نیز در نظر گرفته شده است. بعد از انجام شبیه‌سازی با توجه به اطلاعات و فرضیات، نمودار نفت تولیدی برحسب نرخ گاز تزریقی مطابق (شکل ۳) به‌دست آمد. همان‌طور که ملاحظه می‌شود تا نرخ تزریق گاز حدود ۴ میلیون فوت مکعب در روز شاهد افزایش نرخ تولید از چاه هستیم. با افزایش نرخ تزریق گاز بیش از ۴ میلیون فوت مکعب در روز افزایشی در نرخ تولید نفت دیده نمی‌شود؛ زیرا بیشتر حجم ستون چاه را گاز اشغال کرده و نفت کمی همراه گاز تولید می‌شود. همان‌طور که در (شکل ۳) ملاحظه می‌شود، به ازای تزریق گاز یک میلیون فوت مکعب در روز، نرخ نفت تولیدی ۱۵۶۰ بشکه در روز به‌دست می‌آید. با توجه به نرخ مطلوبی که از این چاه انتظار داشتیم (۱۲۰۰ بشکه در روز)، بنابراین می‌توان گفت با استفاده از روش تزریق گاز پیوسته می‌توان به مقادیری بالاتر از نرخ تولید مورد نظر رسید.

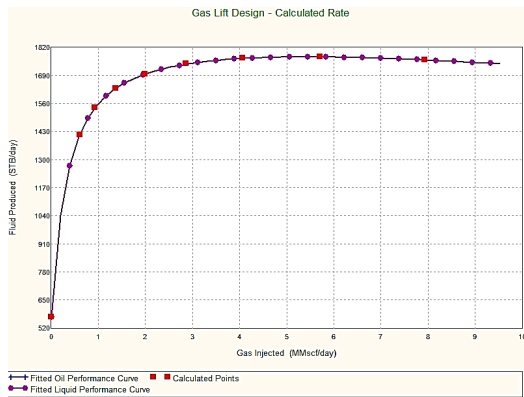


شکل ۱: نمودار رابطه عملکرد چوک و عملکرد سرچاه برای مقادیر مختلف چوک سایز در حالت جریان طبیعی

پارامتر بعدی جهت آنالیز حساسیت، سایز لوله مغزی رانده شده در چاه هست. در اینجا سایزهای عملیاتی مورد استفاده ۷/۸، ۲، ۳ و ۴ اینچ هستند. تأثیر این سایزها در (شکل ۲) نشان داده شده است. با افزایش سایز لوله مغزی، رژیم جریان داخل لوله عوض می‌شود. در واقع زمانی که قطر لوله بیشتر می‌شود، فضای بیشتری برای جریان در دسترس قرار گرفته و افت فشار اصطکاکی در طول مسیر کم می‌شود و در نتیجه آن، نمودار به سمت پایین شیفت کرده و نرخ تولیدی از چاه بیشتر می‌شود. افزایش قطر لوله از یک حدی بیشتر اثری بر روی نرخ تولیدی از چاه نخواهد داشت. افزایش بیش از حد قطر لوله مغزی باعث جدا شدن کامل نفت و گاز از هم شده و به دلیل چگالی کمتر گاز،



شکل ۵: منحنی نرخ نفت تولیدی برحسب نرخ گاز تزریقی در فرآیند تزریق گاز پیوسته



شکل ۳: منحنی نرخ سیال تولیدی برحسب نرخ گاز تزریقی در فرآیند تزریق گاز پیوسته

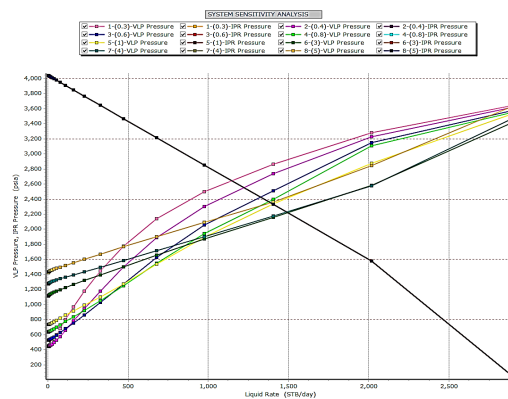
۴. نتیجه‌گیری

در صورتی که تولید طبیعی از چاه به مرور زمان کاهش یابد و این افت تولید ناشی از مشکلات چاه باشد می‌توان با استفاده از روش‌های فراآوری مصنوعی تولید از چاه را به مدت محدودی افزایش داد. جهت شبیه‌سازی روش‌های رایج فراآوری مصنوعی نیاز به شناخت دقیقی از سیال مخزن و ویژگی‌های چاه می‌باشد. در این مطالعه، اطلاعات سیال مخزن از طریق تست‌های آزمایشگاهی گردآوری شد. اطلاعات شامل فشار گاز تزریقی، نرخ گاز در دسترس برای تزریق به کمک پمپ درون چاهی، عمق نصب پمپ و فرکانس برق پمپ می‌باشد. جهت دستیابی به تولید بهینه از طریق تزریق گاز پیوسته در طول ستون چاه مورد بررسی قرار گرفت. نتایج شبیه‌سازی تزریق گاز پیوسته نشان داد که این روش فراآوری می‌تواند نرخ نفت تولیدی فعلی (۶۹۵ بشکه در روز) را به نرخ مدنظر یعنی ۱۲۰۰ بشکه در روز برساند. مکانیزم‌های اصلی که منجر به افزایش تولید نفت می‌شوند شامل: انبساط گاز در طول ستون چاه، کاهش وزن ستون نفت و انتقال نفت توسط گاز در عمق‌های نزدیک سطح هستند.

