

بهبود شرایط تولید برای جلوگیری از پسماند مایع در یکی از چاه‌های گازی عمودی در ایران

محمد دوستی^۱، مسعود بیژنی^{۲*}، همدم مجد تیموری^۱، سجاد سیاسی^{فر}

۱. دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی نفت، دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند، کد پستی ۶۹۹۱-۵۳۳۱۵، تبریز، ایران

۲. گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، (پلی تکنیک تهران)، کد پستی ۱۱۳۴۳۶۱۹۵۱، تهران، ایران

آدرس پست الکترونیک نویسنده مسئول مکاتبات: masoudbijani@aut.ac.ir

مقاله علمی - ترویجی

صفحه ۶۹ - ۷۹

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۵/۲۴

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۳/۰۳

چکیده

پسماند مایع یکی از مشکلات رایج در چاه‌های گازی است که می‌تواند سبب توقف تولید گردد. این پژوهش سعی کرده وقوع این پدیده را در یکی از میادین گاز میعانی خشکی ایران با استفاده از نرم‌افزار پایپسیم بررسی کند. در این پژوهش تشکیل مایعات در مخزن گازی در میدان مورد نظر و رفتار این پدیده در طول تولید از چاه و روش‌های کنترل آن مورد مطالعه قرار گرفته است. نتایج این پژوهش نشان دهنده رخداد پسماند مایع در چاه به علت فشار در مخزن به اندازه ۲۲۰۰ پام می‌باشد، سپس نرخ بحرانی پسماند مایع مقدار ۶/۲ میلیون فوت مکعب توسط نرم‌افزار پایپسیم محاسبه شد و راهکارهای مناسب برای کنترل تولید از چاه و پسماند مایع با استفاده از تغییر قطر لوله و همچنین استفاده از کاهنده جریان بررسی شد که نشان دهنده این بود که استفاده از کاهنده و لوله با قطر مناسب می‌تواند تأثیر مناسبی بر کنترل تولید بگذارد.

کلیدواژه‌ها: پسماند مایع، رژیم‌های جریان عمودی، کاهش تولید گاز، رژیم جریان دوفازی، بهبود تولید؛ نرخ بحرانی پسماند مایعات

۱. مقدمه

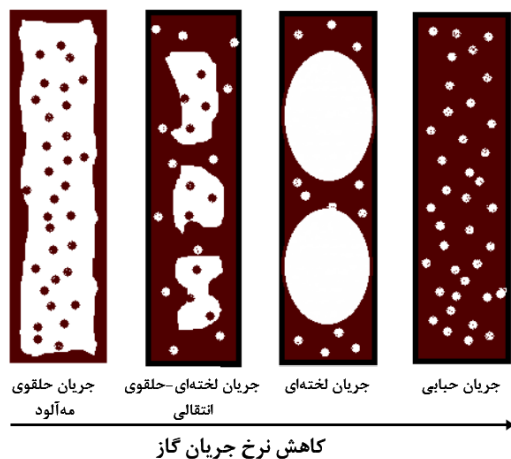
تولید از چاه‌های گازی^۱ حفاری شده در مخازن گاز میعانی، علاوه بر گاز همواره مقداری از مایعات هیدروکربنی و یا آب را به همراه دارد. افت فشاری که پس از مدتی تولید از یک مخزن گاز میعانی^۲ در آن به وجود می‌آید، سبب می‌شود تا مایعات هیدروکربنی در مخزن تشکیل شده و این مایعات همراه گاز تولیدی مسیر چاه را طی کنند و به سمت سطح زمین حرکت کنند. با ادامه این روند و باگذشت زمان، این مایعات تمام طول چاه را در برمی‌گیرند و سبب توقف تولید گاز از چاه می‌شوند؛ بنابراین نیاز است تا نرخ تولید گاز به قدری باشد تا توانایی

3. Liquid Loading

1. Gas Wells

2. Gas Condensate Reservoir

دارد، با این حال تأثیرات مایع در این نوع رژیم جریان غیرقابل صرف نظر کردن است. با ادامه کاهش نرخ جریان و کاهش سرعت گاز، جریان لخته‌ای^۴ در مسیر جریان دوفازی به وجود می‌آید. در این حالت جریان مایع، کسرهای بیشتری از مسیر جریان را اشغال می‌کند و فاز گاز به صورت لخته‌ای در مسیر جریان قرار می‌گیرد. با ادامه این روند و کاهش بیشتر نرخ گاز و سرعت گاز، رژیم جریانی دوفازی حبابی در مسیر جریان شکل می‌گیرد که در این حالت فاز مایع کاملاً به صورت پیوسته تمام مسیر را اشغال کرده و حباب‌های ریز گاز به صورت پراکنده در آن یافت می‌شود. در این حالت افت فشار به وجود آمده ناشی از جریان مایع است و به دلیل اختلاف چگالی فازها و وجود پدیده لغزش، سرعت حرکت دو فاز متفاوت می‌باشد. این نوع رژیم جریان نشان‌دهنده رخداد پسماند مایع در یک چاه گازی است [۵] و [۶].



شکل ۱: انواع رژیم‌های جریان دوفازی مایع و گاز به وجود آمده در یک مسیر عمودی مانند یک چاه گازی [۴]

ترنر و همکاران (۱۹۶۹) اولین پژوهشگرانی بودند که پدیده پسماند مایع را مورد بررسی قرار دادند. آن‌ها مدلی را برای پیش‌بینی سرعت بحرانی تولید گاز از یک چاه گازی و نیز نرخ بحرانی تولید ارائه دادند؛ به عبارت دیگر تا زمانی که سرعت و نرخ تولید گاز از مقدار بحرانی مورد نظر بالاتر باشد، چاه از رخداد پدیده پسماند در امان خواهد بود. در ادامه نیز کولمن و همکاران (۱۹۹۱)، لی و همکاران (۲۰۰۱)، گوئو و همکاران (۲۰۰۶) و ایکپکا و همکاران (۲۰۱۸) مدل‌هایی را برای پیش‌بینی نرخ بحرانی تولید گاز از چاه ارائه کردند تا از وقوع

