

Research Paper

Studying the Effect of Using Production Charts on Gas Well Performance

Mohammad Karimi Mir¹, Mohammad Amin Gholamzadeh^{1*}, Mohammadreza Asghariganjeh²

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

2 Department of Chemistry, Om. C., Islamic Azad University, Omidyeh, Iran

Use your device to scan and read the article online



Abstract

Optimal production from wells and reservoirs is one of the main concerns of reservoir and production engineers in the petroleum industry. In some reservoirs, changes in reservoir fluid properties as well as changes in operating parameters highlight the need for production optimization. Therefore, the use of reservoir production optimization methods is one of the key issues in production engineering. In this study, the performance of a condensate well is analyzed using PIPESIM software. Well performance graphs, including IPR and TPR, are used to examine the trend of pressure and production flow changes. Studies show that increasing production flow causes a drop in bottomhole pressure and can create two-phase flow in the well. Also, nodal analysis shows that the appropriate selection of operating parameters can increase well productivity.

Keywords:

Pipesim, gas well, production charts, bottomhole pressure, production optimization

Corresponding author: Mohammad Amin Gholamzadeh

Email: m.a.gholamzadeh@iau.ir

DOI: <https://doi.org/10.82281/jnec.2024.1222319>

مقاله پژوهشی

مطالعه تاثیر استفاده از نمودارهای تولید در عملکرد چاههای گازی

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

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

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

چکیده

تولید بهینه از چاهها و مخازن یکی از دغدغه‌های اصلی مهندسان مخزن و بهره‌برداری در صنعت نفت به شمار می‌رود. در برخی از مخازن، تغییر در خواص سیالات مخزن و همچنین تغییرات در پارامترهای عملیاتی، ضرورت بهینه‌سازی تولید را برجسته می‌سازد. بنابراین، بهره‌گیری از روش‌های بهینه‌سازی تولید از مخازن، یکی از موضوعات کلیدی در مهندسی بهره‌برداری محسوب می‌شود. در این مطالعه، عملکرد چاه گاز میعانی با استفاده از نرم‌افزار PIPESIM تحلیل شده است. نمودارهای عملکرد چاه، از جمله IPR و TPR، برای بررسی روند تغییرات فشار و دبی تولید به کار گرفته شده‌اند. بررسی‌ها نشان می‌دهند که افزایش دبی تولیدی موجب افت فشار ته چاهی شده و می‌تواند جریان دو فازی را در چاه ایجاد کند. همچنین، تحلیل گره‌ای نشان می‌دهد که انتخاب مناسب پارامترهای عملیاتی می‌تواند بهره‌وری چاه را افزایش دهد.

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



واژه‌های کلیدی:

پایپسیم، چاه گازی، نمودارهای تولید، فشار ته چاهی، بهینه‌سازی تولید.

* نویسنده مسوول: محمدامین غلامزاده

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

DOI: <https://doi.org/10.82281/jnec.2024.1222319>

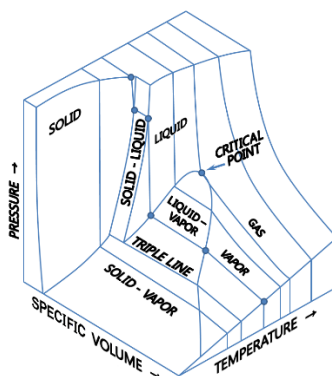
مقدمه

در صنعت نفت، دستیابی به حداکثر بهره‌وری از چاه‌ها و جلوگیری از افت فشار ناگهانی از مهم‌ترین دغدغه‌های مهندسان مخزن و بهره‌برداری است. یکی از روش‌های مرسوم برای ارزیابی عملکرد چاه، استفاده از نمودارهای تولید مانند IPR (نمودار شاخص بهره‌دهی) و TPR (نمودار گرادیان فشار) است. این نمودارها اطلاعات ارزشمندی در مورد رفتار فشار و جریان سیال ارائه داده و به مهندسان امکان تصمیم‌گیری بهتر برای بهینه‌سازی تولید را می‌دهند. این نرم‌افزار توانایی شبیه‌سازی جریان سیال در چاه و تحلیل تأثیر تغییرات فشار سرچاهی، فشار ته چاهی، و نرخ تولید را داراست. داده‌های ورودی شامل مشخصات مخزن، ترکیب سیالات، اطلاعات فشار و دبی تولیدی است. برای مدل‌سازی، ابتدا داده‌های مخزن شامل فشار، دما و ترکیب سیالات در شرایط مختلف عملیاتی جمع‌آوری شد. سپس، پارامترهای تولیدی چاه مانند دبی تولیدی، فشار سرچاهی و فشار ته چاهی در نرم‌افزار وارد گردید. مدل‌سازی با استفاده از نمودارهای IPR و TPR برای بررسی عملکرد چاه انجام می‌شود و اثر تغییرات فشار و دبی بر خروجی چاه ارزیابی می‌گردد. علاوه بر این، تحلیل گره‌ای برای بهینه‌سازی شرایط عملیاتی چاه به کار گرفته می‌شود تا بتوان میزان تولید را افزایش داده و از افت فشار ناگهانی جلوگیری شود.

تولید از مخازن همیشه با چالش‌های متنوعی همراه است. عملکرد چاه و مخزن در آغاز بهره‌برداری و در سال‌های بعد از آن تغییرات قابل توجهی دارد که این تغییرات عمدتاً ناشی از تغییرات خواص سیالات مخزن در طول زمان است. از این رو، بررسی و تحلیل وضعیت مخزن و به ویژه چاه در مراحل مختلف تولید امری ضروری به شمار می‌رود. یکی از روش‌های موثر برای ارزیابی شرایط مخزن و چاه، استفاده از مدل‌سازی با نرم‌افزارهای مهندسی است که این قابلیت در نرم‌افزارهایی مانند پایسیسم گنجانده شده است. به کارگیری این نرم‌افزار می‌تواند ابزاری کارآمد برای پیش‌بینی عملکرد مخزن و چاه باشد و به بهینه‌سازی شرایط تولید کمک کند. این فصل به بررسی ابعاد مختلف استفاده از روش‌های مدل‌سازی برای تحلیل و ارزیابی شرایط تولید از مخازن می‌پردازد.

