

Research Paper

Studying the Effect of Changes in the Length of a Horizontal Well on Production Rate and Water Cut Percentage, with the aim of Optimizing Production from an Oil Well in Southwestern Iran

Arsalan Taznabi¹, 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:**

Water Coning, Horizontal Well, Oil Recovery Factor, Produced Water Cut Percentage

Abstract

One of the main challenges in the production of oil wells is the phenomenon of water coning. This phenomenon causes excessive water production, which leads to an increase in the volume of water in surface facilities and brings with it several problems. Among these problems, we can mention the reduction in oil production efficiency and the complexity of water separation at the surface. For this reason, adopting appropriate and effective methods to prevent water cone is known as one of the most important concerns of operating engineers and reservoir engineers.

This article studies and investigates the effect of the length of a horizontal well on changes in some field parameters, including the gas to oil ratio produced, oil density, oil recovery factor, residual oil saturation percentage, oil viscosity and reservoir pressure. The results obtained from this research show that increasing the length of a horizontal well has a direct effect on increasing the water cut percentage. For example, a 12,000-foot well recorded the highest water cut of 42 percent, while the lowest water cut of 29 percent was recorded in a 3,000-foot well.

Corresponding author: Mohammad Amin Gholamzadeh

Email: m.a.gholamzadeh@iau.ir

DOI: <https://doi.org/10.82281/jnec.2024.1209563>

مقاله پژوهشی

مطالعه تأثیر تغییرات طول یک چاه افقی بر میزان تولید و درصد برش آب، با هدف بهینه سازی تولید از یکی از چاه های نفتی جنوب غرب ایران

ارسلان تازنابی^۱، محمدمبین غلامزاده^{۲*}، محمدرضا اصغری گنجه^۳

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

چکیده

یکی از چالش های اساسی در بهره برداری از چاه های نفتی، پدیده مخروط شدگی آب است. این پدیده باعث تولید بیش از حد آب می شود که به افزایش حجم آب در تأسیسات سطحی منجر شده و مشکلات متعددی را به همراه دارد. از جمله این مشکلات می توان به کاهش بازدهی تولید نفت و پیچیدگی های جداسازی آب در سطح اشاره کرد. به همین دلیل، اتخاذ روش های مناسب و مؤثر برای پیشگیری از مخروط شدگی آب به عنوان یکی از مهم ترین دغدغه های مهندسین بهره بردار و مهندسین مخزن شناخته می شود.

در این مقاله به مطالعه و بررسی تأثیر طول یک چاه افقی بر تغییرات برخی از پارامترهای میدانی از جمله نسبت گاز به نفت تولیدی، دانسیته نفت، ضریب بازیافت نفت، درصد اشباع نفت باقی مانده، ویسکوزیته نفت و فشار مخزن پرداخته شده است. نتایج بدست آمده از این پژوهش نشان می دهد که افزایش طول چاه افقی تأثیر مستقیمی بر افزایش درصد برش آب دارد. به عنوان مثال در چاهی به طول ۱۲۰۰۰ فوت، بالاترین میزان برش آب معادل ۴۲ درصد ثبت شده است، درحالی که کمترین میزان برش آب، معادل ۲۹ درصد، مربوط به چاهی با طول ۳۰۰۰ فوت بوده است.

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



واژه های کلیدی:

مخروط شدگی آب، چاه افقی، ضریب بازیافت نفت، درصد برش آب تولیدی

* نویسنده مسؤول: محمدمبین غلامزاده

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

مقدمه

افزایش تولید آب سازندی در مخازن نفت و گاز یکی از معضلات بزرگ و چالش‌برانگیز در عملیات مهندسی نفت محسوب می‌شود. عوامل متعددی در بروز این مشکل نقش دارند که از مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به وجود ناهمگنی‌های طبیعی در ساختار سنگ مخزن و حضور لایه‌هایی با تراوایی بالا اشاره کرد. این عوامل باعث می‌شوند که آب موجود در نواحی زیرین مخزن به سرعت به سمت چاه حرکت کرده و در نتیجه میزان آب تولیدی از مخزن به‌طور قابل توجهی افزایش یابد. علاوه بر این، وجود سیستم‌های آبدی قوی در برخی مخازن، شرایط را بحرانی‌تر کرده و بر میزان تولید آب و مشکلات عملیاتی آن می‌افزاید. اگر مدیریت تولید در مخازن دارای سیستم‌های آبدی قوی به‌درستی انجام نشود، تولید هیدروکربن به تدریج متوقف خواهد شد و تنها سیال خروجی از مخزن، آب خواهد بود. این وضعیت، که در اصطلاح به آبی شدن چاه معروف است، نشان‌دهنده شرایطی است که چاه و مخزن دیگر قادر به تولید نفت و گاز نیستند و فقط آب تولید می‌کنند [۱].