چاه‌های گازی است که سبب کاهش تولید و در نهایت توقف تولید می‌شود [۱]؛ بنابراین نیاز به تجهیزات و روش‌هایی برای رفع این مشکل احساس می‌شود که البته می‌تواند هزینه‌ها و خسارات جبران‌ناپذیری را برای صنعت به همراه داشته باشد [۲]. یکی از مواردی که هنگام ایجاد پسماند مایعات حائز اهمیت است، رژیم جریان دوفازی مایعات هیدروکربنی و گاز به وجود آمده در چاه است. در این مورد می‌توان گفت پسماند مایع رایج‌ترین مشکلی است که در چاه‌های گازی در زمان تولید رخ می‌دهد و ممکن است جریان نامنظم لخته‌ای را در چاه ایجاد شود؛ بنابراین برای درک اثرات مایعات تولیدی در یک چاه گازی لازم است تا برهمکنش مایع و گاز را در شرایط جریانی بشناسیم [۳]. برای آشنایی با نحوه تغییرات افت‌های فشاری که عامل تغییرات سرعت گاز و مایعات همراه آن است، باید از نحوه تغییرات رژیم‌های جریانی که در واقع تعیین‌کننده مقدار تأثیر و میزان افت فشار می‌باشد آگاهی کامل داشته باشیم. رژیم جریان دوفازی با سرعت فازهای گاز و مایع و نیز مقادیر نسبی از گاز و مایع در هر نقطه معین از مسیر تعیین می‌شود. با توجه به رژیم جریان دوفازی پسماند مایع را می‌توان این‌گونه تعریف نمود که در چاه‌های گازی پس از مدتی از تولید گاز، افت فشار صورت گرفته و در اثر تغییر رژیم جریانی از حالت مه‌آلود^۱ به حالت حبابی^۲ در یک جریان دوفازی گاز و مایع، کسر حجمی مایعات موجود در مسیر جریان گاز بیشتر شده و سبب غلبه نیروی مایعات بر گاز می‌شود و در نهایت کاهش تولید و جمع شدن مایعات در طول چاه رخ خواهد داد. (شکل ۱) انواع رژیم‌های جریان دوفازی گاز و مایع که در یک مسیر عمودی مانند یک چاه گازی ممکن است رخ دهد را نشان می‌دهد [۴]. با توجه به این شکل می‌توان دریافت که در زمان‌های اولیه تولید از یک چاه گازی حفاری شده در یک مخزن گاز میعانی، رژیم جریان به صورت ترکیبی از رژیم‌های حلقوی^۳ و مه‌آلود است. در این شرایط فاز گاز به صورت پیوسته در میانه مسیر قرار می‌گیرد و فاز مایع به صورت پیوسته بر روی دیواره‌های مسیر شکل می‌گیرد. تحت این شرایط تغییرات فشار سیال عموماً توسط فاز گاز کنترل می‌شود و از تأثیرات فاز مایع چشم‌پوشی می‌شود. با کاهش سرعت گاز و یا کاهش نرخ جریان تولیدی رژیم جریان دوفازی به حالت انتقالی تغییر می‌کند. در این شرایط همچنان فاز گاز به‌عنوان فاز پیوسته در نظر گرفته می‌شود و جریان گاز تأثیر بیشتری بر افت فشار

1. Mist Flow
2. Bubble Flow
3. Annular Flow
4. Slug Flow

این پدیده در چاه‌های گازی جلوگیری کنند. در واقع آن‌ها کار ترنر و همکاران را هر یک به نحوی برای منطقه‌ای و شرایط خاص از تولید، تصحیح و گسترش دادند [۷ و ۸]. همچنین با گذشت زمان و گسترش استفاده از علوم داده در صنایع نفت و گاز، تحقیقات به سمت استفاده از علم یادگیری ماشین برای مدل‌سازی و پیش‌بینی شرایط تولید پیش رفت. بدین منظور سید و همکاران (۲۰۲۱) مروری بر ادبیات گذشته تحقیقات بین سال‌های ۲۰۱۸ تا ۲۰۲۰ میلادی در زمینه تخمین عملکرد تولید گاز شیل با توسعه مدل‌های مبتنی بر یادگیری ماشین انجام دادند. سپس معادلات، پارامترهای ورودی و کلیدی را برای توسعه مدل‌های هوشمند مشخص نمودند. نتایج کار آن‌ها نشان داد که اکثر مدل‌های توسعه یافته در یادگیری ماشین قادر به پیش‌بینی رفتار تولید مخازن گاز شیل بر مبنای داده‌های ورودی بالا است. همچنین آن‌ها مشخص کردند با ادغام نتایج چاه‌ها، طراحی تکمیل بهبود یافته، مشخصه مخزن دقیق‌تر و عمیق‌تر، میانگین قرارگیری نیرو در هر مرحله در تکنیک شکست هیدرولیکی به‌طور مؤثرتری توسعه می‌یابد و مدل قابل اعتماد می‌تواند عملکرد تولید مخازن گاز شیل را با راندمان، دقت و دقت بیشتر پیش‌بینی کند [۹]. در ادامه ابولیمین و همکاران (۲۰۲۳) پیش‌بینی تجمع مایعات را با استفاده از نرم‌افزاری بر پایه الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات، الگوریتم ژنتیک، شبکه‌های عصبی مصنوعی، شبکه عصبی بیزین انجام دادند. نتایج کار آن‌ها نشان داد مدل مبتنی بر نرم‌افزار شبکه عصبی مصنوعی با دقت شبیه‌سازی شده به ترتیب ۹۳ و ۹۲ درصد برای داده‌های آزمایشی و آموزش دیده شده، بهتر از مدل داده محور بهینه‌سازی ازدحام ذرات با دقت حساسیت شبیه‌سازی شده ۹۲ و ۸۳ درصد عمل می‌کند و همچنین از مدل‌های مبتنی بر داده الگوریتم ژنتیک با دقت شبیه‌سازی شده ۸۹ درصد و ۸۳ درصد نیز عملکرد مناسب‌تری دارد. همچنین شبکه عصبی بیزین نیز با دقت شبیه‌سازی ۷۷ و ۷۳ درصد برای داده‌های آموزش و آزمایش، به‌عنوان یک مدل قوی در نظر گرفته شد [۱۰]. پس از این نیز چوماش و همکاران (۲۰۲۳) رویکردی ترکیبی بین مدل‌سازی مبتنی بر فیزیک و تجزیه و تحلیل آماری یادگیری ماشین ارائه دادند. نویسندگان از یک الگوریتم ML تصفیه شده به نام XGBoost (تقویت گرادیان شدید) استفاده کردند تا یک روش کامل جدید در مورد چگونگی تشخیص چاه با مشکلات پسماند مایع و پیش‌بینی سرعت بحرانی گاز تولیدی از یک چاه را ایجاد کنند. نتایج کار آن‌ها نشان داد که مدل XGBoost

به‌خوبی با پارامترهای بهینه شده در تشخیص وضعیت چاه و پیش‌بینی شروع تجمع مایعات و نیز تخمین سرعت بحرانی گاز، کارآمد است. نتایج نشان داده‌شده در تحقیق ایشان ثابت می‌کند که مدل و روش توسعه‌یافته در صورت استفاده صحیح توسط مهندسان، نتایج بهتری در تشخیص درست وضعیت چاه می‌دهد [۱۱].

