

Research Paper

Determining the Performance of an Iranian Gas Condensate Well using Production Charts using PipeSim Software

Mohammad Karimi Mir¹, Mohammad Amin Gholamzadeh^{2*}, Mohammadreza Asghariganjeh³

1 Department of Engineering, Petroleum and Energy Research Center, Om. C., Islamic Azad University, Omidiyeh, Iran

2 Department of Engineering, Petroleum and Energy Research Center, Om. C., Islamic Azad University, Omidiyeh, Iran

3 Department of Chemistry, Om. C., Islamic Azad University, Omidiyeh, Iran

Use your device to scan and read the article online



Keywords:

Pipesim, Reservoir Performance Graphs, Well Performance, Bottomhole Pressure

Abstract

In this study, well performance charts have been used to analyze the behavior of the reservoir and the well. In this regard, the effect of parameters such as wellhead pressure, bottomhole pressure and gas production rate on the performance of a gas reservoir has been investigated using PipeSim software. The modeling results show that with a daily flow rate of 33 million cubic feet, the static pressure of the reservoir is above the dew point. However, with an increase in the flow rate to 57 and 82 million cubic feet, the static pressure of the reservoir decreases below the dew point and a two-phase flow is created in the well. In this study, the bottomhole pressure has been calculated in the range of 3857 to 3904 pam, the daily gas flow rate between 98 and 112 million cubic feet and the wellhead pressure in the range of 2841 to 2958 pam. At the same time, the results showed that increasing the core pipe diameter from 2.992 to 151.6 inches led to an improvement in the daily gas flow rate from 10 to 100 million cubic feet and also a decrease in bottomhole pressure. The lowest bottomhole pressure, equivalent to 3870 pam, was obtained with a diameter of 151.6 inches and the highest bottomhole pressure, equivalent to 4090 pam, was obtained with a diameter of 2.992 inches.

Corresponding author: Mohammad Amin Gholamzadeh

Email: m.a.gholamzadeh@iau.ir

DOI: <https://doi.org/10.82281/jnec.2024.1209553>

مقاله پژوهشی

تعیین عملکرد یک چاه گاز میعانی ایران با استفاده از نمودارهای تولید با استفاده از نرم افزار

پایپسیم

محمد کریمی میر^۱، محمدامین غلامزاده^{۲*}، محمدرضا اصغری گنججه^۳

۱. گروه فنی و مهندسی، مرکز تحقیقات نفت و انرژی، واحد امیدیه، دانشگاه آزاد اسلامی، امیدیه، ایران

۲. گروه فنی و مهندسی، مرکز تحقیقات نفت و انرژی، واحد امیدیه، دانشگاه آزاد اسلامی، امیدیه، ایران

۳. گروه شیمی، واحد امیدیه، دانشگاه آزاد اسلامی، امیدیه، ایران

چکیده

در این پژوهش نمودارهای عملکرد چاه برای تحلیل رفتار مخزن و چاه مورد استفاده قرار گرفته است. در این راستا با استفاده از نرم افزار پایپسیم تأثیر پارامترهایی نظیر فشار سرچاهی، فشار ته چاهی و دبی تولید گاز بر عملکرد یک مخزن گازی مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج مدل سازی نشان می دهد که با دبی روزانه ۳۳ میلیون فوت مکعب، فشار استاتیک مخزن بالاتر از نقطه شبنم قرار دارد. اما با افزایش دبی به ۵۷ و ۸۲ میلیون فوت مکعب، فشار استاتیک مخزن به زیر نقطه شبنم کاهش یافته و جریان دو فازی در چاه ایجاد می شود. در این تحقیق، فشار ته چاهی در بازه ۳۸۵۷ تا ۳۹۰۴ پام، دبی روزانه گاز بین ۹۸ تا ۱۱۲ میلیون فوت مکعب و فشار سرچاهی در محدوده ۲۸۴۱ تا ۲۹۵۸ پام محاسبه شده است. در عین حال نتایج نشان داد که با افزایش قطر لوله مغزی از ۲/۹۹۲ به ۶/۱۵۱ اینچ منجر به بهبود دبی روزانه گاز از ۱۰ به ۱۰۰ میلیون فوت مکعب و همچنین کاهش فشار ته چاهی شد. کمترین فشار ته چاهی، معادل ۳۸۷۰ پام، با قطر ۶/۱۵۱ اینچ و بیشترین فشار ته چاهی، معادل ۴۰۹۰ پام، با قطر ۲/۹۹۲ اینچ به دست آمد.

از دستگاه خود برای اسکن و خواندن مقاله به صورت آنلاین استفاده کنید



واژه های کلیدی:

پایپسیم، نمودارهای عملکرد مخزن، نمودارهای عملکرد چاه، عملکرد چاه، فشار ته چاهی

* نویسنده مسوول: محمدامین غلامزاده

پست الکترونیکی: m.a.gholamzadeh@iau.ir

DOI: <https://doi.org/10.82281/jnec.2024.1209553>

مقدمه

توسعه پایدار و بهره‌برداری بهینه از میادین نفت و گاز از ارکان اصلی صنعت نفت به شمار می‌آید. پیش‌بینی و تخمین دقیق عملکرد مخازن به منظور طراحی و برنامه‌ریزی برای تولید صیانتی اهمیت ویژه‌ای دارد. شبیه‌سازی مخزن و تحلیل عملکرد آن نیازمند دستیابی به اطلاعات دقیق از فشار ته‌چاهی و توزیع جریان در ته چاه است. یکی از روش‌های مرسوم برای بررسی فشار ته‌چاهی، استفاده از روش عملکرد چاه^۱ است. در این روش، با بهره‌گیری از معادلات افت فشار، داده‌های مربوط به فشار سرچاهی به فشار ته‌چاهی تبدیل می‌شوند. عملکرد مخزن با استفاده از نمودارهای IPR و عملکرد چاه از طریق نمودارهای TPR^۲ تعیین می‌شود.

در مخازن گاز میعانی، افت فشار با افزایش تولید جمعی همراه است و پدیده تجمع میعانات گازی نیز پیچیدگی‌های مدیریتی این مخازن را دوچندان می‌کند. در این مخازن با افت فشار مخزن، سرعت جریان گاز کاهش می‌یابد. زمانی که سرعت گاز به مقدار بحرانی برسد، میعانات گازی در چاه شروع به تجمع می‌کنند. این پدیده که به انباشت میعانات گازی شناخته می‌شود، باعث افزایش فشار ته‌چاهی، کاهش نرخ تولید گاز و در نهایت توقف تولید از چاه می‌شود [۱-۲]. در گذشته، از معادلات استاندارد قابلیت تحویل‌دهی (IPR) برای تخمین عملکرد مخازن گاز خشک استفاده می‌شد. اما در مخازن گاز میعانی، تجمع مایعات در دهانه چاه و مخزن دقت این معادلات را کاهش می‌دهد. افت فشار در این مخازن به‌ویژه زیر نقطه شبنم، در سه ناحیه متفاوت رخ می‌دهد: (۱) ناحیه داخلی مخزن: جریان آزاد دو فاز گاز و میعانات (۲) ناحیه میانی مخزن: حضور دو فاز اما جریان فقط در گاز (۳) ناحیه بیرونی مخزن: جریان گاز خالص.