این مشکل در چاه‌های گازی به دلیل پیچیدگی‌های خاص این مخازن به مراتب دشوارتر و چالش‌برانگیزتر است. تولید بیش از حد آب در این مخازن، علاوه بر افزایش هزینه‌ها، به دلیل ایجاد آسیب‌های عملیاتی به تجهیزات درون‌چاهی و سطحی، یکی از مسائل پرهزینه و سخت در مدیریت بهره‌برداری به‌شمار می‌رود. در برخی موارد، شدت این مشکل به قدری است که تنها راه حل ممکن، بستن دائمی چاه است [۲]. در این صورت، بخشی از ذخایر نفتی و گازی مخزن برای همیشه غیرقابل برداشت باقی می‌ماند. بررسی‌های میدانی در مخازن نفتی خاورمیانه نشان داده‌اند که روند تولید آب در این مخازن طی سال‌های اخیر به شدت افزایش یافته است. این مسئله، از منظر مدیریت مخزن و بهره‌برداری، نشانه‌ای منفی و هشداردهنده است. از سوی دیگر، بسیاری از این مخازن در نیمه دوم عمر خود قرار دارند که این مسئله بر پیچیدگی و دشواری کنترل پدیده‌های مرتبط با تولید آب می‌افزاید. به همین دلیل، پیش‌بینی دقیق و اصولی پدیده مخروط‌شدگی آب در مخازن نفتی و شناسایی عوامل اصلی مؤثر بر آن، اهمیت زیادی در مدیریت موفقیت‌آمیز این مخازن دارد. درک صحیح این پدیده می‌تواند به مهندسان کمک کند تا اقدامات پیشگیرانه و راهکارهای کنترلی مؤثرتری را طراحی و اجرا کنند [۳].

توسعه میدانی نفتی از جمله پرهزینه‌ترین فعالیت‌های صنعتی در جهان است که تولید هیدروکربن نقش کلیدی در جبران این هزینه‌ها دارد. شرکت‌های فعال در حوزه نفت و گاز همواره تلاش می‌کنند با بهبود روش‌های استخراج، بازدهی تولید هیدروکربن را افزایش دهند. با این حال، یکی از بزرگ‌ترین چالش‌های عملیاتی، تولید غیرضروری آب سازندی از مخازن است [۴].

این پدیده، که مخروط‌شدگی آب نیز شناخته می‌شود، نه تنها باعث کاهش میزان هیدروکربن قابل استحصال می‌شود، بلکه مشکلات متعددی نظیر خوردگی و آسیب به تجهیزات درون‌چاهی و سرچاهی را نیز به همراه دارد. تولید مازاد آب سازندی علاوه بر افزایش هزینه‌های تعمیر و نگهداری، بازده عملیاتی را به شدت کاهش داده و بهره‌برداری از مخازن را دشوارتر می‌سازد [۵].

با توجه به تأثیرات منفی این پدیده بر تولید هیدروکربن، شناسایی دقیق عوامل مؤثر بر تولید آب و ارائه راهکارهای عملی برای پیش‌بینی و کنترل آن از اهمیت بالایی برخوردار است. در این پژوهش، با بهره‌گیری از نرم‌افزار شبیه‌ساز اکلیپس، به تحلیل عوامل مرتبط با تولید آب و پدیده مخروط‌شدگی در یکی از مخازن نفتی جنوب غرب ایران پرداخته شده است. این مطالعه به شناسایی دلایل اصلی تولید ناخواسته آب کمک کرده و راهکارهایی برای مدیریت بهتر مخازن ارائه می‌دهد.