بنابراین با توجه به اهمیت استفاده از منابع نفت، گاز و انرژی و صرفه اقتصادی این منابع برای ایران و نیز وجود میادین بزرگ گازی و نیز گاز میعانی در مناطق مختلف ایران و اهمیت حفاری و تولید بدون مشکل از این میادین و مخازن گازی، نیاز است تا مشکلات احتمالی برای عملیات‌های مختلف از جمله عملیات تولید از یک چاه گازی شناسایی شود؛ بنابراین در این تحقیق قصد داریم تا با استفاده از نرم‌افزار پایسیم^۱ که یکی از نرم‌افزارهای شرکت شلمبرژر در زمینه مهندسی تولید و بهره‌برداری است، وقوع این پدیده را در یکی از میادین گاز میعانی ایران بررسی کنیم و جنبه‌های مختلف مؤثر بر روی این پدیده را شناسایی کنیم تا بتوان از رخداد این مشکل در یک چاه گازی جلوگیری به عمل آورد و بتوان تولید مؤثر و مستمری را از یک چاه گازی داشته باشیم. از طرفی همان‌طور که اشاره شد در صورتی که این پدیده در یک چاه گازی رخ دهد، علاوه بر کاهش تولید، روش‌های حذف و مهار این مایعات از یک چاه می‌تواند هزینه‌های زیادی در برداشته باشد و همچنین زمان زیادی را صرف نماید؛ بنابراین در این تحقیق قصد داریم تا راهکارهای مؤثر پیشگیری تجمع مایعات را با استفاده از نرم‌افزار ذکر شده بررسی کنیم و بتوانیم این پدیده را در میدان گازی مورد نظر کنترل کنیم.

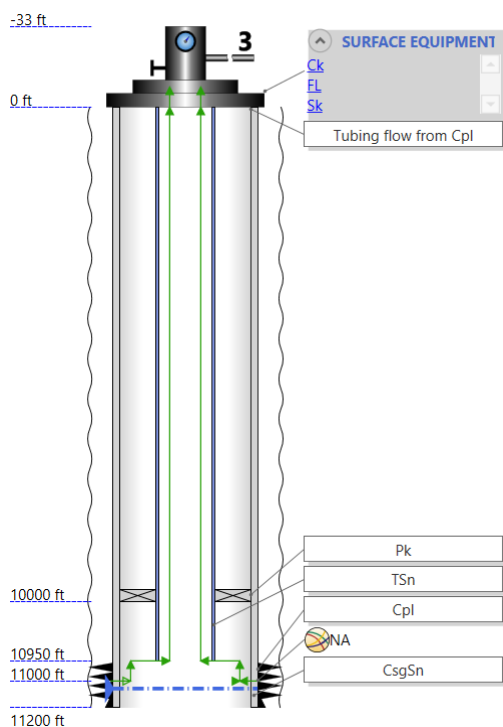
۲. شرح پژوهش

در این پژوهش با استفاده از نرم‌افزار پایسیم نسخه سال ۲۰۲۰ میلادی ارائه شده توسط شرکت شلمبرژر، پسماند مایع را در یکی از میادین گازی ایران مورد شبیه‌سازی و بررسی قرار گرفت. با در دست داشتن اطلاعات و داده‌های مورد نیاز شرایط مخزن، چاه تولیدی و لوله مغزی مورد استفاده در چاه مورد نظر شبیه‌سازی برای هدف مورد نظر انجام گرفت. اطلاعات ورودی به نرم‌افزار از یکی میادین گازی ایران به نام میدان هما جمع‌آوری گردید؛ بنابراین اطلاعات یک حلقه چاه عمودی گازی حفاری و تکمیل شده در این میدان که در جنوب استان فارس قرار دارد به‌عنوان داده‌های ورودی نرم‌افزار در نظر گرفته شد و شبیه‌سازی و بهبود شرایط تولید گاز از یکی از ۱۶ حلقه

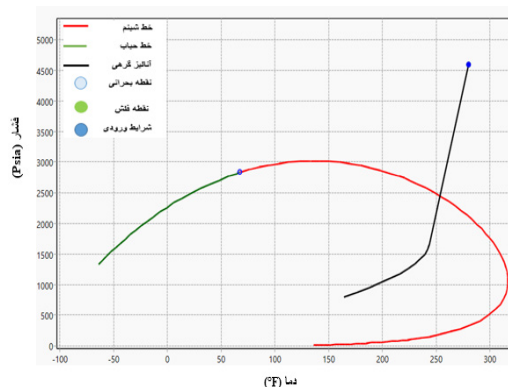
1. Pipesim Software



فشار بیشتر در مخزن که می‌تواند ناشی از تولید از آن باشد، وضعیت مخزن از حالت تک فاز گاز به یک مخزن دوفازی گاز و مایع هیدروکربنی تغییر خواهد کرد؛ بنابراین می‌توان دریافت که مایعات هیدروکربنی در مخزن گازی موردنظر تشکیل شده و با تولید از چاه این مایعات به‌طرف چاه حرکت خواهند کرد.