مراجع:

- [1]. Well Performance, Michael Golan, Curtis H. Whitson, second edition, 1991.
- [2]. Kumar, A., Telang, M. K., & De, S. K. (1999, April). Innovative Techniques to Maintain Production from a Problematic Indian Offshore Field--A Case History. In SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference (pp.

پارامتر بعدی جهت آنالیز حساسیت نرخ گاز تزریقی در ستون نفت چاه است. این آنالیز حساسیت در (شکل ۴) نشان داده شده است. مطابق (شکل ۵) با افزایش نرخ تزریق گاز تا حدود ۳ میلیون فوت مکعب در روز شاهد افزایش نرخ نفت تولیدی هستیم؛ اما اگر بیشتر از ۳ میلیون فوت مکعب گاز تزریق کنیم، نرخ نفت تولیدی کاهش می‌یابد. نکته قابل توجه این است که زمانی که نرخ تزریق گاز از مقدار بهینه (حدود ۰.۳ میلیون فوت مکعب در روز با نرخ تولیدی ۱۲۰۰ بشکه در روز)، ده برابر افزایش می‌دهیم (به ۳ میلیون فوت مکعب) نرخ نفت از ۱۲۰۰ به حدود ۱۵۰۰ بشکه در روز می‌رسد یعنی تولید نفت ۲۵ درصد بیشتر می‌شود. دلیل این امر پایین بودن شاخص بهره‌دهی چاه مورد مطالعه است. در واقع زمانی که فشار ته‌چاهی کاهش می‌یابد، مخزن به‌سختی می‌تواند نفت را به داخل چاه رسانده و تولید را افزایش دهد.



شکل ۴: منحنی عملکرد جریانی چاه برای نرخ‌های مختلف تزریق گاز در فرآیند تزریق گاز پیوسته

SPE-53912). SPE.

- [3]. Mohamed, A.M., Evaluation of PROSPER for modeling long lateral gas well productivity in toe up, toe down, horizontal well geometry. 2014.
- [4]. Nurliana binti Alias, N., A Study Of Production Optimization Using Prosper. 2012.
- [5]. Hari, S., et al., Influence of wellhead pressure and water cut in the optimization of oil production from gas lifted wells. Petroleum research, 2022. 7(2): p. 253-262.
- [6]. Ayatollahi, S., Narimani, M., & Moshfeghian, M. (2004). Intermittent gas lift in Aghajari oil field, a mathematical study. Journal of Petroleum Science and Engineering, 42(2-4), 245-255.
- [7]. Nadar, M.S., et al., Implementation of a Total-System Production-Optimization Model in a Complex Gas-Lifted Offshore Operation. SPE Production & Operations, 2008. 23(01): p. 5-13.
- [8]. Odjugo, T., Baba, Y., Aliyu, A., Okereke, N., Oloyede, L. and Onifade, O., 2020. Optimisation of artificial lifts using prosper nodal analysis for barbra-1 well in Niger delta. Nigerian Journal of Technological Development, 17(3), pp.150-155.
- [9]. Odah, H. A., Hamed, M. J., Reshk, M. S., & Sadeq, D. J. (2023, March). Optimization of gas lift production of oil wells. In AIP Conference Proceedings (Vol. 2651, No. 1). AIP Publishing.



Determining the Optimal Conditions of Choke Size and Gas Injection Rate of Oil Production by Simulator

Fariba khalili^{1*}, Noora Omar Mohammad², Iman Khonsha¹

1. Assistant Professor, Department of Chemical Engineering, Shiraz Branch, Islamic Azad University, Shiraz, Iran
2. M.Sc. Student, Department of Chemical Engineering, Shiraz Branch, Islamic Azad University, Shiraz, Iran

ARTICLE INFO

ORIGINAL ARTICLE

Article History:

Received: 02 September 2024

Revised: 05 October 2024

Accepted: 05 November 2024

Keywords:

Rise up of oil production

Continuous gas injection

Well performance improvement

Two-phase flow simulation

ABSTRACT

With the start of oil production from wells, the pressure will drop over time. If this pressure reduction is not controlled, it will reach below the bubble point and after some time it will cause problems in optimal production. Solving production problems includes two categories: well-oriented and reservoir-oriented. In the well-centered method, installing gas injection valves or a pump inside the well, will increase the production for a longer period of time. In this study, of one of southwestern fields well of the country was investigated and the optimal conditions were simulated with the help of Prosper software. For simulation, the reservoir fluid conditions and the characteristics of the well are necessary. In this study, the information of the reservoir fluid has been collected through laboratory tests. According to the results of continuous gas injection simulation, this extraction method can increase the current rate of oil production from 695 barrels per day to the desired rate of 1200 barrels per day. The main mechanisms that lead to an increase in oil production include the expansion of gas along the well column and the weight reduction of the oil column and the transfer of oil by gas to the surface.

DOR: [20.1001.1.25885251.1403.00.00](https://doi.org/10.1001.1.25885251.1403.00.00)

How to cite this article

F. khalili, N. Omar Mohammad, I. Khonshai, Determining the Optimal Conditions of Choke Size and Gas Injection Rate of Oil Production by Simulator. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2024; 11(2): 8-14. (https://www.ijge.irangi.org/article_723184.html)

* Corresponding Author.

E-mail address: fariba.khalili@iau.ac.ir, (F. khalili).

Available online 30 December 2024

25885-5251/© 2014 The Authors. Published by Iranian Gas Institute.

This is an open access article under the CC BY license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0>)