جریان چند فاز

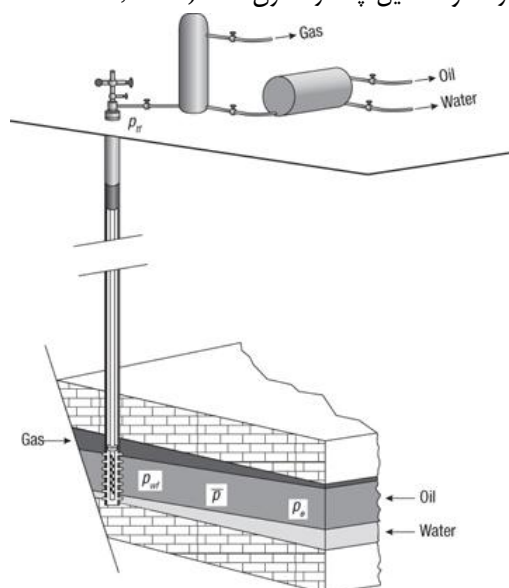
تحلیل و شناسایی فازهای موجود در فرآیند انتقال جریان‌های چند فاز در خطوط انتقال از مهم‌ترین و اساسی‌ترین عوامل در سیستم‌های انتقال و توزیع سیالات به شمار می‌رود. به همین دلیل، آگاهی دقیق از نوع جریان، رژیم جریان و ویژگی‌های سیالات مخزن از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. یکی از روش‌های کلیدی برای شناسایی و تعیین رژیم جریانی، استفاده از نمودارهای فاز-ترکیبات مخزن است که به طور مؤثر اجزای تشکیل‌دهنده سیالات مخزن را نمایش می‌دهد (Barrut et al., 2013; Seyed Hosseini et al., 2015). برای شناسایی سیستم‌های چند جزئی، یکی از ابزارهای مهم، نمودارهای فاز-چند جزئی هستند. این نمودارها با استفاده از دما، فشار و غلظت اجزای مختلف، ارکان اصلی سیستم را نشان می‌دهند. شکل (۱) به طور شماتیک رفتار فاز-چند جزئی را نمایش می‌دهد. همان‌طور که در این نمودار مشاهده می‌شود، این نمودار از اجزای مختلفی تشکیل شده که می‌توان به فشار بحرانی میعانی، دمای بحرانی میعانی، ناحیه معکوس و خطوط کیفیت اشاره کرد. فشار بحرانی میعانی به حداکثر فشاری اطلاق می‌شود که مایع می‌تواند در آن حضور داشته باشد و دمای بحرانی میعانی نیز به بالاترین دمایی گفته می‌شود که مایع قادر به حضور در آن است. ناحیه معکوس، که به عنوان ناحیه میعان نیز شناخته می‌شود، ناحیه‌ای است که با کاهش فشار، درصد تولید مایع در آن افزایش می‌یابد. برعکس، کاهش دما منجر به کاهش درصد مایع در این ناحیه می‌شود، که این بخش از نمودار به ناحیه تبخیر معکوس معروف است. همچنین، خطوطی که درصد مایع و گاز را در این نمودار مشخص می‌کنند، به عنوان خطوط کیفیت شناخته می‌شوند (Salahshoor et al., 2013; Sharma & Glemmestad, 2013; Zhang et al., 2020).



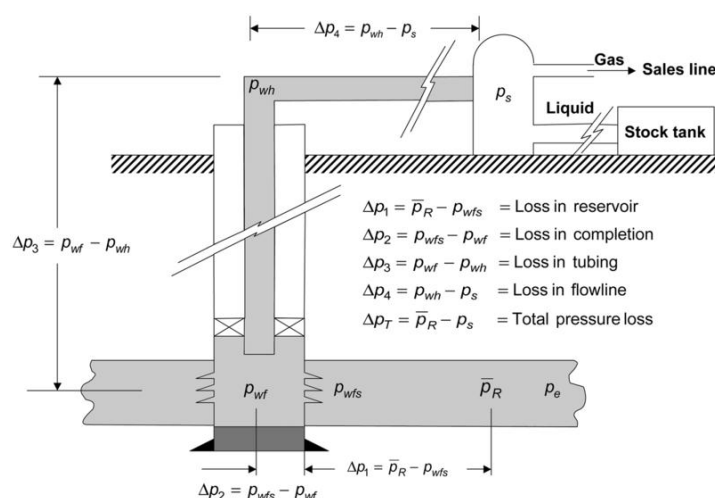
شکل ۱- نمودار فاز-چند جزئی (Zhang et al., 2020)

سیستم‌های بهره برداری از چاه‌ها

افت فشار در یک سیستم بهره‌برداری تحت تاثیر عوامل متعددی قرار دارد. خواص سیالات مخزن یکی از مهم ترین عواملی است که می تواند بر افت فشار در مخزن تاثیر بگذارد. علاوه بر این، تفاوت های بین مخازن نفتی و گازی و نوع افت فشار در این مخازن بسیار متفاوت است. از دیگر عوامل تأثیرگذار بر افت فشار، نحوه تکمیل چاه در مخزن است. (Rodrigues et al., 2021; Tavakkoli et al., 2021)



شکل ۲- شماتیک یک سیستم بهره برداری (Rodrigues et al., 2021)



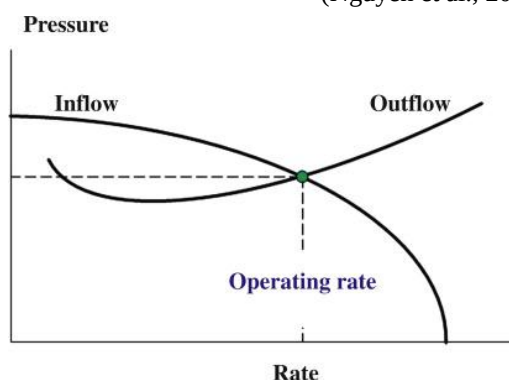
شکل ۳- مجموعه افت فشار ها در یک سیستم بهره برداری (Rodrigues et al., 2021)

عملکرد چاه و مخزن

در مجموع، تولید از یک مخزن نفتی به دو بخش اصلی تقسیم می‌شود. در بخش اول، بررسی عملکرد مخزن با استفاده از مفهوم^۱ (IPR) انجام می‌شود و در بخش دوم، عملکرد چاه با استفاده از^۲ (TPR) تحلیل می‌گردد. IPR نحوه رفتار و عملکرد سیال را از مخزن تا دیواره توضیح می‌دهد، در حالی که TPR رفتار سیال از دیواره چاه تا سر چاه را بیان می‌کند. نمودار (۴) نمایشی از این دو نمودار عملکرد مخزن و