روش پژوهش

میدان مورد مطالعه:

میدان نفتی که در این تحقیق مورد بررسی قرار گرفته، در جنوب غرب ایران واقع شده و از ده زون مختلف تشکیل شده است. اطلاعات اولیه این میدان در دمای مخزنی ۸۱ درجه سانتی‌گراد نشان می‌دهد که فشار اولیه مخزن ۵۰۵۵ پام، فشار نقطه حباب آن ۳۱۵۶ پام، دانسیته نفت ۴۹/۴۷ پوند بر فوت مکعب و دانسیته آب سازند ۷۲/۷۳ پوند بر فوت مکعب می‌باشد. علاوه بر این، ضخامت لایه نفتی میدان معادل ۳۲۰ فوت است. جدول شماره (۱) اطلاعات مربوط به ویژگی‌های نفت میدان را نشان می‌دهد. در این جدول، ویسکوزیته نفت و همچنین ضریب حجمی نفت سازند بر اساس فشارهای مختلف در میدان مورد بررسی قرار گرفته و ارائه شده‌اند.

جدول ۱- اطلاعات پایه نفت میدان

ضریب حجمی نفت	ویسکوزیته نفت (سانتی پويز)	فشار (پام)
۱/۱۲	۰/۹۱	۱۳۷۸
۱/۱۱	۰/۸۷	۳۰۵۶
۱/۰۹	۰/۸۷	۳۴۶۸
۱/۰۶	۰/۸۷	۴۳۹۹

خصوصیات سنگ مخزن:

تخلخل سنگ مخزن در این میدان در بازه‌ای بین ۱۱/۸۱ تا ۱۷/۲۸ درصد قرار دارد. همچنین، تراوایی سنگ مخزن در این میدان نیز در محدوده ۷ تا ۱۹ میلی‌داری متغیر است. بنابراین می‌توان گفت که به طور کلی، نفوذپذیری سنگ مخزن در این میدان نسبتاً پایین ارزیابی می‌شود.

خصوصیات شکاف در مخزن:

مخزن مورد مطالعه یک مخزن شکاف‌دار بوده که اطلاعات مربوط به ویژگی‌های شکاف‌های این مخزن در جدول شماره (۲) آورده شده است. این اطلاعات برای انجام شبیه‌سازی در نرم‌افزار اکلپس مورد استفاده قرار گرفته‌اند.

جدول ۲- اطلاعات شکاف در مخزن

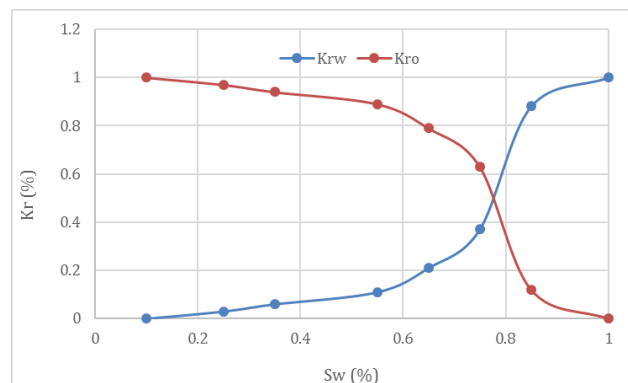
تخلخل (درصد)	تراوایی عمودی (میلی‌داری)	تراوایی افقی (میلی‌داری)	طول شکاف (فوت)
۴/۲۳	۱۶۳۹	۴۸۵	۷

خصوصیات سفره آبد:

مشکل عمده تولید آب در این میدان، ناشی از پدیده مخروط‌شدگی آب است که به دلیل وجود سفره آبد در مخزن ایجاد شده است. وجود این سفره آبد باعث بالا آمدن سطح تماس بین آب و نفت شده و در نتیجه مخروط‌شدگی آب به وجود آمده است. ضخامت سفره آبد در این میدان ۶۴۰ فوت، تخلخل آن ۱۷/۳۴ درصد و تراوایی آن نیز ۴۰۵/۳۴ میلی‌داری است.

تراوایی نسبی:

برای انجام شبیه‌سازی در این میدان، از داده‌های تراوایی نسبی نیز استفاده شده است. شکل شماره (۱) داده‌های تراوایی نسبی آب و نفت در این میدان را نشان می‌دهد.



شکل ۱- تراوایی نسبی آب و نفت

شبیه‌سازی مخزن:

شبیه‌سازی‌های انجام‌شده در این میدان با استفاده از داده‌های ورودی به نرم‌افزار اکلپس انجام گرفته است. مدل مورد استفاده در این تحقیق به صورت سه‌بعدی با ابعاد ۱۵×۱۰×۵ ساخته شده است. در این شبیه‌سازی، پارامترهایی نظیر اختلاف دانسیته، نسبت ویسکوزیته، نسبت نفوذپذیری، تراوایی شکاف در وضعیت‌های افقی و عمودی، طول شکاف، دبی تولید و فاصله از مشبک‌کاری مورد ارزیابی قرار گرفته‌اند. سپس تأثیر هر یک از این پارامترها بر حجم آب تولیدی و درصد برش آب مورد تحلیل قرار گرفته است.