شکل ۲: شماتیک درون چاهی هما A- در نرم‌افزار پاپسیم



شکل ۳: منحنی فازی فشار-دمای مخزن گازی موردنظر

۳-۲. بررسی تجمع مایعات در چاه هما-A

(شکل ۴) منحنی آبی عملکرد جریان درونی (مخزن) را نسبت به منحنی قرمز که بیان‌کننده عملکرد جریان خارجی (چاه یا لوله مغزی^۱) است را نشان می‌دهد. مطابق این

چاه حفاری شده در این میدان، در این تحقیق مورد بررسی قرار گرفت. میدان گازی هما به همراه میادین گازی تابناک، شانول و وراوی چهار میدان فعال منطقه عملیاتی پارسین به حساب می‌روند که در مجاورت شهرهای پارسین، لامرد، خنج و مهر قرار گرفته است. ویژگی‌های سیال که به‌عنوان ورودی برای شبیه‌سازی مورد استفاده قرار می‌گیرد در (جدول ۱) آورده شده است. از جمله مواردی که در این تحقیق توسط این نرم‌افزار بررسی گردید؛ می‌توان به بررسی تشکیل مایعات هیدروکربنی در چاه، شرایط حرکت مایعات در طول چاه، اندازه مناسب لوله مغزی تولیدی و فشار تولیدی سر چاهی مناسب اشاره نمود. همچنین با توجه به این موارد می‌توان با استفاده از این نرم‌افزار، بهینه‌ترین عنصر مناسب تولید را انتخاب نمود تا از تجمع مایع در یک چاه گازی قبل از آغاز تولید و با استفاده از بهینه‌ترین ابزار و شرایط تولید، جلوگیری کرد.

جدول ۱: ویژگی‌های سیال چاه هما-A

	Name	Moles	Mole fraction
		mol	%
1	Water	0	
2	Methane	78	78
3	Ethane	8	8
4	Propane	3.5	3.5
5	Isobutane	1.2	1.2
6	Butane	1.5	1.5
7	Isopentane	0.8	0.8
8	Pentane	0.5	0.5
9	Hexane	0.5	0.5
10	C7+	6	6

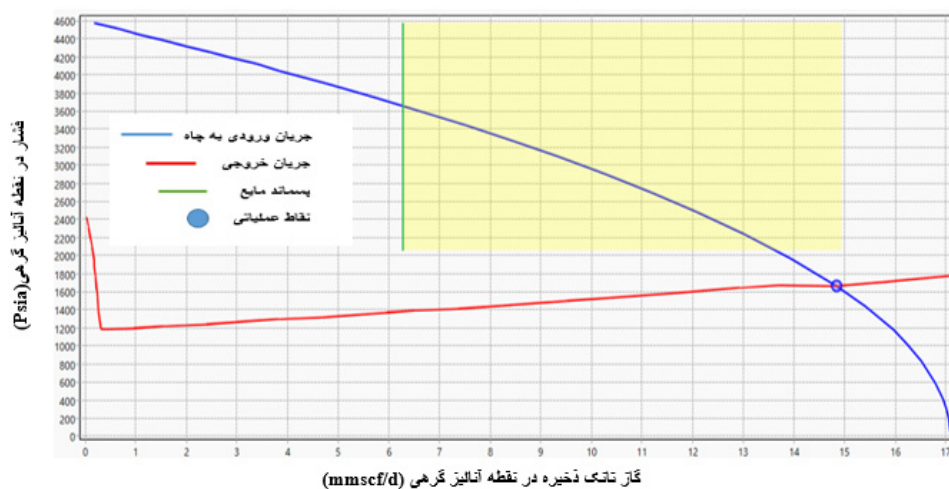
۳. نتایج و بحث

۳-۱. بررسی تشکیل مایعات هیدروکربنی در مخزن

در ابتدا چاه موردنظر با توجه به خصوصیات مخزنی و سیالاتی در شبیه‌ساز چند فازی جریان پایدار پاپسیم شبیه‌سازی نموده و سپس حساسیت سنجی بر روی پارامترهایی که بر میزان پسماند مایع و در نهایت تولید اثرگذار هستند، انجام گرفت. ویژگی‌های که برای مدل‌سازی مورد استفاده قرار می‌گیرد در (جدول ۱) آمده است. شماتیک چاه مورد مطالعه در شبیه‌ساز در (شکل ۲) نشان داده شده است. (شکل ۳) منحنی فازی فشار و دمای مخزن گازی موردنظر را نشان می‌دهد. همان‌طور که از این شکل پیداست، وقتی کاهش فشار در مخزن رخ می‌دهد در نهایت سبب شکل‌گیری اولین قطرات مایع در مخزن خواهد شد. با ادامه این روند و افت

شکل می‌توان نقطه دبی عملیاتی را نیز از تقاطع دو منحنی عملکرد مخزن و چاه دریافت کرد. همچنین نکته قابل ذکر وضعیت دبی تولیدی پسماند مایع در این چاه گازی حفاری شده در مخزن موردنظر است. همان‌طور که پیداست نرخ بحرانی جهت عدم تجمع مایعات در این چاه گازی مقدار ۶ الی ۷ میلیون فوت مکعب در روز است. قسمت مشخص شده زرد رنگ در شکل نشان‌دهنده وضعیت تولید ایمن برای عدم تشکیل پسماند در چاه است. مطابق پیش‌بینی نرم‌افزار در صورتی که نرخ تولید گاز از نرخ بحرانی پیش‌بینی شده مقدار کمتری داشته باشد، مایعات در چاه تجمع خواهند

کرد و نیروی مایعات بر نیروی مولکول‌های گاز غلبه خواهد کرد. لازم به ذکر است که نرم‌افزار پاپسیم پیش‌بینی نرخ بحرانی را با استفاده از روابط توسعه داده شده توسط ترنر و همکاران انجام می‌دهد؛ بنابراین با توجه به آنالیز گره‌ای انجام شده مانند (شکل ۳)، می‌توان وضعیت نرخ تولید ایمن موردنظر جهت عدم تشکیل پسماند مایع را با نرخ تولید طبیعی چاه و نرخ تولید تنظیم شده توسط مهندسی بهره‌برداری در هر چاه و مخزن گازی بررسی نمود. خط سبز رنگ در این شکل نرخ بحرانی تجمع مایع در چاه را نشان می‌دهد.