در این شرایط، اصلاح و توسعه معادلات IPR اهمیت بسیاری دارد [۳-۴]. نخستین معادلات IPR توسط گیلبرت معرفی شدند و سپس توسط ووگل و با استفاده از داده‌های تجربی اصلاح شدند. این اصلاحات بعدها توسط فتکوویچ گسترش یافت. در مخازن گاز میعانی، توجه به اصلاح نمودارهای IPR برای درک بهتر تأثیر تجمع میعانات در دهانه چاه ضرورت دارد. موسکات با استفاده از داده‌های تولیدی و PVT شعاع انباشت میعانات را محاسبه کرد. فتکوویچ نیز این پدیده را با مفهوم وابستگی ضریب پوسته به زمان تحلیل کرد. سایر پژوهشگران مانند میلر نیز مدل‌های مشابهی ارائه دادند که تأثیر انباشت میعانات بر نرخ بهره‌دهی را تبیین کردند [۵-۶]. روش‌های پیشرفته محاسبه افت فشار نظیر هاگدون-براون و عزیز از جمله مؤثرترین ابزارها برای بررسی عملکرد مخازن هستند، به‌ویژه روش هاگدون-براون که دقت بیشتری نسبت به سایر روش‌ها دارد.

در این مطالعه، به منظور تحلیل عملکرد مخزن، تعیین نرخ بحرانی تولید و بررسی افت فشار ستون چاه از نرم‌افزار پایسیسم و روش هاگدون-براون استفاده شده است. این تحقیق با شبیه‌سازی‌های انجام شده و در نتیجه فراهم آوردن دیدگاه و درک عمیق‌تر از نحوه عملکرد مخازن گاز میعانی که بدلیل انباشت میعانات در دهانه چاه و درون مخزن تاکنون هیچ شبیه‌سازی جامع و دقیقی در زمینه‌های ذکر شده انجام نشده است، می‌تواند نقش بسزایی در بهبود شرایط تولید در چاه‌های این نوع مخازن داشته باشد.

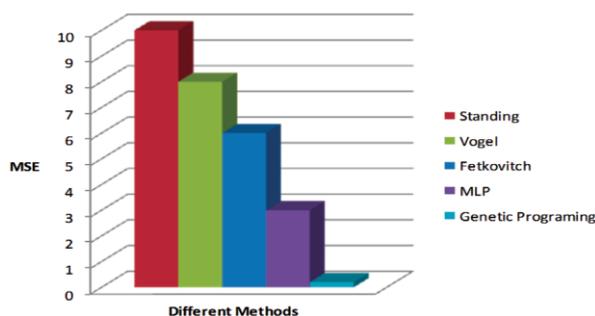
ادبیات تحقیق

ژیانگ و همکاران [۷] مدلی ساده برای پیش‌بینی IPR ارائه دادند. در این مدل، آنها از معادله انتشار به‌صورت ساده‌شده استفاده کرده و با بهره‌گیری از مدل چاه، به روابطی رسیدند که قابلیت سیال‌دهی مخازن را مشخص می‌کرد. برای ارزیابی دقیق‌تر این نرم‌افزار، ابتدا چاه را با دو دبی مختلف و با در نظر گرفتن یک دوره بستن چاه مورد بررسی قرار دادند. نتایج به‌دست‌آمده نشان داد که نرم‌افزار توانایی خوبی در تخمین جریان فشار در حالت گذرا دارد. سپس، با استفاده از نتایج و مدل مخزن و چاه، عملکرد مخزن را تحلیل کردند. نتایج این مدل ساده، به‌ویژه در مقایسه با سایر نرم‌افزارهای مهندسی، نشان‌دهنده دقت بالای آن در تخمین عملکرد مخزن و انحراف کم از نتایج نرم‌افزارهای دیگر بود.

سجادیان و همکاران [۸] مدلی برای پیش‌بینی IPR با استفاده از هوش مصنوعی ارائه دادند. در این تحقیق، آن‌ها از مدل‌های مختلفی همچون مدل‌های فتکوویچ، ووگل و استندینگ بهره بردند و مدل IPR را برای یک چاه با ویژگی‌های خاص شامل تخلخل ۱۹ درصد، تراوایی ۲۴ میلی‌داری، ضخامت لایه تولیدی ۶۰ فوت و شعاع چاه ۰٫۲۵ فوت ارائه کردند. سپس با استفاده از هوش مصنوعی، نتایج حاصله از مدل‌های مختلف را مقایسه نمودند. عملیات داده‌یابی برای هوش مصنوعی با استفاده از داده‌های ۱۶ مدل نرم‌افزاری انجام شد که داده‌های مخزنی مختلفی را پوشش می‌دهند. شکل ۱ خطای مدل‌های مختلف را نشان می‌دهد. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود، مدل هوش مصنوعی ارائه‌شده کمترین خطا را در مقایسه با سایر مدل‌ها دارد و از عملکرد خوبی برای تحلیل عملکرد مخزن و ترسیم IPR برخوردار است.

۱ Inflow performance relationship (IPR)

۲ Tubing performance relationship



شکل ۱ - متوسط خطای مدل های مختلف

قاسم و همکاران [۲] مدلی برای پیش بینی عملکرد مخزن در چاه های دارای ناهمگونی بالا پیشنهاد دادند. آن ها اشاره کردند که اکثر مدل های موجود تنها قادر به تخمین عملکرد مخازن همگن هستند و در شرایط مخازن ناهمگون عملکرد ضعیف تری دارند. به همین منظور، این محققان از مدلی برای مخزن دو لایه با تراوایی متفاوت و مکانیزم غالب گاز محلول استفاده کردند. در این مطالعه، نرم افزار CMG برای شبیه سازی به کار گرفته شد و گرید بندی بر اساس ۱۰۰ گرید انجام شد که در مرکز آن یک چاه قرار داده شده بود. نتایج شبیه سازی نشان داد که مدل ارائه شده برای مخازن ناهمگون دارای اعتبار بالایی است و به دلیل سادگی در عملکرد، قادر به حل مدل با استفاده از داده های دبی تولید بر اساس فشار ته چاه می باشد. علاوه بر این، این مدل قادر است عملکرد مخزن در آینده را پیش بینی کند، که از مزایای این مدل محسوب می شود.

فرجی و همکاران [۹] مدلی برای پیش بینی رفتار تولیدی مخازن گاز میعانی با دمای بالا ارائه کردند. این محققین، مدل های معمولی مخصوص مخازن گاز خشک را اصلاح نمودند و آنها را برای مخازن گاز میعانی که دارای دو فاز گاز و مایع هستند، تطبیق دادند. در این مدل اصلاح شده، داده هایی مانند ویسکوزیته و ضریب فشردگی گازها برای محاسبه IPR به کار گرفته شدند. همچنین برای شبیه سازی این مدل، از نرم افزار پایسیم استفاده شد و نتایج به دست آمده نشان داد که درصد خطای مدل اصلاح شده در مقایسه با IPR گازی حدود ۵/۸ درصد و در مقایسه با IPR گازهای میعانی حدود ۵/۷ درصد است که این درصد خطا در محدوده قابل قبول و معقولی قرار دارد. یکی از مزایای این مدل، به گفته محققین، این است که نیازی به داده های تراوایی نسبی ندارد و همچنین می توان عملکرد مخزن را در دماهای بالا نیز پیش بینی کرد.