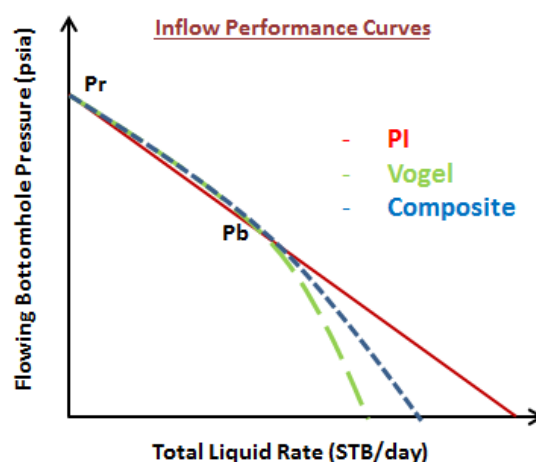
1 Inflow Performance Relationship
2 Tubing Performance Relationship

چاه را ارائه می دهد. نقطه تلاقی این دو نمودار نشان دهنده دبی بهینه تولید از چاه است که می تواند برای بهینه‌سازی تولید از چاه مورد استفاده قرار گیرد. (Nguyen et al., 2020; Qi et al., 2020)

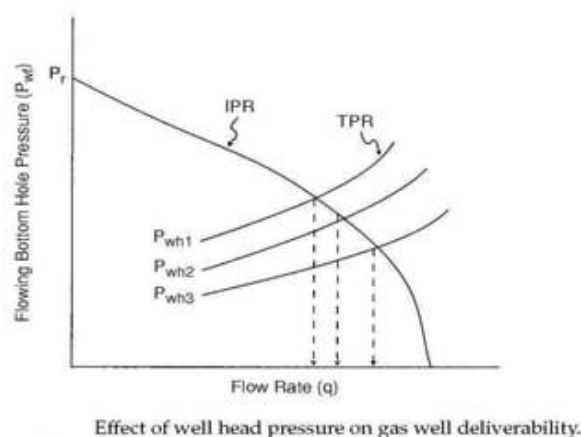


نمودار ۴ - نمودار عملکرد مخزن و چاه (Faraji et al., 2019; Mahdiani et al., 2019)

نمودارهای IPR نشان دهنده رفتارهای مختلفی از مخزن هستند و بسته به نوع معادلاتی که برای محاسبه فشار به کار می روند، شکل این نمودارها نیز متفاوت خواهد بود. به طور کلی، معادلات متعددی در این زمینه وجود دارند که در بخش های بعدی به آن ها اشاره خواهد شد و هر یک از این معادلات منجر به ایجاد نمودارهای مختلف می گردد. نمودار (۵) نمایشی شماتیکی از نمودار IPR با استفاده از دو معادله رایج را نشان می دهد. علاوه بر این، با توجه به نوع لوله مغزی استفاده شده در چاه، نمودار TPR نیز تغییر می کند و این تغییرات موجب تغییر در شکل نمودار می شود. نمودار (۶) نیز نمایشی شماتیکی از نمودار TPR در حالت های مختلف را به تصویر می کشد (Faraji et al., 2019; Patel et al., 2019).



نمودار ۵ - نمودار IPR (Patel et al., 2019)



Effect of well head pressure on gas well deliverability.

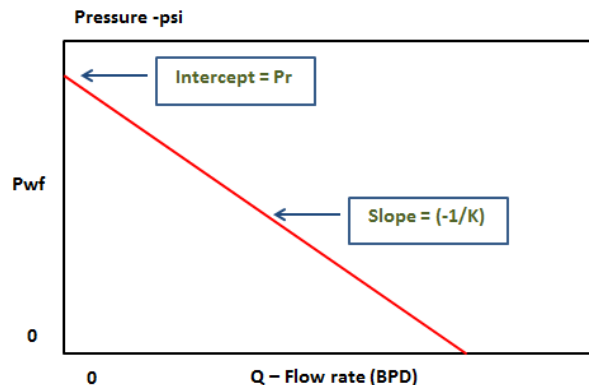
نمودار ۶ - نمودار TPR (Patel et al., 2019)

شاخص بهره‌دهی

بر اساس معادله دارسی، توانایی تولید یک چاه از طریق افت فشار درون مخزن با استفاده از شاخص بهره‌دهی محاسبه می‌شود. فرضیات اصلی این معادله شامل جریان پایدار و شعاعی و تراکم ناپذیری سیال مخزن است. معادله ۱ معادله شاخص بهره‌دهی را نمایش می‌دهد. در این معادله، فشار به واحد پام، تراوایی به واحد میلی دارسی، شاخص بهره‌دهی به واحد بشکه بر پام در روز، ضخامت لایه تولیدی به واحد فوت، ویسکوزیته سیال به واحد سانتی پواز و شعاع به واحد فوت تعریف می‌شود. نمودار (۷) نمایی از شاخص بهره‌دهی را نشان می‌دهد که در آن شیب نمودار معکوس شاخص بهره‌دهی است. به طور کلی، با افزایش شاخص بهره‌دهی، حداکثر توان تولید از چاه (که به آن جریان آزاد مطلق یا AOF گفته می‌شود) نیز افزایش می‌یابد. (M. Dong et al., 2019; Miresmaeili et al., 2019; Xiang & Kabir, 2019)

معادله ۱-

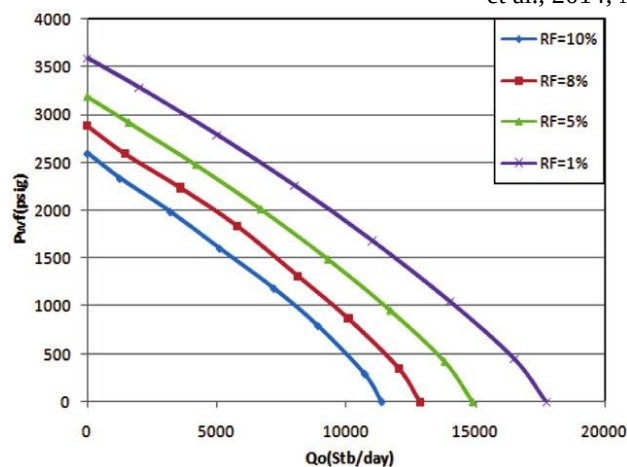
$$PI = \frac{q_{sc}}{P_e - P_w} = \frac{1.082 \times 10^{-3} kh}{\mu B o \ln(re/rw)}$$