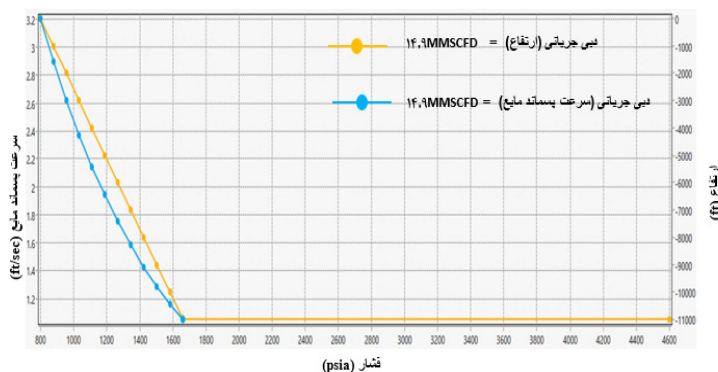


شکل ۴: وضعیت منحنی‌های عملکرد مخزن و چاه نسبت به یکدیگر و همچنین نرخ تولید طبیعی از چاه و مخزن

در ادامه نتایج حاصل از شبیه‌سازی با نرم‌افزار، (شکل ۵) منحنی زرد رنگ تغییرات فشار را از مخزن تا دهانه چاه و از دهانه چاه تا سطح زمین نشان می‌دهد. همچنین منحنی آبی رنگ سرعت حرکت مایعات هیدروکربنی تشکیل شده که از مخزن گازی موردنظر به چاه رسیده‌اند را نشان می‌دهد. سرعت حرکت مایعات در طول چاه با رسیدن به سطح زمین افزایش پیدا می‌کند و این نشان‌دهنده دبی مناسب تولید برای چاه موردنظر است که می‌تواند مایعاتی که در مخزن و در نتیجه افت فشار مخزن ایجاد شده‌اند و به چاه رسیده‌اند را با نرخ تولید مناسب از چاه خارج کنند. با این حال افت فشار شدید در مسیر رسیدن سیال مخزن به دهانه چاه رخ می‌دهد که می‌تواند عاملی برای تشکیل بیشتر قطرات مایع و ایجاد نیروی بیشتر برای حرکت این میعانات به طرف چاه باشد. افت فشار ایجاد شده می‌تواند

باعث به وجود آمدن نیرویی به نام پس‌فشار شود. در نتیجه به وجود آمدن این نیرو، مایعات ایجاد شده تمایل دارند تا به سمت پایین چاه حرکت کنند و به مناطق خالی سازند نیز نفوذ کنند؛ بنابراین چرخه‌ای از ایجاد مایعات در مخزن، حرکت آن‌ها به طرف چاه و مجدداً تمایل به سقوط قطرات مایع به سمت انتهای چاه و نفوذ مجدد در مخزن به وجود می‌آید که با ادامه یافتن این چرخه و اشباع شدن مناطق خالی سازند و مخزن از مایعات، تجمع مایعات در چاه نیز شکل می‌گیرد زیرا مایعات دیگر نقطه‌ای را برای نفوذ و جای‌گیری در محیط اطراف خود پیدا نخواهند کرد. همچنین با توجه به (شکل ۵) می‌توان نتیجه گرفت که محاسبه نرخ تولید گاز توسط نرم‌افزار در شرایط تولید طبیعی از مخزن است که در (شکل ۴) به‌عنوان نقطه دبی عملیاتی تعریف گردید.



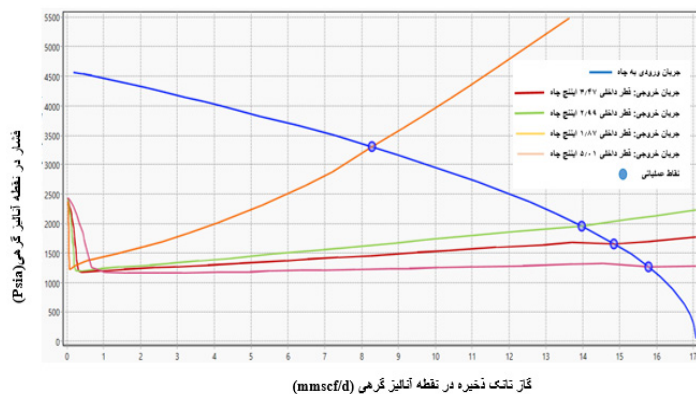


شکل ۵: منحنی‌های سرعت حرکت مایعاتی که به چاه رسیده‌اند در طول چاه به سمت سطح زمین و همچنین تغییرات فشاری ایجاد شده از مخزن تا دهانه چاه و از دهانه چاه به ابتدای چاه گازی موردنظر

۳-۳. بهینه‌سازی تولید از چاه موردنظر

صورت گرفته بر اساس قطر داخلی لوله مغزی را نشان می‌دهد. لوله مغزی تولیدی از چاه در شرایط اولیه قطر داخلی ۳/۴۷۶ اینچ را دارد. می‌دانیم کاهش قطر لوله مغزی سبب افزایش سرعت حرکت سیالات درون آن می‌شود و از طرفی افزایش قطر لوله مغزی با عبور از یک حد مشخص، کاهش سرعت حرکت سیالات درون آن را به همراه دارد. همان‌طور که از (شکل ۶) پیداست، جهت آنالیز حساسیت در این بخش از دو مدل لوله مغزی با اندازه کوچک‌تر نسبت به اندازه اولیه و یک اندازه بزرگ‌تر از اندازه اولیه لوله تولیدی استفاده شده است. اندازه مناسب لوله مغزی مقداری است که بر اساس آن در ابتدا نرخ تولید طبیعی کاهش چندانی نداشته باشد و از طرفی بتوان هزینه‌های موردنظر را نیز کاهش داد. (جدول ۲) نرخ تولید طبیعی برای هراندازه انتخاب شده لوله تولیدی در (شکل ۶) را همراه با دبی بحرانی پسماند مایع نشان می‌دهد؛ بنابراین با توجه به نرخ تولید طبیعی و اختلاف موردنظر با نرخ بحرانی تشکیل پسماند مایع در چاه موردنظر و با توجه به هزینه‌های اقتصادی موردنظر، می‌توان بهترین قطر لوله مغزی جهت تولید از این چاه را انتخاب نمود.