روش پژوهش

نرم افزار پایسیم

برای استفاده بهینه از نرم افزار پایسیم لازم است مراحل خاصی انجام شود. ابتدا داده های ورودی از جمله اطلاعات پتروفیزیکی، داده های مخزنی و ویژگی های چاه ها آماده سازی می شوند. در گام بعدی، افت فشار درون چاه با استفاده از روابط مختلف آنالیز شده و نمودارهای گرادیان فشار رسم می شود. پس از آن، داده های مربوط به (PSP)^۱ وارد شده و گرادیان فشار این داده ها نیز نمایش داده می شود. سپس، نمودارهای گرادیان فشار اولیه و داده های PSP با یکدیگر مقایسه شده و رابطه ای که بهترین انطباق را با نقاط اندازه گیری شده دارد، انتخاب می شود. در مرحله بعد، از این روابط برای محاسبه فشار ته چاه استفاده می شود و سپس فشار سر چاه بهینه بر اساس فشار ته چاه متناظر محاسبه خواهد شد. در نهایت، نمودارهای IPR^۲ و TPR^۳ رسم شده و دبی بهینه برای تولید محاسبه می شود.

خواص سیالات مخزن

برای انجام شبیه سازی در این میدان، از داده های خواص سیالات مخزن که به طور خلاصه در جدول ۱ نمایش داده شده است، استفاده گردید. علاوه بر این، ویسکوزیته سیال مخزن برابر با ۰,۴۵ سانتی پویز و درجه گراویتی آن نیز برابر با ۳۶ می باشد.

جدول ۱ - خواص سیالات مخزن

Components	Wt%	Molecular weight
H ₂ S	0.2	34.076
CO ₂	2.2	44.01
N ₂	2	28.013
C ₁	70	16.043

^۱ Pseudo Spontaneous Potential

^۲ Influx Performance Relationship

^۳ Total Performance Relationship

C2	7.2	30.07
C3	2.4	44.079
IC4	0.1	58.124
NC4	0.4	58.112
IC5	0.318	72.151
C5	0.6099	72.151
NC5	0.8882	72.151
C6	0.5975	84
FR1	1.3471	107.34
FR2	0.6483	146.11
FR3	0.5588	222.47

مشخصات چاه

در این مرحله، اطلاعات اولیه مربوط به چاه، که در جدول ۲ به اختصار آمده است، به عنوان ورودی‌های نرم‌افزار مورد استفاده قرار گرفت. علاوه بر این، داده‌های اولیه شامل دبی جریان گاز، فشار ته چاه، فشار سرچاهی، و دمای سرچاهی در عمق ۲۷۲۵ متر نیز مشخص شدند، که این اطلاعات به طور خلاصه در جدول ۳ ارائه شده‌اند. برای شبیه‌سازی افت فشار در این چاه، از مجموعه‌ای از روابط مختلف استفاده شده است که از جمله آنها می‌توان به روابط دانز و رز، گری، انصاری، عزیز، ژاوبر و فوگوراسی اشاره کرد. این روابط جزء روش‌های متداول برای بررسی افت فشار در چاه‌های تولیدی گاز میعانی هستند. در این مدل‌ها، چاه به صورت عمودی در نظر گرفته شده است.

جدول ۲- عمق تجهیزات درون چاهی

Type	Measured Depth (m)
SSSV	309.67
Tubing	2061
Liner	2725

جدول ۳- داده‌های اندازه‌گیری شده در چاه

Depth (m)	Q (mmscf/d)	Pwh (psia)	Twh (F)	Pwf (psia)
2725	82	3440	181.04	4378
2725	57	3525	179.96	4424
2725	33	3624	139.46	4488

داده‌های ورودی

برای شبیه‌سازی چاه در این تحقیق، از داده‌های مربوط به میدان که در جدول ۴ به طور خلاصه آمده است، استفاده شد. فشار اولیه مخزن معادل ۴۵۵۵ پام و دمای آن ۲۱۵ درجه فارنهایت تعیین گردید. در این مطالعه، مدل مخزنی انتخاب شده مدل فتکوویچ است و چاه مورد بررسی به روش مشبک‌کاری تکمیل شده است. عمق اندازه‌گیری‌ها نیز در این تحقیق برابر با ۲۷۲۵ متر می‌باشد.

جدول ۴- داده‌های ورودی به نرم افزار

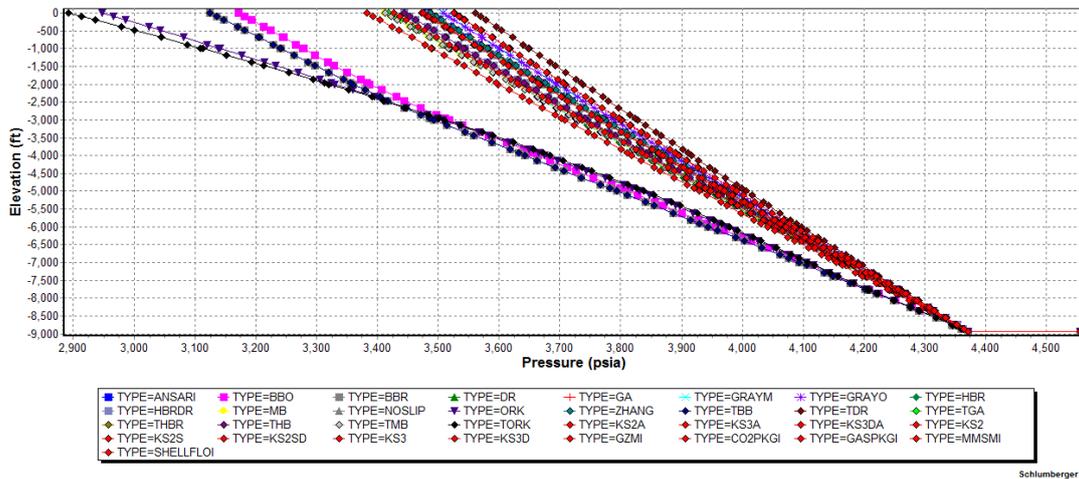
Reservoir pressure (psi)	4555.39
Reservoir temperature (F)	215
Model	فتکوویچ
Completion type	Cased hole
Depth (m)	2725