نمودار ۷- نمودار شاخص بهره‌دهی (M. Dong et al., 2019)

عوامل تاثیر گذار بر روی عملکرد مخزن

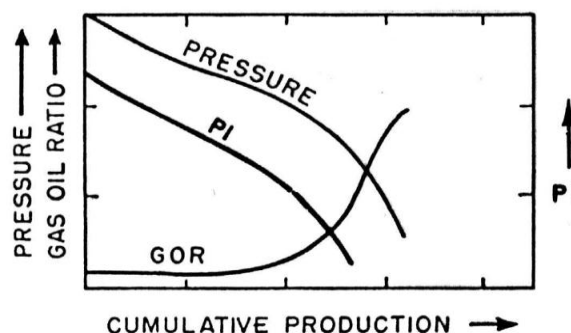
برای ارزیابی عملکرد مخزن، بررسی دقیق و جامع عوامل مختلف ضروری است. از مهم‌ترین پارامترهای تاثیرگذار در این زمینه می‌توان به تخلیه مخزن، نسبت گاز به نفت تولیدی، درصد آب، ویسکوزیته و ضریب پوسته اشاره کرد. به طور کلی، افزایش تولید از مخزن موجب کاهش فشار متوسط مخزن می‌شود، که این امر باعث حرکت نمودار IPR به سمت پایین خواهد شد. همچنین، تولید از مخزن موجب افزایش درصد اشباع گاز در سازند می‌گردد و این موضوع منجر به کاهش شاخص بهره‌دهی چاه می‌شود. بنابراین، ارزیابی دقیق تولید از مخزن می‌تواند تأثیر مستقیم و قابل توجهی بر عملکرد مخزن داشته باشد. نمودار (۸) نیز نمایش دهنده رابطه عملکرد مخزن بر اساس تولیدات مختلف است که نشان می‌دهد با افزایش تولید از مخزن، نمودار IPR نیز کاهش می‌یابد (Guerrero-Sarabia & Fairuzov, 2013; Hanafizadeh et al., 2014; Mahmudi & Sadeghi, 2013).



نمودار ۸- عملکرد متفاوت مخزن بر اساس ضریب باز یافت متفاوت (Guerrero-Sarabia & Fairuzov, 2013)

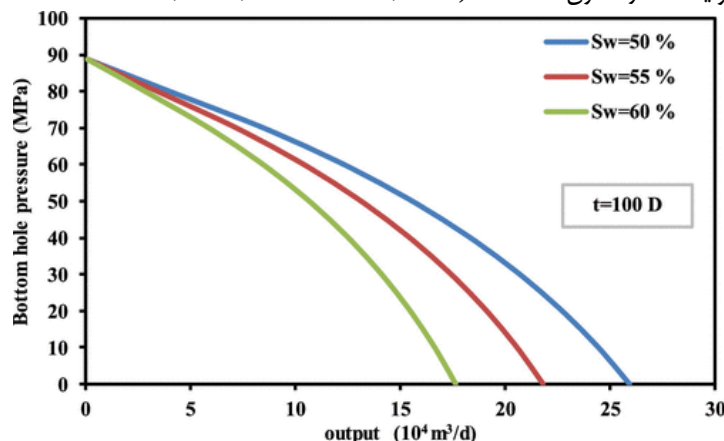
یکی دیگر از عوامل مؤثر بر عملکرد مخزن، نسبت گاز به نفت تولیدی است. به طور کلی، کاهش فشار حباب منجر به کاهش این نسبت می‌شود. این کاهش به دلیل کاهش میزان گاز آزاد در نفت رخ می‌دهد، که در نتیجه آن حرکت نفت درون مخزن با سهولت بیشتری انجام

می‌شود. نمودار (۹) نیز تأثیر نسبت گاز به نفت تولیدی بر شاخص بهره‌دهی را به خوبی نشان می‌دهد (Al-Attar & Al-Zuhair, 2009; Guerrero-Sarabia & Fairuzov, 2013).



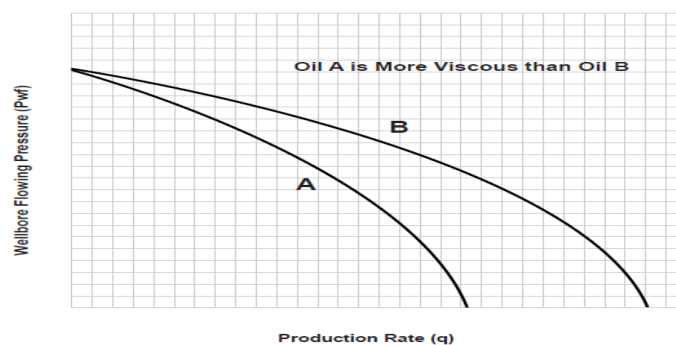
نمودار ۹- عملکرد متفاوت مخزن بر اساس نسبت گاز به نفت تولیدی (Al-Attar & Al-Zuhair, 2009)

یکی از عوامل کلیدی که بر عملکرد مخزن تأثیر می‌گذارد، درصد آب تولیدی است که به طور شماتیک در نمودار (۱۰) نمایش داده شده است. معمولاً با کاهش فشار مخزن، تولید آب افزایش می‌یابد. این افزایش به دلیل کاهش تولید نفت رخ می‌دهد، که نتیجه آن افزایش نفوذپذیری نسبی آب در مقایسه با نفت است. در چنین شرایطی، حرکت نفت درون مخزن با مشکلات بیشتری روبه‌رو می‌شود و این مسئله منجر به کاهش شاخص بهره‌دهی و افت تولید کلی از مخزن می‌گردد. همان‌طور که در نمودار مشاهده می‌شود، افزایش درصد اشباع آب به طور مستقیم موجب کاهش تولید نفت از مخزن شده است. (Seyed Hosseini et al., 2018; Shafaei et al., 2012)



نمودار ۱۰- عملکرد متفاوت مخزن بر اساس درصد اشباع متفاوت آب (Shafaei et al., 2012)