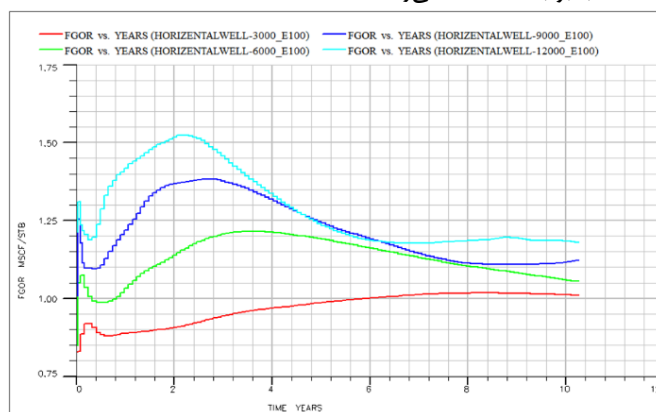
همچنین به منظور مطالعه جامع‌تر، به طور دقیق مدل‌های مختلفی توسط نرم‌افزار اکلپس در میدان مورد مطالعه ایجاد شده است. توزیع فشار اولیه در مخزن حاکی از آن است که فشار اولیه در این مدل برابر با ۵۰۵۵ پام می‌باشد. همچنین توزیع اشباع اولیه نفت در میدان نمایش می‌دهد که حداکثر میزان اشباع نفت در این مدل ۷۶ درصد است. مطابق با داده‌های ارائه‌شده اشباع گاز در این مدل صفر بوده و در عوض، میزان اشباع آب در مخزن در بازه‌ای از ۲۰ تا ۹۹ درصد قرار دارد. بیشترین میزان اشباع آب در قسمت سفره آبد مخزن مشاهده می‌شود، که در این بخش اشباع آب به ۹۹ درصد می‌رسد. در نهایت، بررسی‌ها نشان می‌دهد که در اثر ایجاد شکاف در مخزن، اشباع آب در چاه تولیدی افزایش یافته است.

سناریوی تولید:

در این سناریو، طول چاه افقی برابر با ۳۰۰۰، ۶۰۰۰، ۹۰۰۰ و ۱۲۰۰۰ فوت در نظر گرفته شده و تأثیر این مقادیر بر نسبت گاز به نفت تولیدی و دیگر پارامترهای مرتبط با تولید بررسی گردید.