یکی از روش‌هایی که مانع از تشکیل پسماند مایع در چاه می‌شود، استفاده از لوله مغزی با قطر کوچک و بهینه یا در اصطلاح لوله سرعت دهنده می‌باشد. با بکار بردن لوله مغزی با قطر کوچک به علت افزایش سرعت بحرانی پسماند مایع، سرعت جریان گاز افزایش یافته و مایعات راحت‌تر به سطح منتقل می‌گردند. البته باید به این نکته توجه کرد که در چاه‌هایی که دارای لوله مغزی با قطر کم با کوچک‌ترین تجمع فشار به شدت افت می‌کند بنابراین بهینه‌سازی قطر برای جلوگیری از پسماند مایع ضروری است [۱۲ و ۱۳]. پس از تشخیص شرایط تشکیل، تجمع و حرکت مایعات در مخزن و چاه موردنظر، در این بخش از تحقیق بهینه‌سازی تولید از چاه موردنظر با توجه به آنالیزهای حساسیت صورت گرفته در نرم‌افزار پایپسیم بررسی خواهد گردید. بدین منظور با بهینه‌سازی قطر لوله تولیدی و همچنین فشار سرچاهی، شرایط تشکیل پسماند مایع در این چاه بهبود خواهد یافت و اختلاف بین دبی بحرانی ترنر برای تشکیل پسماند مایع، دبی تولیدی از چاه موردنظر در شرایط موردنظر و هزینه‌های اقتصادی موردنظر مقایسه می‌گردند. (شکل ۵) آنالیز حساسیت



شکل ۶: آنالیز حساسیت قطرهای داخلی مختلف لوله مغزی جهت تولید از چاه موردنظر

جدول ۲: مقدار نرخ تولید طبیعی از چاه برای هراندازه لوله مغزی

نرخ تولید طبیعی (میلیون فوت مکعب استاندارد در روز)	قطر داخلی لوله مغزی (اینچ)
۸/۲	۱/۸۷
۱۴	۲/۹۹۲
۱۴/۹	۳/۴۷۶
۱۵/۸	۵/۰۱۲
۶/۳	نرخ بحرانی پسماند مایع در شرایط اولیه

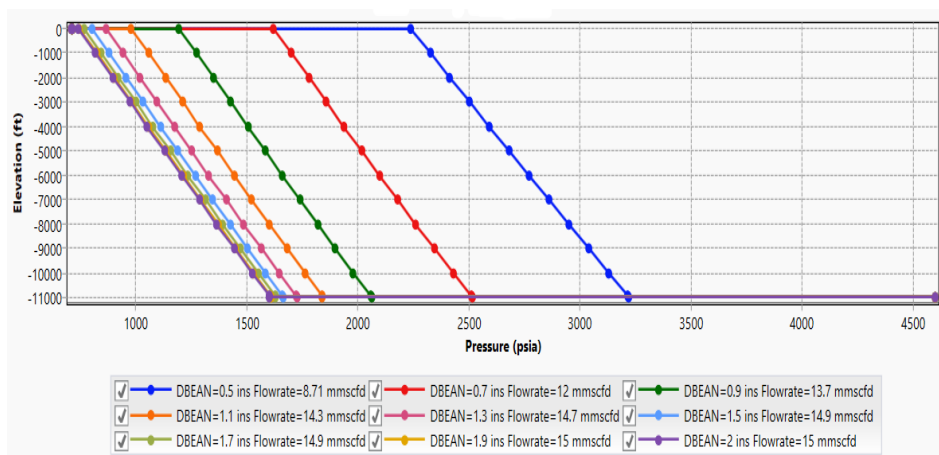
۳-۴. استفاده از کاهنده‌های سرچاهی^۱

کاهنده‌های سرچاهی به منظور کنترل و تنظیم نرخ تولید، محافظت تجهیزات سطحی و خطوط لوله از لخته‌ای شدن جریان، کنترل تولید شن ناشی از نیروی پس فشار و کنترل و اجتناب از تولید آب، مایعات اضافی و پدیده‌های مختلف همچون مخروط شدگی گاز در سرچاه نصب می‌گردند. کاهنده‌های سرچاهی به دو دسته ثابت و متغیر تقسیم می‌شوند. نصب یک کاهنده در سرچاه به معنای تثبیت فشار خروجی چاه است و در نتیجه این تثبیت فشار خروجی از چاه، فشار جریان ته چاه و همچنین نرخ جریان تولیدی از چاه تثبیت می‌شود [۱۴]. هدف از استفاده از کاهنده تسریع جریان از طریق آن است به طوری که شرایط بحرانی یا صوتی در گلوگاه آن حاصل شود. این با افزایش اختلاف فشار در پایین دست و بالادست کاهنده اتفاق می‌افتد. در یک فشار مشخص، دبی جریان از طریق کاهنده برای آن اندازه گلوگاه خاص به حداکثر می‌رسد. هرگونه افزایش بیشتر در اختلاف فشار منجر به افزایش دبی نمی‌شود. فراتر از نقطه‌ای که سرعت افزایش می‌یابد جریان متوقف می‌شود، گفته می‌شود که جریان خفه می‌شود. هنگامی که سرعت سیالی که از نازل عبور می‌کند به عدد ماخ ۱ در گلوگاه برسد، جریان بحرانی می‌شود. هنگامی که این اتفاق می‌افتد، هرگونه اختلالی که در پایین دست به سمت گلوگاه کاهنده رخ می‌دهد، بر جریان ورودی از مخزن تأثیر نمی‌گذارد. دستیابی به جریان بحرانی بسیار سودمند است، زیرا هرگونه تغییری