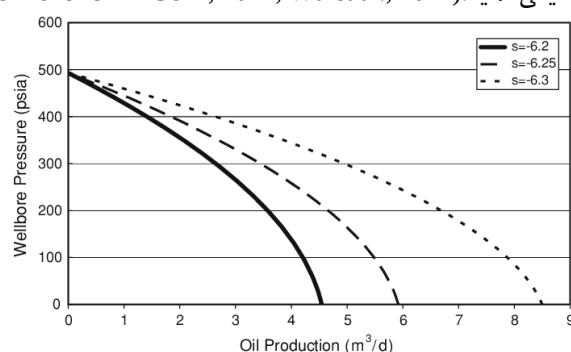
یکی از پارامترهای کلیدی که به طور مستقیم بر عملکرد مخزن تأثیر می‌گذارد، ویسکوزیته سیال مخزن است. این پارامتر رابطه‌ای معکوس با شاخص بهره‌دهی دارد، به این معنا که با افزایش ویسکوزیته سیال، شاخص بهره‌دهی به میزان قابل توجهی کاهش می‌یابد. این کاهش باعث می‌شود نمودار شاخص بهره‌دهی روندی نزولی پیدا کند و عملکرد کلی مخزن افت نماید. همان‌طور که در نمودار (۱۱) مشاهده می‌شود، افزایش ویسکوزیته سیال به طور چشمگیری بر کاهش شاخص بهره‌دهی تأثیر گذاشته و شیب نمودار را نزولی کرده است. این مسئله می‌تواند چالش‌های جدی در مدیریت و بهره‌برداری از مخزن ایجاد کند. (Haddad et al., 2014; Tan et al., 2023)



نمودار ۱۱- عملکرد متفاوت مخزن بر اساس ویسکوزیته سیال (Haddad et al., 2014)

یکی از عوامل کلیدی و تأثیرگذار بر عملکرد مخزن، ضریب پوسته است که به عنوان یکی از موانع اصلی در تولید بهینه از مخزن شناخته می‌شود. افزایش ضریب پوسته مستقیماً به کاهش چشمگیر دبی تولیدی مخزن منجر می‌گردد. این کاهش ناشی از افت فشار قابل توجه در ناحیه مجاور دیواره چاه و در نهایت افت فشار کلی در مخزن است. با افزایش ضریب پوسته، شاخص بهره دهی کاهش می‌یابد و به دنبال آن، شیب منحنی IPR نزولی می‌شود.

نمودار (۱۲) به خوبی تأثیر تغییرات ضریب پوسته بر منحنی IPR را نمایش می‌دهد. همان طور که در این نمودار مشخص است، در شرایطی که ضریب پوسته بالاتر باشد، دبی تولیدی به طور محسوسی کمتر از حالتی است که ضریب پوسته پایین‌تر است. این تفاوت عملکرد، اهمیت بالای تحلیل دقیق و مدیریت عوامل مؤثر بر ضریب پوسته را برجسته می‌سازد. ارزیابی این عوامل می‌تواند به بهبود شاخص بهره دهی و افزایش کارایی تولید از مخزن کمک شایانی نماید. (Haddad et al., 2014; Schriener & El-Genk, 2021; Wu et al., 2022)

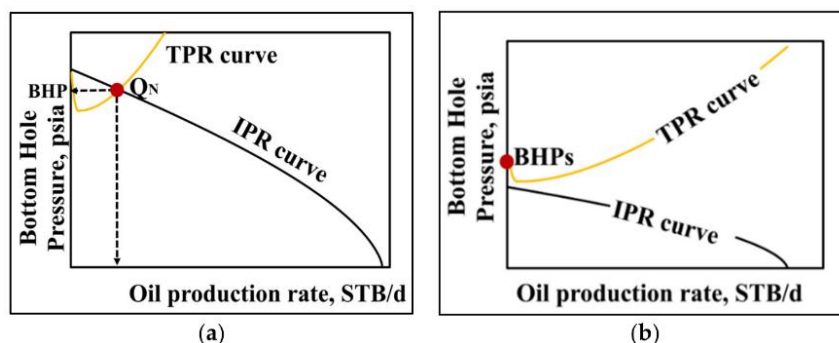


نمودار ۱۲- عملکرد متفاوت مخزن بر اساس ضریب پوسته (Schriener & El-Genk, 2021; Wu et al., 2022)

عوامل تأثیر گذار بر روی عملکرد چاه

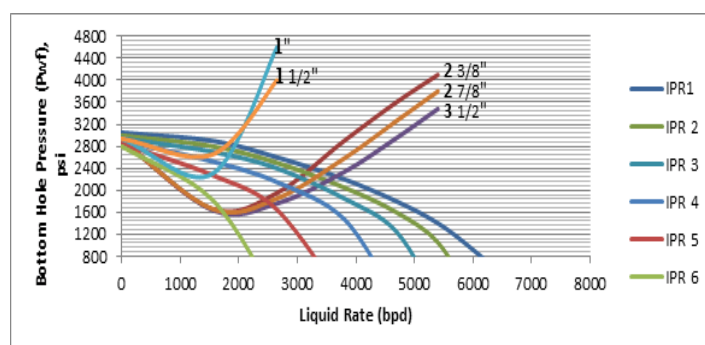
یکی از عوامل مهم و تأثیرگذار بر عملکرد چاه، شرایط عملیاتی و ویژگی‌های طراحی آن است. به طور کلی، عملکرد چاه یا همان جریان خروجی^۱ تحت تأثیر عوامل متعددی قرار دارد که از جمله مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به نوع مشبک کاری، قطر لوله مغزی، وجود یا عدم وجود کاهنده‌ها و سایر عوامل مرتبط اشاره کرد. (Schriener & El-Genk, 2021; Seyed Hosseini et al., 2016)

یکی از مسائل کلیدی در بهبود عملکرد لوله مغزی، تطابق و هماهنگی مناسب آن با نمودار IPR است. در صورتی که هماهنگی کافی بین این دو نمودار برقرار نباشد، پیش‌بینی دقیق عملکرد چاه با خطاهای قابل توجهی مواجه خواهد شد. نمودار (۱۳) این موضوع را به وضوح نشان می‌دهد؛ به طوری که در حالت اول برخورد نامناسبی بین دو نمودار دیده می‌شود و در حالت دوم هیچ‌گونه تداخلی میان آن‌ها اتفاق نیفتاده است. این شرایط تأثیر مستقیمی بر کارایی چاه و دقت پیش‌بینی‌ها دارد. (H. Miresmaeili et al., 2015; Zuo et al., 2018)