تجزیه و تحلیل نتایج

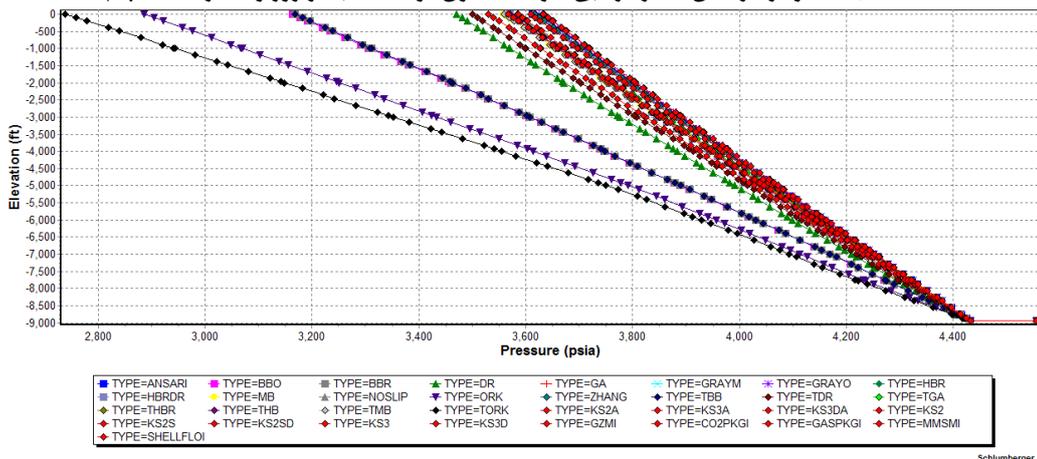
محاسبه فشار سرچاهی

برای تعیین رابطه بهینه محاسبه افت فشار، شرایط مختلف مورد بررسی قرار گرفت و در نهایت بهترین رابطه انتخاب و ارزیابی شد. شکل ۲ نمودار گرادیان فشار را در دبی روزانه گاز معادل ۸۲ میلیون فوت مکعب و فشار سرچاهی ۳۴۴۰ پام نشان می‌دهد. همانطور که از این نمودار پیداست، افت فشار با استفاده از روابط مختلف مورد بررسی قرار گرفته و فشار سرچاهی محاسبه شده در این دبی برابر با ۳۴۴۳/۶ پام می‌باشد. این نمودار نشان می‌دهد که اختلاف فشار محاسبه شده با فشار سرچاهی گزارش شده برابر با ۳/۶ پام است. شکل ۳ نمودار تغییرات افت فشار را در دبی روزانه ۵۷ میلیون فوت مکعب نمایش می‌دهد. در این نمودار، فشار سرچاهی محاسبه شده برابر با ۳۵۷۰/۸ پام است، که تفاوت کمی با فشار واقعی گزارش شده از حفاری‌ها دارد. فشار سرچاهی در این شرایط برابر با ۳۵۲۵ پام می‌باشد. در نتیجه، اختلاف فشار محاسبه

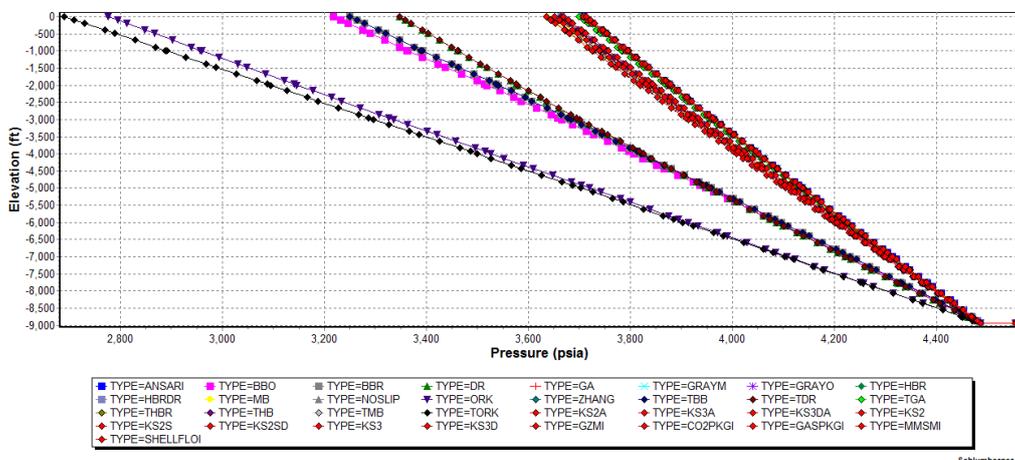
شده ۴۵/۸ پام است. شکل ۴ نمودار تغییرات فشار را در دبی روزانه ۳۳ میلیون فوت مکعب نشان می‌دهد. طبق این نمودار، فشار سرچاهی گزارش شده برابر با ۳۶۲۴ پام است، و فشار سرچاهی محاسبه شده با استفاده از این داده‌ها برابر با ۳۶۶۳/۷ پام می‌باشد. این نمودار نیز نشان می‌دهد که فشار محاسبه شده با اختلافی نسبت به گزارش‌های واقعی همراه است، به‌گونه‌ای که اختلاف فشار محاسبه شده و گزارش شده ۳۹/۷ پام است. نتایج به‌دست آمده نشان می‌دهد که کمترین اختلاف محاسباتی مربوط به دبی روزانه ۸۲ میلیون فوت مکعب است که درصد خطای آن حدود ۰/۱ درصد می‌باشد. بیشترین درصد خطا نیز مربوط به اختلاف فشار در دبی روزانه ۵۷ میلیون فوت مکعب است که حدود ۱/۳ درصد خطا دارد.



شکل ۲- نمودار گرادیان فشار در دبی گاز ۸۲ میلیون فوت مکعب در روز و فشار ۳۴۴۰ پام



شکل ۳- نمودار گرادیان فشار در دبی گاز ۵۷ میلیون فوت مکعب در روز و فشار ۳۵۲۵ پام



شکل ۴- نمودار گرادیان فشار در دبی گاز ۳۳ میلیون فوت مکعب در روز و فشار ۳۶۲۴ پام

تعیین اثر پارامترهای عملیاتی

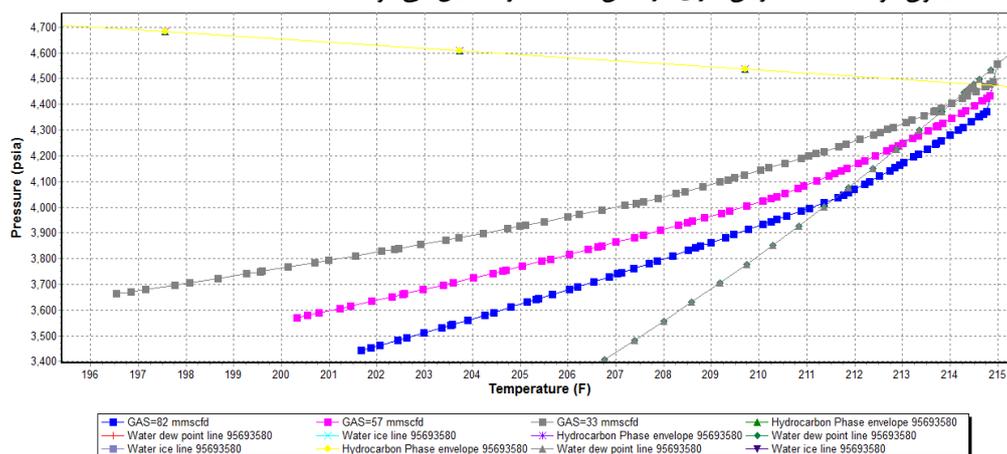
برای بررسی تأثیر پارامترهای عملیاتی مانند ضریب اصطکاک^۱ و فاکتور ایستایی^۲ بر فشار سرچاهی، تغییرات این پارامترها بر فشار سرچاهی مورد ارزیابی قرار گرفت. همانطور که از جدول ۵ مشخص است، تغییرات این دو پارامتر تأثیری بر محاسبه فشار سرچاهی نداشته و فشار سرچاهی تحت تأثیر این عوامل قرار نمی‌گیرد.