که ممکن است در تأسیسات پایین دست مورد نیاز باشد یا هرگونه فشار یا اختلال جریان دیگری که ممکن است در پایین دست کاهنده رخ دهد، بر جریان بالادست کاهنده تأثیر نمی‌گذارد. این امر تولید مداوم از چاه را بدون توجه به هر موقعیتی در پایین دست کاهنده تضمین می‌کند؛ بنابراین یکی از روش‌های مؤثر برای کاهش پسماند مایع در چاه‌های گازی طراحی اندازه قطر کاهنده برای مایع زدایی در چاه است [۱۵]؛ بنابراین با شبیه‌سازی در نرم‌افزار پایپسیم ابتدا اندازه ماسوره مناسب برای کاهنده مورد نظر در سرچاه انتخاب گردید. انتخاب این اندازه با توجه به تأمین فشار خروجی در نقطه نهایی (گره) به مقدار مورد نظر پس از طی طولی مشخص از یک خط لوله کاملاً افقی صورت پذیرفت. با شبیه‌سازی مشخص گردید که مقدار مناسب اندازه ماسوره برای این کاهنده جهت تأمین فشار مناسب مورد نیاز خروجی در نقطه نهایی مقدار ۱/۳۲ اینچ می‌باشد. همچنین با توجه به (شکل ۳) مشخص گردید در صورتی که فشار مخزن به مقدار حدود ۲۴۰۰ پام افت پیدا کند، مایعات هیدروکربنی در مخزن شکل گرفته و به سمت چاه گازی حرکت می‌کنند. با توجه به این مورد نیاز است تا از کاهنده‌ای در سرچاه استفاده شود که علاوه بر توانایی تولید با نرخ مناسب، فشر جریان ته چاه را به مقداری افزایش دهد تا با تأثیر برافت فشار مشخص شده در (شکل ۵)، از تشکیل مایعات هیدروکربنی در مخزن و چاه جلوگیری کند. به همین منظور در (شکل ۷)، آنالیز حساسیت برای اندازه ماسوره‌های مناسب کاهنده سرچاهی انجام گرفته است تا مناسب‌ترین اندازه برای کاهنده انتخاب شود و بتوان از تشکیل مایعات هیدروکربنی در چاه با تثبیت فشار جریان ته چاه جلوگیری به عمل آورد. با توجه به (شکل ۷)، انتخاب کاهنده با اندازه کوچک‌تر، شرایط مناسب‌تری را از لحاظ افت فشار برای چاه مورد نظر ایجاد می‌کند. همچنین نرخ تولید گاز به صورت طبیعی از چاه برای هراندازه کاهنده نیز توسط نرم‌افزار محاسبه گردیده است. بنابراین استفاده از اندازه کاهنده کوچک‌تر نرخ تولید را به مقدار قابل توجهی کاهش می‌دهد که می‌تواند به نرخ بحرانی تولید پسماند مایع نزدیک‌تر باشد؛ بنابراین نیاز است تا کاهنده مورد نظر علاوه بر جبران افت فشاری که از مخزن تا دهانه چاه ایجاد می‌شود و همچنین نرخ تولید مناسبی را برای چاه مورد نظر در حالت طبیعی فراهم آورد.

1. Choke

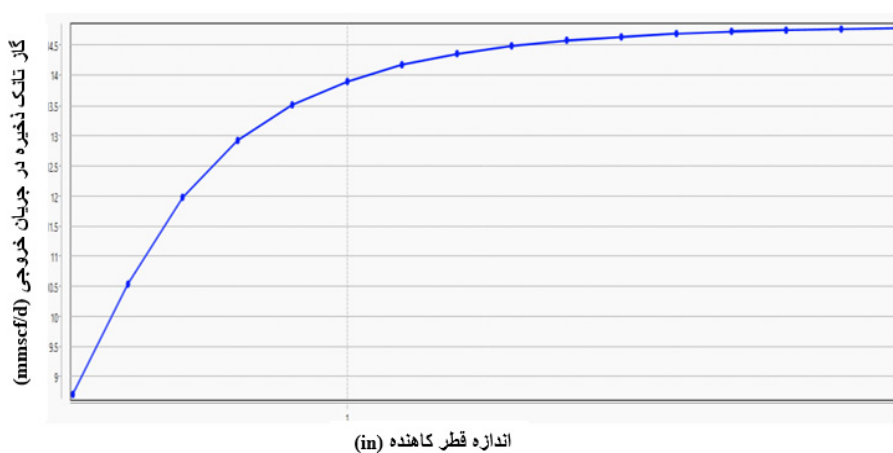




شکل ۷: آنالیز حساسیت اندازه‌های مختلف کاهنده سرچاهی و تأثیر آن بر شرایط فشاری و نرخ تولید از چاه موردنظر

عبور از یک مقدار بحرانی اندازه کاهنده، نرخ جریان تقریباً به مقدار ثابتی گرایش می‌یابد و می‌توان از لحاظ اقتصادی نیز با انتخاب کاهنده دارای اندازه کوچک‌تر، در هزینه‌های موردنظر صرفه‌جویی کرد.

همچنین جهت تعیین بهینه‌ترین نوع کاهنده، انتخاب کاهنده با اندازه مناسب که نرخ جریان مناسبی را داشته باشد اهمیت زیادی دارد. (شکل ۸) نرخ جریان خروجی را بر اساس اندازه کاهنده موردنظر نشان می‌دهد. همان‌طور که پیداست با



شکل ۸: نرخ جریان خروجی از چاه با توجه به اندازه کاهنده

۴. نتیجه‌گیری

زمین، سرعت تجمع مایعات ۲/۲ فوت بر ثانیه افزایش می‌یابد که نشان‌دهنده این است که در دهانه چاه در مخزن سرعت حرکت مایعات به مراتب از ابتدای چاه کمتر است و این اتفاق می‌تواند سبب تجمع مایعات در ته چاه شوند. به‌منظور بهینه‌سازی تولید گاز از چاه و همچنین کاهش هزینه‌های اقتصادی آنالیز حساسیت برای قطرهای مختلف لوله مغزی انجام گرفت. این آنالیز مشخص می‌کند که کاهش قطر لوله مغزی از مقدار اولیه ۳/۴۷۶ اینچ به مقدار ۲/۹۹۲ اینچ علاوه بر این که تأثیر محدودی بر کاهش نرخ تولید از چاه دارد، می‌تواند بر کاهش هزینه‌های صرف شده نیز تأثیرگذار

نرخ بحرانی پسماند مایع در چاه مورد مطالعه توسط نرم‌افزار با توجه به مدل Turner و همکاران در حدود ۶/۲ میلیون فوت مکعب استاندارد روزانه محاسبه گردید. با توجه به نرخ تولید طبیعی از مخزن که مقدار ۱۴/۹ میلیون فوت مکعب استاندارد روزانه را نشان می‌دهد، می‌توان پیش‌بینی نمود تا زمانی که نرخ تولید از چاه کمتر از نرخ بحرانی تجمع مایعات نگردد، مایعات در چاه تجمع نکنند، با این حال ادامه این روند سبب می‌شود تا کسر حجمی مایعات بر گاز غلبه کرده و با گذشت زمان ستون چاه توسط مایعات پر شود. با تولید از چاه از دهانه چاه در مخزن تا ابتدای چاه در سطح

Research & Technology (IJERT), Vol. 8, Issue 06, June 2019.