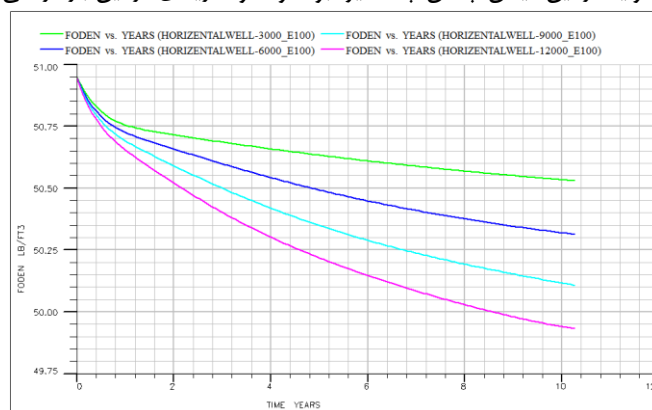
تجزیه و تحلیل نتایج

نمودار شماره (۱) تغییرات نسبت گاز به نفت تولیدی را در سناریوهای مختلف در این میدان در صورتی که از چاه‌های افقی با طول‌های متفاوت استفاده شود، نشان می‌دهد. همانطور که در این نمودار قابل مشاهده است، در این مطالعه تأثیر استفاده از چاه‌های افقی با طول‌های مختلف بر عملکرد مخزن و همچنین نسبت گاز به نفت تولیدی و سایر شاخص‌ها بررسی شده است. طول چاه‌های افقی در این مطالعه به ترتیب ۳۰۰۰، ۶۰۰۰، ۹۰۰۰ و ۱۲۰۰۰ فوت در نظر گرفته شده‌اند. این نمودار به وضوح نشان می‌دهد که زمانی که طول چاه افقی ۱۲۰۰۰ فوت باشد، نسبت گاز به نفت تولیدی به بیشترین مقدار خود می‌رسد، در حالی که در طول چاه ۳۰۰۰ فوت، این نسبت به کمترین میزان خود می‌رسد. علاوه بر این، در تمام سناریوها، نسبت گاز به نفت تولیدی در مراحل اولیه تولید روندی افزایشی دارد که این روند معمولاً در حدود سه سال اول تولید مشاهده می‌شود و بعد از آن، این نسبت شروع به کاهش می‌کند. همچنین، در وضعیت استفاده از چاه افقی ۳۰۰۰ فوتی، رفتار نسبت گاز به نفت کمی متفاوت است؛ به گونه‌ای که این نسبت به تدریج افزایش می‌یابد و پس از ده سال از شروع تولید، به بالاترین مقدار خود که تقریباً ۱ میلیون فوت مکعب بر بشکه است، می‌رسد.



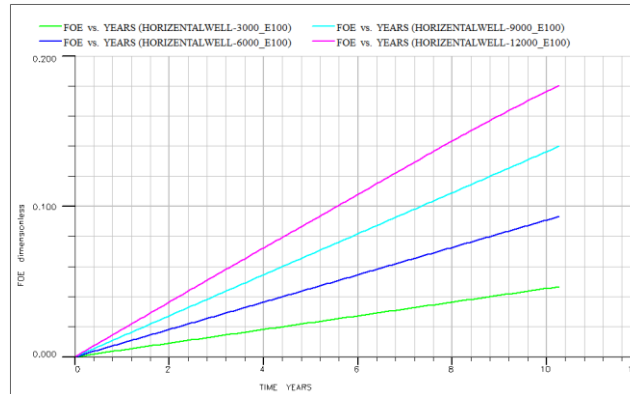
نمودار ۱- تغییرات نسبت گاز به نفت تولیدی در چاه افقی

نمودار شماره (۲) تغییرات دانسیته نفت در میدان مورد بررسی را در سناریوهای مختلف نشان می‌دهد. همان‌طور که از این نمودار برمی‌آید، دانسیته نفت با گذر زمان روندی نزولی دارد به گونه‌ای که در آغاز تولید، دانسیته نفت در بالاترین مقدار خود قرار دارد و پس از گذشت ده سال از آغاز تولید، این مقدار به کمترین میزان خود می‌رسد. نکته دیگری که در این نمودار قابل توجه است، تأثیر طول چاه افقی بر کاهش دانسیته نفت است. به‌طور خاص، هنگامی که از چاه افقی با طول ۱۲۰۰۰ فوت استفاده می‌شود، کمترین مقدار دانسیته مشاهده می‌شود، در حالی که در صورت استفاده از چاه با طول ۳۰۰۰ فوت، بیشترین مقدار دانسیته حاصل می‌شود. به‌طور کلی، تغییرات دانسیته نفت در چهار حالت مختلف پس از ده سال تولید در این میدان، در بازه‌ای بین ۴۹/۹۲ تا ۵۰/۹۵ پوند بر فوت مکعب قرار دارد. این نتایج نشان‌دهنده این است که تغییرات دانسیته نفت در طول یک دهه از تولید در این میدان چندان چشمگیر نبوده و تفاوت زیادی در این بازه زمانی مشاهده نمی‌شود.



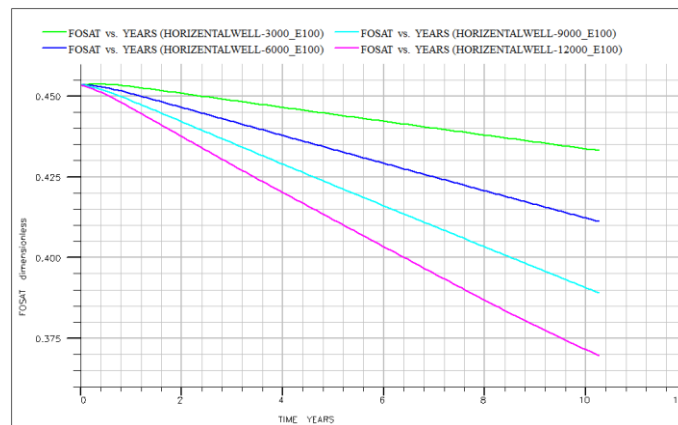
نمودار ۲- تغییرات دانسیته نفت میدان در چاه افقی