جدول ۵- اثر پارامترهای مختلف بر روی فشار سرچاهی

Math Correlation	Q (mmscfd)	Friction Factor	Hold up Factor	WHP from pipesim (psia)
Hagedorn & Brown (original)	82	1.5	1	3443.6
Hagedorn & Brown (original)	82	1	1.5	3443.6
Hagedorn & Brown (original)	82	1.5	1.5	3443.6

جریان دوفازی در چاه

برای بررسی تشکیل جریان دوفازی در ستون چاه با دبی‌های ۸۲، ۵۷ و ۳۳ میلیون فوت مکعب در روز، نمودار مربوطه در شکل ۵ ترسیم شده است. در این نمودار، نمودار فازی سیال مخزن به رنگ زرد و نمودار خط شبنم سیال به رنگ خاکستری نمایش داده شده‌اند. همانطور که در نمودار مشاهده می‌شود، فشار استاتیک مخزن در دبی‌های ذکر شده بالاتر از نقطه تشکیل شبنم قرار دارد. علاوه بر این، در دبی‌های ۸۲ و ۵۷ میلیون فوت مکعب در روز، فشار ته چاه زیر منحنی نقطه شبنم است که نشان‌دهنده تشکیل جریان دوفازی در این دو دبی می‌باشد. به علاوه، در دبی روزانه ۳۳ میلیون فوت مکعب، جریان فازی در عمق ۲۶۸۲ متر تشکیل می‌شود.



شکل ۵- نمودار تشکیل جریان دوفازی در ستون چاه

تعیین فشار ته چاهی

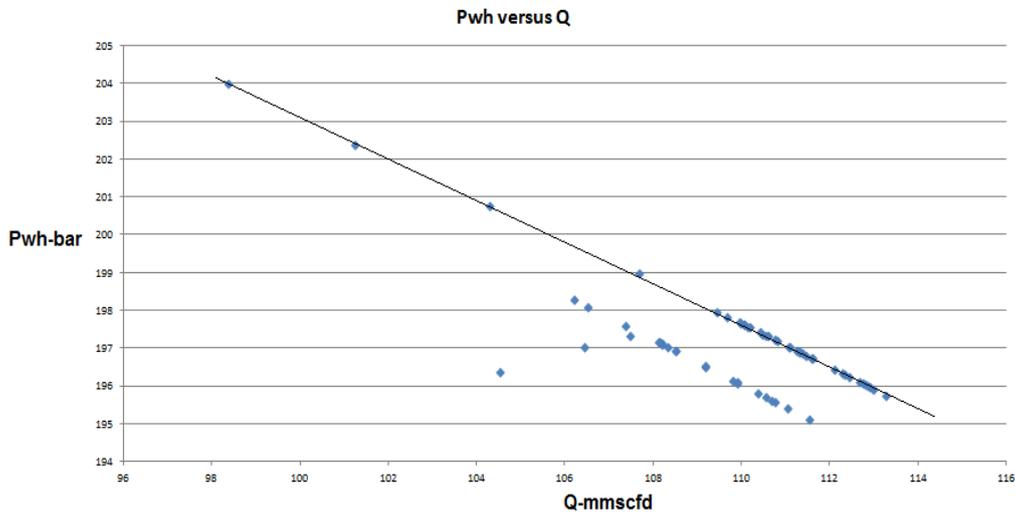
به منظور ارزیابی صحت داده‌های فشار سرچاهی، این داده‌ها به صورت نمودار بر حسب دبی جریان ترسیم شدند. شکل ۶ نمودار تغییرات دبی جریان و فشار سرچاهی در چاه مورد نظر را نشان می‌دهد. همانطور که از این نمودار مشخص است، برخی از داده‌های فشار سرچاهی معتبر به نظر می‌رسند، در حالی که برخی دیگر که از روند معمول منحرف شده‌اند، فاقد اعتبار کافی برای تحلیل هستند. به‌ویژه، داده‌هایی که در بازه فشار سرچاهی ۱۹۴ تا ۱۹۸ بار قرار دارند، از اعتبار کافی برخوردار نیستند، در حالی که داده‌های موجود در بازه ۱۹۹ تا ۲۰۴ بار معتبر شناخته می‌شوند. برای محاسبه فشار ته چاه، از داده‌های معتبر این نمودار و معادله هگدون و برآون استفاده شده است. فشار ته چاه با استفاده از مقادیر دبی جریان و فشار سرچاهی محاسبه گردید. جدول ۵ مقادیر محاسبه شده فشار ته چاه را در شرایط مختلف نمایش می‌دهد. همانطور که در این جدول مشهود است، فشار ته چاه در بازه ۳۸۵۷/۷ تا ۳۹۰۴/۳ پام قرار دارد، که این مقادیر بر اساس دبی جریان بین ۹۸/۳۶ تا ۱۱۲/۹۷ میلیون فوت مکعب در روز محاسبه شده‌اند.

۱ Friction factor

۲ Holdup factor

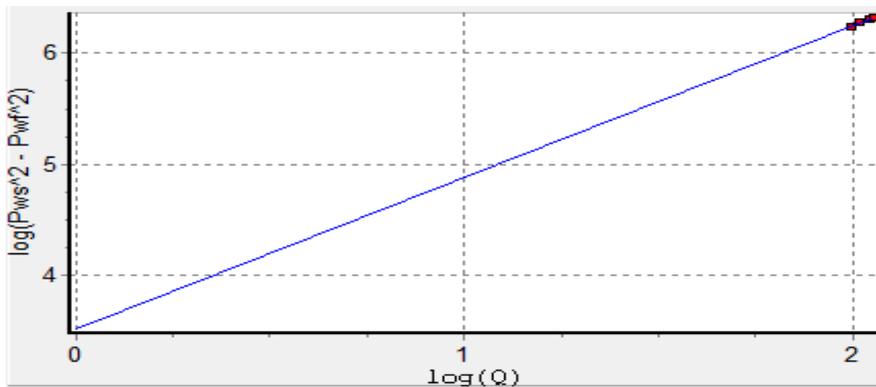
جدول ۵- مقادیر فشار ته چاهی بر اساس دبی جریان و فشار سرچاهی مختلف

Q (mmscf/d)	Pwh (psia)	Pwf (psia)
98.36	2958.5	3904.3
104.27	2912.1	3884.5
110.05	2866.2	3867
112.97	2841.6	3857.7



شکل ۶- اعتبار سنجی داده های دبی جریان و فشار سرچاهی

علاوه بر این، مقادیر فشار سرچاهی که در این محاسبات استفاده شده‌اند، در محدوده ۲۸۴۱/۶ تا ۲۹۵۸/۵ پام هستند. شکل ۷ نیز نمودار تغییرات دبی جریان و اختلاف فشار را در قالب نموداری لگاریتمی نشان می‌دهد. با استفاده از این نمودار، مقادیر n و c محاسبه شده‌اند که در جدول ۶ به طور خلاصه ارائه شده‌اند.