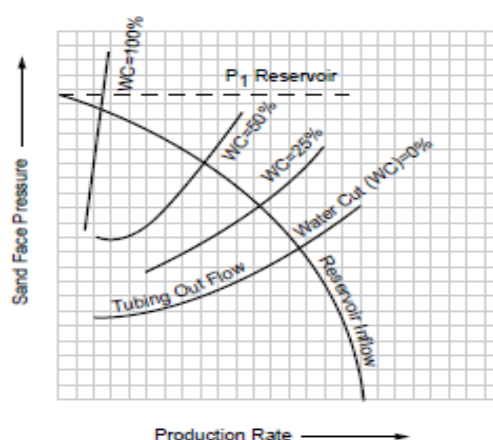
نمودار ۱۳- برخورد نمودار عملکرد مخزن و چاه (Zuo et al., 2018)

یکی دیگر از عوامل مؤثر بر عملکرد مخزن و چاه، اندازه و قطر لوله مغزی است. افزایش قطر لوله مغزی به کاهش افت فشار در طول آن منجر می‌شود و در نتیجه تولید از چاه افزایش می‌یابد. با این حال، این افزایش قطر تنها تا حد معینی مفید است؛ چرا که افزایش بیش از حد قطر لوله مغزی می‌تواند سرعت گاز را به طور قابل توجهی افزایش داده و از حرکت مایع در لوله جلوگیری کند. بنابراین، بهینه‌سازی قطر لوله مغزی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است تا علاوه بر افزایش تولید، از مشکلات عملیاتی جلوگیری شود. نمودار (۱۴) به طور شماتیک این اثرات را نشان می‌دهد. (H. Miresmaeili et al., 2015)



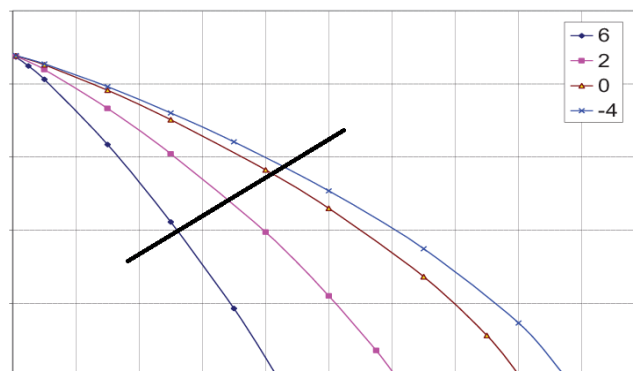
نمودار ۱۴- نمودار عملکرد مخزن و چاه با سایزهای مختلف لوله مغزی (Zuo et al., 2018)

وجود آب در تولید و میزان تولید آن تأثیر قابل توجهی بر عملکرد چاه دارد. به طور معمول، هرچه درصد آب در تولید افزایش یابد، مقدار نفت تولیدی از چاه کاهش می یابد. این کاهش در برخی مواقع می تواند منجر به قطع ارتباط کامل بین مخزن و چاه شود. در نمودار (۱۵)، به صورت شماتیکی، تأثیر افزایش درصد آب بر دبی تولیدی از میدان به وضوح نشان داده شده است (Sinharoy et al., 2020; Zuo et al., 2018).



نمودار ۱۵- تاثیر درصد برش آب بر روی عملکرد چاه (Sinharoy et al., 2020)

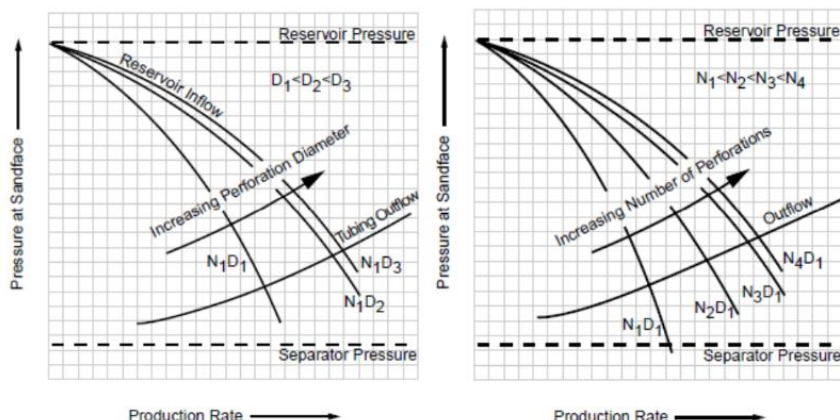
یکی دیگر از عواملی که بر عملکرد چاه تأثیر می گذارد، بررسی اثر ضریب پوسته بر چاه است. به طور کلی، ضریب پوسته یکی از عوامل محدودکننده تولید نفت از میدان محسوب می شود. وجود ضریب پوسته مثبت در اطراف دهانه چاه می تواند منجر به کاهش تولید و محدود شدن دسترسی به مخزن گردد. بنابراین، این عامل بر شکل نهایی نمودار TPR نیز تأثیرگذار است. نمودار (۱۶) تغییرات عملکرد مخزن و چاه را با توجه به ضریب پوسته های متفاوت نمایش می دهد. همانطور که در این نمودار مشخص است، زمانی که ضریب پوسته منفی است، نقطه برخورد این دو نمودار باعث افزایش دبی تولید می شود، اما زمانی که ضریب پوسته مثبت باشد، این برخورد منجر به کاهش دبی تولید می گردد، که به وضوح در این نمودار نشان داده شده است. به طور کلی، ضریب پوسته تأثیر مستقیمی بر عملکرد چاه دارد و تغییرات آن می تواند اثرات زیادی بر بهینه سازی تولید داشته باشد (Han et al., 2021; Sinharoy et al., 2020).