- [5]. Shu Luo, Mohan Kelkar, Eduardo Pereyra, Cem Sarica, "A New Comprehensive Model for Predicting Liquid Loading in Gas Wells" Paper (SPE 172501) Pear Approved, July 2014.
- [6]. Tural Jafarov, Sami Al-Nuaim, "Critical Review of the Existing Liquid Loading Prediction Models for Vertical Gas Wells." OTC-26526-MS, March 2016.
- [7]. Liu Chang. "Advances in Gas Well Fluid Accumulation Modeling." Academic Journal of Science and Technology 5, no. 1 (2023): 169-178.
- [8]. Princewill Maduabuchi Ikpeka, Michael Onyinyechukwu Okolo, "Li and Turner Modified model for Predicting Liquid Loading in Gas Wells" Journal of Petroleum Exploration and Production Technology (2019) 9: 1971-1993.
- [9]. Fahad I. Syed, Salem Alnaqbi, Temoor Muther, Amirmasoud K. Dahaghi, Shahin Negahban, "mart shale gas production performance analysis using machine learning applications." Petroleum Research, Volume 7, Issue 1, March 2022, Pages 21-31.
- [10]. Kingsley Eromoses Abhulimen, K. E. Abhulimen, and A. D. Oladipupo. "Modelling of liquid loading in gas wells using a software-based approach." Journal of Petroleum Exploration and Production Technology 13, no. 1 (2023): 1-17.
- [11]. Abderraouf Chemmakh, Olusegun Stanley Tomomewo, Kegang Ling, Ahmed Shammari, "Evaluation of Liquid Loading in Gas Wells Using Machine Learning" PETROLEUM ENGINEERING

باشد. برای چاه موردنظر آنالیز حساسیت بر روی کاهنده‌های سرچاهی با اندازه‌های مختلف نشان داد که استفاده از کاهنده با اندازه کوچک‌تر می‌تواند تأثیر بسیار زیادی بر کاهش افت فشار مخزن تا دهانه چاه و شکل‌گیری مایعات در مخزن را داشته باشد، به طوری که کاهنده با اندازه ۰/۷ اینچ شرایط افت فشار را بالاتر از فشار تشکیل ناحیه دوفازی در مخزن قرار می‌دهد. با این حال نرخ تولید از چاه برای استفاده از کاهنده موردنظر نیز باید بررسی گردد. قابل درک است که کاهش اندازه کاهنده باعث کاهش نرخ تولید نیز می‌گردد و افزایش اندازه کاهنده پس از رسیدن به یک مقدار بحرانی، تأثیر چندانی بر افزایش نرخ تولید نخواهد گذاشت؛ بنابراین استفاده از کاهنده با اندازه‌های بین ۰/۷ الی ۰/۹ اینچ می‌تواند نرخ تولید مناسب بین ۱۲ الی ۱۳/۵ میلیون فوت مکعب استاندارد روزانه را در برداشته باشد که بالاتر از نرخ بحرانی پسماند مایع است.

مراجع:

- [1]. Lizda J.Mawarani, Widiyastuti Widiyastuti, and Heru Setyawan. Foams stabilized with silica nanoparticles derived from sodium silicate for gas well liquid unloading. Chemical Papers. 2023 Jan 27:1-0.
- [2]. Mahmoud Hassan Yaqoup, Mustafa Okasha Attijani, Mortada Ahmed Abdalla, Mohammed Hassan Omer, "Prediction of Liquid Loading in Gas Well (A1), and Solve It by Using Velocity String." Sudan University of Science & Technology College of Petroleum Engineering & Technology, Department of Petroleum Engineering, November 2016, pages 1-13.
- [3]. S. Shekhar, M. Kelkar, W. J. Hearn, L.L. Hain, "Improved Prediction of Liquid Loading in Gas Wells." Paper (SPE 186088) Pear Approved, February 2017.
- [4]. Subhashini Sankar, S. Arul Karthi, "Study of Identifying Liquid Loading in Gas Wells and Deliquification Techniques." International Journal of Engineering

STUDENT PUBLICATIONS, Volume 7,
2023.

- [12]. Anton Skopich, Eduardo Pereyra, Cem Sarica, and Mohan Kelkar. "Pipe-diameter effect on liquid loading in vertical gas wells." SPE Production & Operations 30, no. 02 (2015): 164-176.
- [13]. Fitrah Arachman, Kalwant Singh, James K. Forrest, and Monas O. Purba. "Liquid unloading in a big bore completion: A comparison among gas lift, intermittent production, and installation of velocity string." In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, pp. SPE-88523. SPE, 2004.
- [14]. James F. Lea Jr, Lynn Rowlan, "Nodal Analysis: Analyzing Loaded Wells." Gas Well Deliquification (Third Edition), Gulf Drilling Guides 2019, Pages 37-45.
- [15]. Jagmit Singh, Nozzle design and experimental evaluation to mitigate liquid loading in gas wells. Colorado School of Mines, 2018.



Improving Production Conditions to Avoid Liquid Loading In one of the Vertical Gas Wells in Iran

Mohammad Dousti¹, Masoud Bijani^{2*}, Hamdam Majd Teymouri¹, Sajjad Sepasifar¹

1. Department of Petroleum Engineering, Faculty of Oil and Gas Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran
2. Department of Petroleum Engineering, Faculty of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

ARTICLE INFO

REVIEW ARTICLE

Article History:

Received: 24 May, 2023

Revised: 04 July 2023

Accepted: 15 August, 2023

Keywords:

Liquid Loading
Vertical flow regimes
Gas production reduction
Two-phase flow regime
Production improvement
Critical rate of liquid loading

ABSTRACT

Liquid Loading is one of the common problems in gas wells that can cause production to stop. This research has tried to investigate the occurrence of this phenomenon in one of Iran's onshore condensate gas fields using PIPESIM software. In this research, the formation of liquids in the gas reservoir in the target field and the behavior of this phenomenon during production from the well and its control methods have been studied. The results of this research show the occurrence of liquid Loading in the well due to overflow in the reservoir of 2200 psi, then the critical rate of liquid loading of 6.2 million cubic feet was calculated by Pipesim software and the appropriate solutions to control the production from the well and LL It was checked by changing the diameter of the tubing and also using a choke, which showed that the use of a reducer and tubing with the right diameter can have a good effect on production control.

DOR: 20.1001.1.25885251.1402.10.1.5.9

How to cite this article

M. Dousti, M. Bijani, H. Majd Teymouri, S. Sepasifar, Improving Production Conditions to Avoid Liquid Loading In one of the Vertical Gas Wells in Iran. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2023; 10(1): 69 -79. (https://www.ijge.irangi.org/article_707974.html)

* Corresponding Author.

E-mail address: masoubijani@aut.ac.ir, (M. Bijani).

Available online 20 August 2023

2666-5468/© 2021 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>)