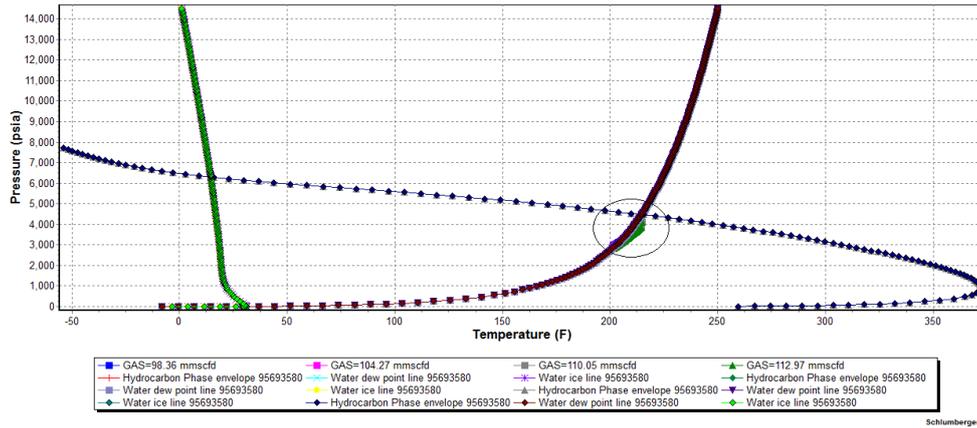


شکل ۷- مقادیر دبی و اختلاف فشار در نمودار لگاریتمی

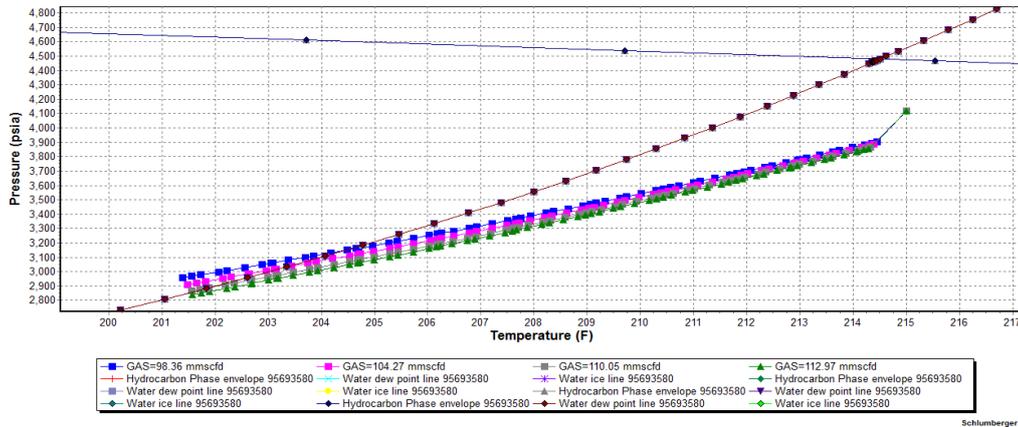
جدول ۶- مقادیر n و c

n	c
0.73395466	0.0025888781

شکل ۸ و ۹ نمودار فازی سیال مخزن را برای دبی‌های مختلف گاز، که در بازه ۹۸/۳۶ تا ۱۱۲/۹۷ میلیون فوت مکعب در روز قرار دارند، نمایش می‌دهند. همانطور که در این نمودارها مشاهده می‌شود، به دلیل کاهش فشار استاتیک مخزن به زیر نقطه شبنم، جریان دو فازی در این چاه ایجاد شده است. این پدیده به وضوح در نمودار شکل ۹ قابل مشاهده است، که نشان‌دهنده تشکیل جریان دو فازی در این شرایط می‌باشد.



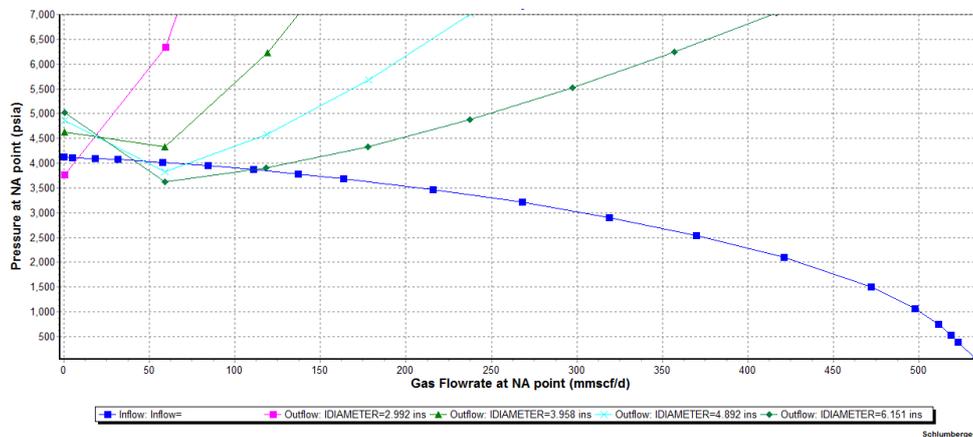
شکل ۸- نمودار فاز سیال



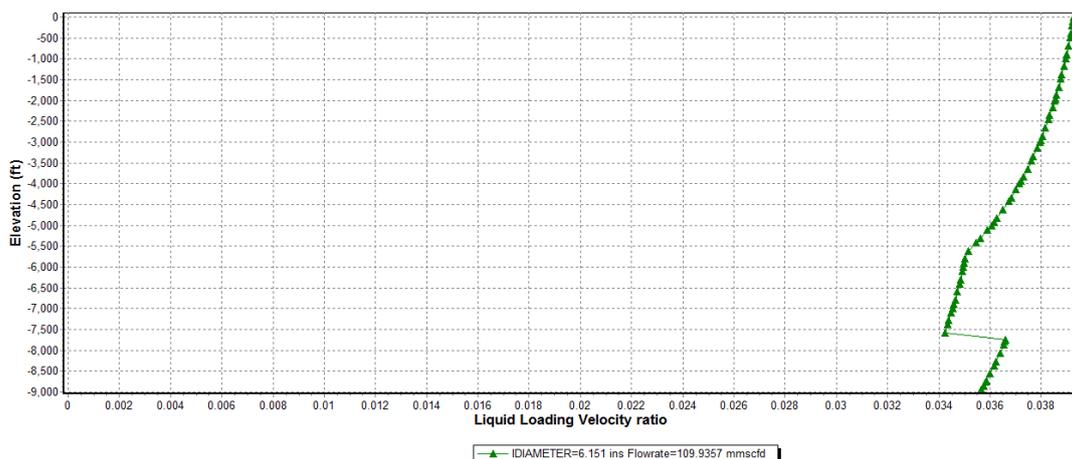
شکل ۹- نمودار فاز سیال و بررسی احتمال جریان دو فاز در چاه

تعیین سایز لوله مغزی

برای بهینه‌سازی تولید از چاه، انتخاب سایز مناسب لوله مغزی با استفاده از اندازه‌های مختلف ۲,۹۹۲ اینچ، ۳,۹۵۸ اینچ، ۴,۸۹۲ اینچ و ۶,۱۵۱ اینچ انجام شده است. در این شبیه‌سازی، دبی تولیدی برابر با ۱۱۰ میلیون فوت مکعب در روز در نظر گرفته شده است. شکل ۱۰ که نمایانگر گره‌ای از داده‌ها است، نشان می‌دهد که سایزهای مختلف لوله مغزی به طور متفاوتی بر دبی تولیدی تاثیر می‌گذارند. به طور خاص، با افزایش سایز لوله مغزی، دبی تولیدی نیز افزایش می‌یابد. به طوری که کمترین دبی تولیدی برابر با ۱۰ میلیون فوت مکعب در روز و بیشترین دبی برابر با ۱۱۰ میلیون فوت مکعب در روز می‌باشد. این مقادیر به ترتیب مربوط به لوله مغزی با سایزهای ۲,۹۹۲ اینچ و ۶,۱۵۱ اینچ هستند. از این رو، می‌توان نتیجه گرفت که برای دستیابی به تولید حداکثری از چاه، لوله مغزی با سایز ۶,۱۵۱ اینچ بهترین گزینه است. شکل ۱۱ نمودار احتمال تجمع مایعات در ستون چاه را نشان می‌دهد. در این نمودار، نسبت سرعت سیال در محدوده ۰,۰۳۴ تا ۰,۰۳۹ قرار دارد و هیچ رفتار غیرطبیعی مشاهده نمی‌شود. بنابراین، احتمال تجمع مایعات در هنگام تولید به طور کامل منتفی است و هیچ مایعی در ستون چاه تجمع نمی‌یابد.