نمودار ۱۶- تاثیر ضریب پوسته بر روی عملکرد چاه (Han et al., 2021)

یکی دیگر از عواملی که بر عملکرد چاه تأثیر می گذارد، طراحی و تکمیل چاه است. به طور کلی، تعداد مشبک ها و قطر مشبک ها تأثیر مستقیم و قابل توجهی بر عملکرد چاه دارند. به طوری که با افزایش تعداد مشبک ها، جریان سیال از مخزن به درون چاه راحت تر صورت

می‌گیرد و این امر منجر به افزایش تولید نفت از میدان و چاه می‌شود. این تغییرات همچنین موجب کاهش افت فشار در چاه می‌گردد. نمودار (۱۷) تغییرات عملکرد چاه را بر اساس تعداد مشبک‌ها نشان می‌دهد. (Hildenbrand & Schug, 2021; Okereke & Omotara, 2018)



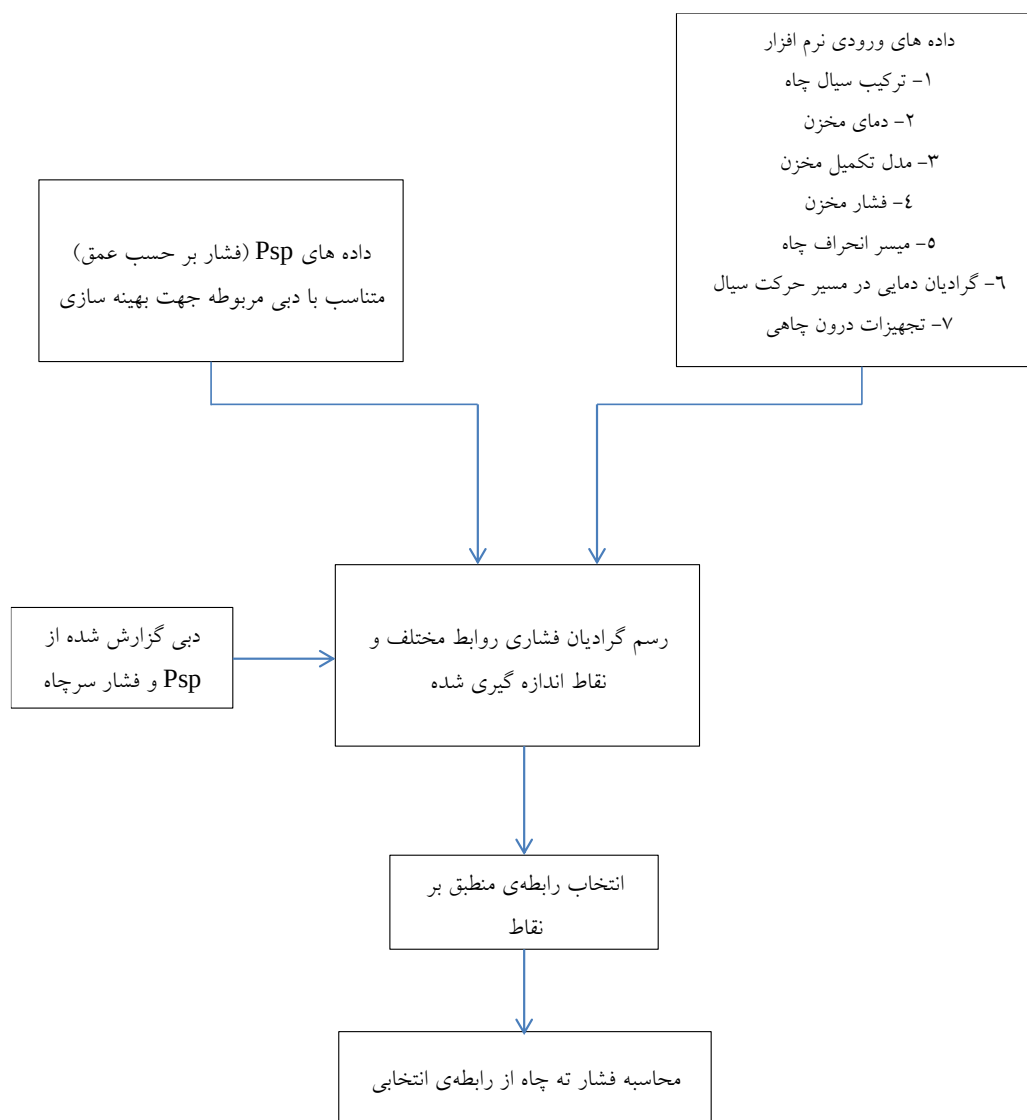
نمودار ۱۷- تاثیر مشبک کاری بر روی عملکرد چاه (Hildenbrand & Schug, 2021)

نرم افزار پایپسیم

نرم افزار پایپسیم یکی از ابزارهای پیشرفته در زمینه شبیه سازی جریان چندفازی نفت و گاز در شرایط پایدار است. این نرم افزار به ویژه برای مدل سازی و شبیه سازی وضعیت چاه‌ها در میدان مختلف، بهینه سازی شرایط خطوط لوله و فرآیندهای انتقال سیالات، فرازآوری گاز و تحلیل گره ای کاربرد دارد. از دیگر ویژگی های مهم این نرم افزار، توانایی آن در ارائه درک جامع و دقیق از پتانسیل مخزن است. از مزایای بارز این نرم افزار می توان به قابلیت تجزیه و تحلیل کامل در هر نقطه از چاه و مخزن اشاره کرد. علاوه بر این، این نرم افزار می تواند رفتار مخزن و چاه را در شرایط افقی و عمودی پیش بینی کند و در زمینه بهینه سازی تولید از چاه‌ها با استفاده از روش های فرازآوری مصنوعی و فرازآوری گاز، عملکرد بهتری نسبت به سایر نرم افزارها ارائه می دهد.

برای استفاده بهینه از این نرم افزار، لازم است مراحل خاصی انجام شوند. 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) 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^۱ و TPR^۲ رسم شده و دبی بهینه برای تولید محاسبه می شود. نمودار (۱۸) نشان دهنده فلوچارت مراحل شبیه سازی با نرم افزار پایپسیم است.

1 Pseudo Spontaneous Potential
2 Influx Performance Relationship
3 Total Performance Relationship



نمودار ۱۶- فلو چارت انجام شبیه سازی توسط نرم افزار پایپسیم

نتیجه گیری

نتایج نشان می دهند که فشار سرچاهی تحت تأثیر فاکتور اصطکاک و نگهداری مایع^۱ قرار نمی گیرد و این دو پارامتر تأثیر قابل توجهی بر فشار سرچاهی ندارند.

با افت فشار استاتیک مخزن به زیر نقطه شبنم، جریان دو فازی در چاه ایجاد می شود.

با افزایش اندازه لوله مغزی، دبی تولیدی نیز افزایش می یابد،

با بزرگ تر شدن اندازه لوله مغزی، فشار ته چاهی کاهش می یابد.

بررسی ها 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.