نمودار شماره (۳) تغییرات ضریب بازیافت نفت در میدان مورد مطالعه را در شرایط استفاده از چاه‌های افقی با طول‌های مختلف نشان می‌دهد. همانطور که از این نمودار پیداست، افزایش طول چاه افقی از ۳۰۰۰ به ۱۲۰۰۰ فوت تأثیر مستقیم و معناداری بر ضریب بازیافت نفت دارد، به‌طوری‌که در چاه ۳۰۰۰ فوتی کمترین ضریب بازیافت و در چاه ۱۲۰۰۰ فوتی بیشترین ضریب بازیافت نفت مشاهده می‌شود. یکی دیگر از نکات مهم این است که با گذر زمان و رسیدن به ده سال از تولید، ضریب بازیافت نفت به‌طور قابل توجهی افزایش می‌یابد. لازم به ذکر است که پس از گذشت ده سال از شروع تولید، کمترین ضریب بازیافت نفت در حدود ۵ درصد به‌دست می‌آید که در شرایط استفاده از چاه افقی ۳۰۰۰ فوتی مشاهده می‌شود، در حالی که بیشترین ضریب بازیافت در حدود ۱۸ درصد است که با استفاده از چاه افقی ۱۲۰۰۰ فوتی حاصل می‌شود.



نمودار ۳- تغییرات ضریب بازیافت نفت میدان در چاه افقی

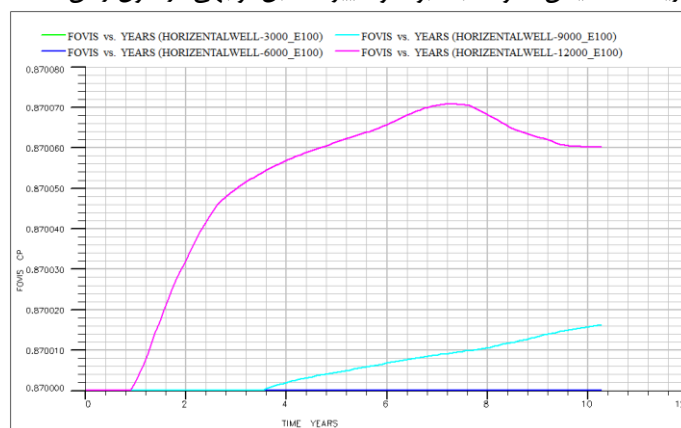
نمودار شماره (۴) تغییرات اشباع نفت باقی‌مانده میدان را در شرایط استفاده از چاه‌های افقی نشان می‌دهد. همانطور که در این نمودار قابل مشاهده است، اشباع نفت با گذشت زمان روندی کاهشی را طی می‌کند، به‌طوری‌که در ابتدای تولید در بالاترین میزان خود قرار دارد و در پایان تولید به کمترین مقدار خود می‌رسد. همچنین، بیشترین درصد اشباع نفت باقی‌مانده زمانی رخ می‌دهد که طول چاه افقی ۳۰۰۰ فوت باشد و کمترین درصد اشباع نفت باقی‌مانده زمانی به‌دست می‌آید که طول چاه افقی ۱۲۰۰۰ فوت است. کمترین و بیشترین مقادیر درصد اشباع نفت باقی‌مانده به ترتیب برابر با ۰/۳۷۰ و ۰/۴۳۳ درصد هستند. یکی دیگر از نکات مهم این است که روند کاهش درصد اشباع نفت در میدان، برای تمامی طول‌های مختلف چاه افقی، به‌صورت یکسان و خطی بوده و تغییرات به‌طور مداوم و ثابت در طول زمان مشاهده می‌شود.