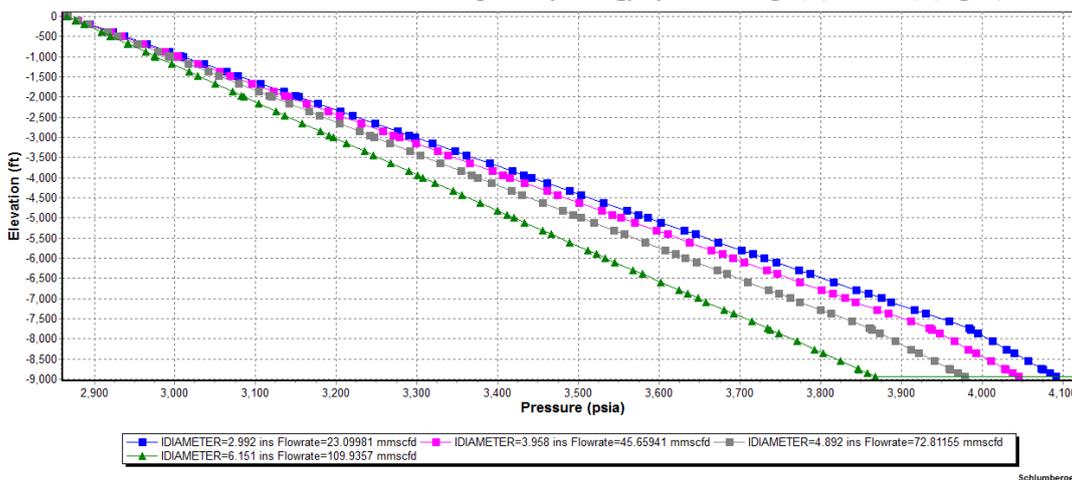
شکل ۱۰- نمودار گره‌ای به منظور انتخاب سایز لوله مغزی



شکل ۱۱- تجمع مایعات در ستون چاه

بررسی اثر قطر لوله مغزی بر روی فشار ته چاه

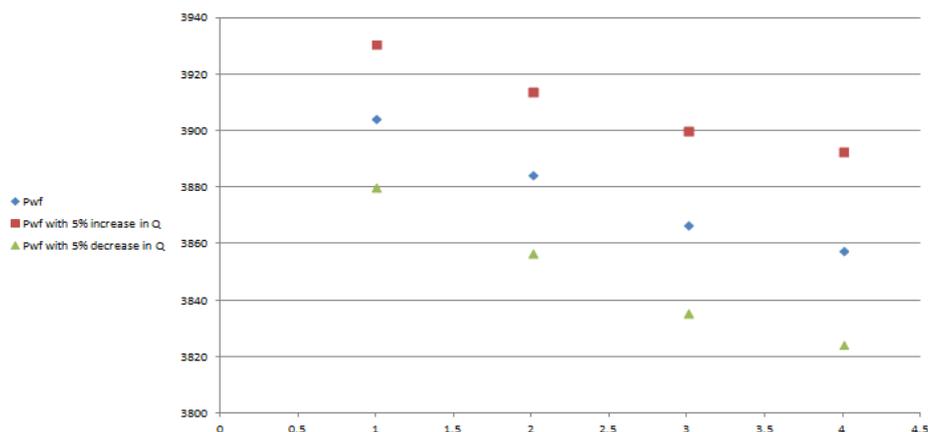
برای بررسی تأثیر قطر لوله مغزی بر فشار ته چاهی، نمودار حاصل در شکل ۱۲ تهیه شده است. در این بررسی، لوله‌های مغزی با قطرهای مختلف از ۲,۹۹۲ اینچ تا ۶,۱۵۱ اینچ به کار گرفته شده و فشار ته چاهی برای هر یک محاسبه شده است. همانطور که در نمودار مشاهده می‌شود، با افزایش قطر لوله مغزی، فشار ته چاهی کاهش می‌یابد. به طور خاص، کمترین فشار ته چاهی در مورد لوله مغزی با قطر ۶,۱۵۱ اینچ به دست آمده و بیشترین فشار ته چاهی مربوط به لوله مغزی با قطر ۲,۹۹۲ اینچ است. بیشترین فشار ته چاهی برابر با ۴۰۹۰ پام و کمترین فشار ته چاهی برابر با ۳۸۷۰ پام می‌باشد که به وضوح در نمودار نشان داده شده است.



شکل ۱۲- بررسی فشار ته چاه و سایز لوله مغزی

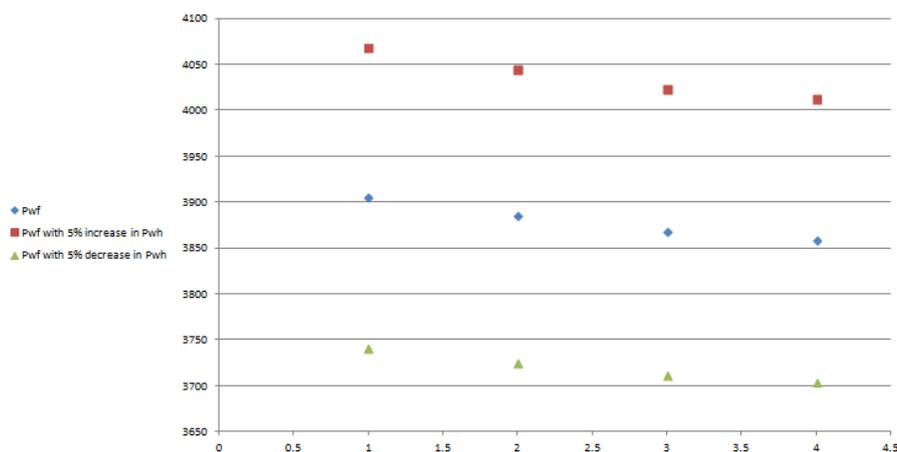
حساسیت سنجی داده‌ها

برای انجام تحلیل حساسیت روی داده‌های فشار سرچاهی و نرخ تولید، از نرم‌افزار پایپسیم بهره گرفته شد و ارزیابی حساسیت داده‌های ورودی انجام گردید. در این راستا، دبی روزانه گاز با تغییرات ۵ درصدی (کاهش و افزایش) مورد بررسی قرار گرفت و در هر حالت، فشار ته چاهی محاسبه شد. شکل ۱۳ نتایج را با احتساب ۵ درصد افزایش و جدول ۴-۵ داده‌های محاسبه شده با ۵ درصد کاهش نشان می‌دهند. در این تحلیل، فشار سرچاهی به عنوان یک پارامتر ثابت در نظر گرفته شده است که در محدوده ۲۸۴۱/۶ تا ۲۹۵۸/۵ پام قرار دارد. طبق نتایج حاصل، دامنه تغییرات فشار ته چاهی در واکنش به تغییرات دبی نسبتاً کم بوده و این یافته‌ها نشان می‌دهند که دبی تأثیر زیادی بر فشار ته چاهی ندارد.