References

- [1] Al-Attar, H., & Al-Zuhair, S. (2009). A general approach for deliverability calculations of gas wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 67(3), 97–104. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.05.003>
- [2] Al-Shawaf, A., Kelkar, M., & Sharifi, M. (2014). A New Method To Predict the Performance of Gas-Condensate Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17(02), 177–189. <https://doi.org/10.2118/161933-PA>
- [3] Azin, R., Sedaghati, H., Fatehi, R., Osfouri, S., & Sakhaei, Z. (2019). Production assessment of low production rate of well in a supergiant gas condensate reservoir: application of an integrated strategy. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(1), 543–560. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0491-y>
- [4] Barrut, B., Blancheton, J.-P., Muller-Feuga, A., René, F., Narváez, C., Champagne, J.-Y., & Grasmick, A. (2013). Separation efficiency of a vacuum gas lift for microalgae harvesting. *Bioresource Technology*, 128, 235–240. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2012.10.056>
- [5] Changelvaie, A. A., Abdideh, M., & Azizi, S. M. (2015). Optimum Production Potentials for Gas Wells Using Inflow Performance Relationships (IPR) Curves. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 37(7), 775–780. <https://doi.org/10.1080/15567036.2011.598909>
- [6] 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/10.1016/S1876-3804\(13\)60048-8](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(13)60048-8)
- [7] Chen, Z., Qin, C., & Duan, P. (2018). Lifted flame property and interchangeability of natural gas on partially premixed gas burners. *Case Studies in Thermal Engineering*, 12, 333–339. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2018.05.004>
- [8] 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/10.1016/j.envres.2019.108671>
- [9] Dirza, R., Matias, J., Skogestad, S., & Krishnamoorthy, D. (2022). Experimental validation of distributed feedback-based real-time optimization in a gas-lifted oil well rig. *Control Engineering Practice*, 126, 105253. <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2022.105253>
- [10] 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/10.1016/j.petrol.2018.09.096>
- [11] Dong, Y., Li, P., Tian, W., Xian, Y., & Lu, D. (2019). An equivalent method to assess the production performance of horizontal wells with complicated hydraulic fracture network in shale oil reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 71, 102975. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102975>
- [12] Eghbali, S., & Gerami, S. (2013). Modification of Vogel's Inflow Performance Relationship (IPR) for Dual Porosity Model. *Petroleum Science and Technology*, 31(16), 1633–1646. <https://doi.org/10.1080/10916466.2010.551232>
- [13] Elyasi, S. (2016). Assessment and evaluation of degree of multilateral well's performance for determination of their role in oil recovery at a fractured reservoir in Iran. *Egyptian Journal of Petroleum*, 25(1), 1–14. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2015.06.006>
- [14] 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/10.1016/j.petrol.2019.06.033>
- [15] Fattah, K. A., Elias, M., El-Banbi, H. A., & El-Tayeb, E.-S. A. (2014). New Inflow Performance Relationship for solution-gas drive oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 122, 280–289. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.07.021>
- [16] Grubač, B., Šević, S., & Živković, M. (2018). Effect of gas-lift on liquefied petroleum gas (LPG) product yield: A case study of Chinarevskoe gas treatment unit (Kazakhstan). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 165, 586–595. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.02.069>
- [17] Guerra, L. A. O., Temer, B. O., Loureiro, J. B. R., & Silva Freire, A. P. (2022). Experimental study of gas-lift systems with inclined gas jets. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 216, 110749. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110749>
- [18] Guerrero-Sarabia, I., & Fairuzov, Y. V. (2013). Linear and non-linear analysis of flow instability in gas-lift wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 108, 162–171. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.01.012>
- [19] H. Miresmaeili, S. O., Pourafshary, P., & Jalali Farahani, F. (2015). A novel multi-objective estimation of distribution algorithm for solving gas lift allocation problem. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 23, 272–280. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.02.003>
- [20] Haddad, M., Cimpola, R., & Guiot, S. R. (2014). Performance of Carboxydotherrmus hydrogenofomans in a gas-lift reactor for syngas upgrading into hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(6), 2543–2548. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.12.022>

- [21] Han, G., Ma, G., Gao, Y., Zhang, H., & Ling, K. (2021). A new transient model to simulate and optimize liquid unloading with coiled tubing conveyed gas lift. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 200, 108394. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108394>
- [22] Hanafizadeh, P., Raffiee, A. H., & Saidi, M. H. (2014). Experimental investigation of characteristic curve for gas-lift pump. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 116, 19–27. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.02.011>
- [23] Hildenbrand, Z. L., & Schug, K. A. (2021). Reservoir optimized plunger lift technology reduces hydrocarbon emissions from aging gas wells. *Science of The Total Environment*, 759, 143475. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.143475>
- [24] Hu, J., Sun, R., & Zhang, Y. (2020). Investigating the horizontal well performance under the combination of micro-fractures and dynamic capillary pressure in tight oil reservoirs. *Fuel*, 269, 117375. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117375>
- [25] Hu, S., Deng, Y., Li, Y., & Wang, R. (2019). A new method used for reservoir production performance analysis. *Petroleum*, 5(1), 30–34. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.02.001>
- [26] Hussein, H., Al-Durra, A., & Boiko, I. (2015). Design of gain scheduling control strategy for artificial gas lift in oil production through modified relay feedback test. *Journal of the Franklin Institute*, 352(11), 5122–5144. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jfranklin.2015.08.007>
- [27] Jahanbani, A., & Shadizadeh, S. R. (2013). Determination of the Inflow Performance Relationship in Naturally Fractured Oil Reservoirs: Analytical Considerations. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 35(8), 762–777. <https://doi.org/10.1080/15567036.2010.516313>
- [28] Jeong, D., Yoshioka, K., Jeong, H., & Min, B. (2021). Sequential short-term optimization of gas lift using linear programming: A case study of a mature oil field in Russia. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 205, 108767. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108767>
- [29] Ji, J., Yao, Y., Huang, S., Ma, X., Zhang, S., & Zhang, F. (2017). Analytical model for production performance analysis of multi-fractured horizontal well in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 158, 380–397. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.037>
- [30] LI, C., LI, X., GAO, S., LIU, H., YOU, S., FANG, F., & SHEN, W. (2017). Experiment on gas-water two-phase seepage and inflow performance curves of gas wells in carbonate reservoirs: A case study of Longwangmiao Formation and Dengying Formation in Gaoshiti-Moxi block, Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 44(6), 983–992. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(17\)30110-6](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30110-6)