نمودار ۴- تغییرات درصد اشباع نفت باقی‌مانده میدان در چاه افقی

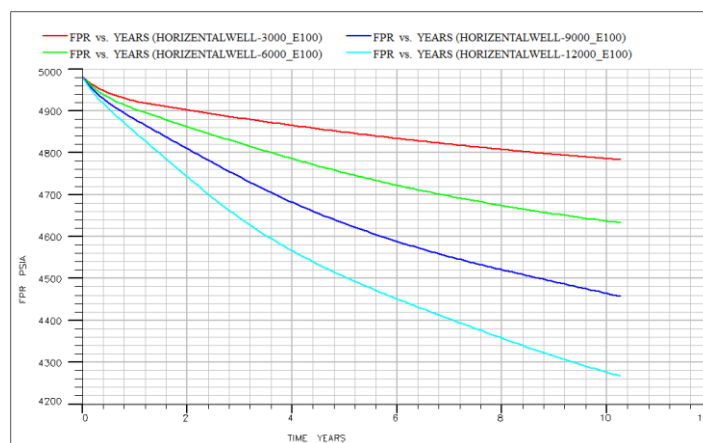
نمودار شماره (۵) تغییرات ویسکوزیته نفت میدان در چاه‌های افقی را نشان می‌دهد. در این بخش، تغییرات ویسکوزیته نفت در چهار حالت مختلف از چاه‌های افقی مورد بررسی قرار گرفته است. همان‌طور که در نمودار دیده می‌شود، بیشترین تغییرات ویسکوزیته مربوط به چاه افقی با طول ۱۲۰۰۰ فوت است که در ابتدا با افزایش زمان تولید به مدت ۱۰ سال، روندی افزایشی را تجربه می‌کند. این افزایش عمدتاً تا سال هفتم تولید ادامه دارد، و پس از آن، روندی نزولی مشاهده می‌شود. در حالی که برای چاه‌های با طول ۹۰۰۰ فوت، ویسکوزیته نفت تا سال چهارم تغییرات چندانی ندارد و سپس تا پایان سال دهم روندی افزایشی پیدا می‌کند. علاوه بر این، برای چاه با طول ۶۰۰۰ فوت، تغییرات ویسکوزیته نفت ثابت بوده و هیچ تغییری در این مقدار مشاهده نمی‌شود. نکته قابل توجه دیگر در این نمودار این است که علی‌رغم تغییراتی

در ویسکوزیته نفت، این تغییرات در محدوده چند ده هزارم سانتی‌پویز قرار دارد و به طور کلی، می‌توان آن‌ها را ناچیز دانست. بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که تغییرات ویسکوزیته نفت میدان عموماً ثابت بوده و تغییرات قابل توجهی در طول زمان مشاهده نمی‌شود.



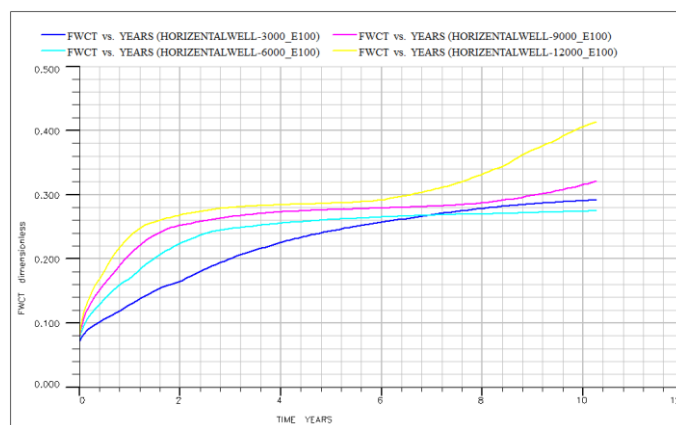
نمودار ۵- تغییرات ویسکوزیته نفت میدان در چاه افقی

نمودار شماره (۶) تغییرات فشار متوسط مخزن در چاه‌های افقی مختلف را نشان می‌دهد. طبق این نمودار، مشاهده می‌شود که با گذشت زمان از شروع تولید، فشار متوسط مخزن به‌طور مداوم کاهش می‌یابد. در ابتدای تولید، فشار متوسط مخزن در بالاترین مقدار خود قرار دارد، اما این مقدار با افزایش زمان تولید کاهش یافته و در سال دهم تولید به کمترین سطح خود می‌رسد. نکته دیگری که در این نمودار به چشم می‌خورد، تأثیر طول چاه افقی بر فشار متوسط مخزن است. با افزایش طول چاه از ۳۰۰۰ فوت به ۱۲۰۰۰ فوت، فشار متوسط مخزن نیز کاهش می‌یابد. به‌طوری که در چاه ۱۲۰۰۰ فوتی کمترین فشار و در چاه ۳۰۰۰ فوتی بیشترین فشار ثبت می‌شود. فشار اولیه مخزن در حدود ۵۰۰۰ پام در نظر گرفته شده است، که در طول زمان و بسته به طول چاه، فشار متوسط به ترتیب به ۴۷۹۰ پام در چاه ۳۰۰۰ فوتی و ۴۲۷۰ پام در چاه ۱۲۰۰۰ فوتی کاهش می‌یابد.