شکل ۱۳- تغییرات فشار ته چاهی با دبی جریان

در شکل ۱۴ تغییرات فشار سرچاهی با افزایش و کاهش ۵ درصدی در دبی‌های ثابت گاز به‌طور دقیق بررسی شده است. این شکل نشان‌دهنده فشار ته چاهی محاسبه‌شده برای هر حالت و همچنین حساسیت فشار ته چاهی نسبت به تغییرات فشار سرچاهی می‌باشد. طبق نتایج به‌دست‌آمده، تغییرات فشار سرچاهی تأثیر قابل توجهی بر فشار ته چاهی دارند. به‌طور دقیق‌تر، زمانی که فشار سرچاهی ۵ درصد بیشتر در نظر گرفته شده باشد، فشار ته چاهی در محدوده ۴۰۱۲/۴ تا ۴۰۶۸/۵ پام قرار دارد، در حالی که زمانی که فشار سرچاهی ۵ درصد کمتر در نظر گرفته شده باشد، فشار ته چاهی در بازه ۳۷۰۳/۷ تا ۳۷۴۰/۱ پام متغیر است. این نتایج به‌خوبی در نمودارهای مربوطه نمایان هستند.



شکل ۱۴- تغییرات فشار ته چاهی با فشار سر چاهی

نتیجه‌گیری

در این بخش، نتایج مدل‌سازی عملیات بهینه‌سازی تولید از یک چاه گازی بررسی شده است. برای این تحقیق از نرم‌افزار پایسیم بهره‌برداری شده و تأثیر پارامترهای مختلف بر شرایط تولید از میدان مورد مطالعه قرار گرفته است. نتایج اصلی این تحقیق به شرح زیر است: نتایج نشان می‌دهند که فشار سرچاهی تحت تأثیر فاکتور اصطکاک و نگهداری مایع^۱ قرار نمی‌گیرد و این دو پارامتر تأثیر قابل توجهی بر فشار سرچاهی ندارند.

در دبی گاز ۳۳ میلیون فوت مکعب در روز، فشار استاتیک مخزن بالاتر از ناحیه نقطه تشکیل شبنم قرار دارد، در حالی که در دبی‌های ۸۲ و ۵۷ میلیون فوت مکعب در روز، فشار ته چاهی زیر منحنی نقطه شبنم قرار دارد که نشان‌دهنده تشکیل جریان دو فازی در این دبی‌ها می‌باشد. فشار ته چاهی محاسبه‌شده در محدوده ۳۸۵۷،۷ تا ۳۹۰۴،۳ پام قرار دارد که این مقادیر برای دبی‌های جریان ۹۸،۳۶ تا ۱۱۲،۹۷ میلیون فوت مکعب در روز محاسبه شده‌اند. همچنین، مقادیر فشار سرچاهی در این بخش در محدوده ۲۸۴۱،۶ تا ۲۹۵۸،۵ پام قرار دارند. زمانی که دبی گاز بین ۹۸،۳۶ تا ۱۱۲،۹۷ میلیون فوت مکعب در روز باشد، به دلیل افت فشار استاتیک مخزن به زیر نقطه شبنم، جریان دو فازی در چاه ایجاد می‌شود.

با افزایش اندازه لوله مغزی، دبی تولیدی نیز افزایش می یابد، به طوری که کمترین و بیشترین دبی تولیدی به ترتیب برابر با ۱۰ و ۱۱۰ میلیون فوت مکعب در روز بوده که مربوط به لوله های مغزی با اندازه های ۲,۹۹۲ و ۶,۱۵۱ اینچ می باشد.

با بزرگ تر شدن اندازه لوله مغزی، فشار ته چاهی کاهش می یابد؛ به گونه ای که کمترین فشار ته چاهی در اندازه لوله مغزی ۶,۱۵۱ اینچ و بیشترین فشار در اندازه لوله مغزی ۲,۹۹۲ اینچ مشاهده شده است. مقادیر بیشترین و کمترین فشار ته چاه به ترتیب برابر با ۴۰۹۰ و ۳۸۷۰ پام هستند.

بررسی حساسیت داده های میدانی نشان می دهد که تغییرات فشار ته چاهی با تغییرات دبی به طور قابل ملاحظه ای کوچک است و این نتایج حاکی از آن است که دبی تأثیر کمی بر فشار ته چاهی دارد.

بررسی حساسیت داده های میدانی نشان می دهد که تغییرات فشار ته چاهی تحت تأثیر تغییرات فشار سرچاهی قرار دارد و این نتایج نشان دهنده تأثیر زیاد فشار سرچاهی بر فشار ته چاهی است.

Referenc

- [1]. Chen, Y., Mu, L., Zhang, J., Zhai, G., Li, X., Li, J., & Zhai, H. (2013). Horizontal well inflow performance relationship in foamy heavy oil reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 40(3), 389–393. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(13\)60048-8](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1876-3804(13)60048-8)
- [2]. Qasem, F., Malallah, A., Nashawi, I. S., & Mir, M. I. (2012). Modeling inflow performance relationships for wells producing from multilayer solution-gas drive reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - North Africa Technical Conference and Exhibition 2012, NATC 2012: Managing Hydrocarbon Resources in a Changing Environment*, 1, 247–258. <https://doi.org/10.2118/149858-ms>
- [3]. Cunha, J. R., Schott, C., van der Weijden, R. D., Leal, L. H., Zeeman, G., & Buisman, C. (2019). Recovery of calcium phosphate granules from black water using a hybrid upflow anaerobic sludge bed and gas-lift reactor. *Environmental Research*, 178, 108671. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.envres.2019.108671>
- [4]. Dong, M., Yue, X., Shi, X., Ling, S., Zhang, B., & Li, X. (2019). Effect of dynamic pseudo threshold pressure gradient on well production performance in low-permeability and tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173, 69–76. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.096>
- [5]. Wang, J., Duan, X., Wang, W., Guan, J., Li, Y., & Liu, J. (2021). Effects of the continuous variable valve lift system and Miller cycle strategy on the performance behavior of the lean-burn natural gas spark ignition engine. *Fuel*, 297, 120762. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120762>
- [6]. Xue, D., Yao, D., Sukumaran, R. K., You, X., Wei, Z., & Gong, C. (2020). Tandem integration of aerobic fungal cellulase production, lignocellulose substrate saccharification and anaerobic ethanol fermentation by a modified gas lift bioreactor. *Bioresource Technology*, 302, 122902. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.biortech.2020.122902>
- [7]. Xiang, Z., & Kabir, C. S. (2019). Simplified transient-IPR modeling in intermittent gas-lift and plunger-lift systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 179, 31–43. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.04.040>
- [8]. Sajedian, A., Ebrahimi, M., & Jamialahmadi, M. (2012). Two-phase Inflow Performance Relationship Prediction Using Two Artificial Intelligence Techniques: Multi-layer Perceptron Versus Genetic Programming. *Petroleum Science and Technology*, 30(16), 1725–1736. <https://doi.org/10.1080/10916466.2010.509074>
- [9]. Faraji, F., Ugwu, J. O., Nabhani, F., & Chong, P. L. (2019). Development of inflow performance model in high temperature gas-condensate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181, 106169. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.033>