نمودار ۶- تغییرات فشار متوسط مخزن در چاه افقی

نمودار شماره (۷) تغییرات درصد برش آب تولیدی از میدان را در چاه‌های افقی با طول‌های مختلف نمایش می‌دهد. طبق این نمودار، با گذشت زمان تولید، درصد برش آب به‌طور پیوسته افزایش می‌یابد. در ابتدای تولید، درصد برش آب در کمترین مقدار خود قرار دارد و پس از گذشت ده سال از تولید، به بیشترین مقدار خود می‌رسد. همچنین، با افزایش طول چاه افقی، درصد برش آب تولیدی نیز افزایش می‌یابد. به‌طوری که در چاه ۳۰۰۰ فوتی کمترین درصد برش آب و در چاه ۱۲۰۰۰ فوتی بیشترین درصد برش آب تولید می‌شود. نکته دیگر قابل توجه این است که در چاه‌های با طول‌های ۳۰۰۰، ۶۰۰۰ و ۹۰۰۰ فوت، تغییرات درصد برش آب بسیار کم و نزدیک به هم است، به‌طوری که مقادیر درصد برش آب در این چاه‌ها در محدوده ۲۷ تا ۳۲ درصد قرار دارد. اما زمانی که طول چاه افقی به ۱۲۰۰۰ فوت می‌رسد، درصد برش آب به ۴۱ درصد افزایش می‌یابد که نشان‌دهنده تغییر قابل توجهی در درصد برش آب تولیدی از میدان است.



نمودار ۷- تغییرات درصد برش آب تولیدی در چاه افقی

نتیجه‌گیری

در این مطالعه، عوامل مؤثر بر درصد برش آب و پدیده مخروشدگی آب در میدان با استفاده از نرم افزار اکیپس شبیه‌سازی شده‌اند. نتایج کلی این پژوهش عبارتند از:

افزایش مدت زمان تولید منجر به کاهش فشار متوسط مخزن، کاهش اشباع نفت میدان، افزایش ضریب بازیافت نفت، کاهش دانسیته نفت، و افزایش نسبت گاز به نفت تولیدی از میدان می‌شود.

طول چاه افقی تأثیر قابل توجهی بر درصد برش آب تولیدی از میدان دارد، به‌گونه‌ای که بیشترین درصد برش آب (۴۲٪) در چاه با طول ۱۲۰۰۰ فوت مشاهده می‌شود، در حالی که کمترین درصد برش آب (۲۹٪) در چاه به طول ۳۰۰۰ فوت ثبت شده است.

درصد برش آب در لایه‌های تولیدی مختلف متفاوت است و این تفاوت‌ها بستگی به ویژگی‌های هر لایه دارند. درصد برش آب در لایه‌های ۵ و ۶ تولیدی بسیار نزدیک به هم بوده و به ترتیب برابر با ۲۳٪ و ۲۸٪ است، در حالی که در لایه ۷ تولیدی این مقدار به ۴۸٪ می‌رسد.

References

1. CHENG, Y., MU, L., ZHU, E., ZHANG, P., GUO, C., LENG, Y., WEI, Z., CHEN, P., XING, Y., CHENG, M., SHI, H., & ZHANG, L. (2017). Water producing mechanisms of carbonate reservoirs gas wells: A case study of the Right Bank Field of Amu Darya, Turkmenistan. *Petroleum Exploration and Development*, 44(1), 89–96. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(17\)30011-3](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30011-3)
2. Hazarika, G., Das, M., & Pandian, S. (2022). Hybrid analysis for excessive water production problem. *Petroleum Science and Technology*, 40(12), 1407–1422. <https://doi.org/10.1080/10916466.2021.2023178>
3. You, Q., Wen, Q., Fang, J., Guo, M., Zhang, Q., & Dai, C. (2019). Experimental study on lateral flooding for enhanced oil recovery in bottom-water reservoir with high water cut. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174, 747–756. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.053>
4. Ould-amer, Y., Chikh, S., & Naji, H. (2004). Attenuation of water coning using dual completion technology. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 45(1), 109–122. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2004.04.004>
5. PANG, Z., CHENG, L., XU, J., & FENG, R. (2008). Application of material balance method to nitrogen anti-water-coning technology. *Petroleum Exploration and Development*, 35(2), 234–238. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(08\)60033-6](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1876-3804(08)60033-6)