



Petroleum Research

Petroleum Research, 2024(December-January), Vol. 34, No. 138, 10-14

DOI: 10.22078/pr.2024.5342.3377

Interpretation of Changing Wellbore Storage During a Well Testing - A Case Study

Mahdi Malakoutikhah¹, Mohammad Sharifi¹, Masoud Fuladgar²

1. Petroleum Department, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

2. Petroleum Engineering and Development Company

m_sharifi@aut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2024.5342.3377

Received: December/25/2024

Accepted: August/27/2024

Introduction

Well testing remains an essential method to evaluate reservoir properties and assess pressure-transient behaviors. Moreover, traditional methods often assume constant wellbore storage; however, variable storage arises under specific conditions, particularly in heterogeneous reservoirs or due to operational interventions such as acidizing [1]. Acidizing aims to enhance reservoir permeability but may introduce complexities in pressure-transient analysis by altering the wellbore storage behavior. Ultimately, this study examines the impact of acidizing on a southern Iranian well and proposes insights into adapting interpretation models to account for variable wellbore storage effects.

Materials and Methods

Data from pre- and post-acidizing well tests were analyzed using advanced numerical modeling techniques. Furthermore, pressure and flow rate information was incorporated into a coding algorithm based on Spivey's model for variable wellbore storage. In addition, log-log and semi-log derivative plots were generated to observe changes in wellbore behavior. Core fluid properties, reservoir characteristics, and boundary conditions were validated using baseline data from the well.

Results and Discussion

The analysis demonstrates a clear transition from constant to variable wellbore storage following acidizing. Key findings include:

- The pre-acidizing constant wellbore storage effect measured at 0.014 bbl/psi.
 - Post-acidizing analysis showed a reduced variable wellbore storage effect of 0.0024 bbl/psi.
 - Derivative pressure plots highlight the development of a highly permeable region near the wellbore.
- These observations align with Spivey's theoretical framework, confirming that acidizing introduces a highly permeable zone that alters storage behavior.

Conclusions

Acidizing operations can significantly impact wellbore storage characteristics, transitioning behavior from constant to variable. Moreover, these changes necessitate adjustments in pressure-transient interpretation models to maintain accuracy. Finally, this research underscores the importance of incorporating dynamic wellbore storage effects into well testing analysis and provides a framework for future studies.

References

- [1] Spivey, J. P., & Lee, W. J. (1999). Variable Wellbore Storage Models for a Dual-Volume Wellbore. SPE Journal, 5(6), 2032-2048.

تفسیر تغییرات اثر انباشتگی دهانه چاه طی فرایند چاه آزمایی در یکی از چاه‌های جنوب کشور

مهدی ملکوتی‌خواه، محمد شریفی* و مسعود فولادگر^۲

۱- دانشکده نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

۲- شرکت مهندسی و توسعه نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۱۰/۰۴ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۶/۰۷

چکیده

تفسیر داده‌های چاه آزمایی یکی از مهمترین عواملی است که مهندسان نفت از آن برای رسیدن به خصوصیات سنگ مخزن استفاده می‌کنند. تفسیر داده‌های چاه آزمایی دارای قسمت‌های مختلفی است که یکی از آن‌ها شامل اثر انباشت چاه است که می‌تواند اثر قابل توجهی بر روی داده داشته باشد. اثر انباشت چاه خود دارای حالت مختلف است که این حالات شامل اثر انباشت چاه ثابت و متغیر است. اثر انباشت متغیر چاه می‌تواند به دلایل متفاوتی رخ دهد اما یکی از حالات آن وجود یک ناحیه بسیار محدود اطراف چاه با تراوایی بسیار بالا است که می‌تواند موجب اثر انباشت متغیر چاه شود. در این مطالعه با بررسی داده‌های چاه آزمایی یکی از چاه‌های جنوب کشور ایران، این نتیجه حاصل شد که اسید کاری چاه، با ایجاد یک ناحیه محدود ولی بسیار تراوا می‌تواند موجب ایجاد اثر انباشت متغیر چاه شود و مقدار اثر انباشت ثابت چاه را از $0/014 \text{ bbl/psi}$ به مقدار انباشت متغیر نهایی $0/024 \text{ bbl/psi}$ برساند. تفسیر حاضر با مقایسه داده‌های چاه آزمایی قبل و بعد از اسید کاری و بررسی نمودارهای مشتق فشار، رفتار چاه با اثر انباشتگی متغیر مدلسازی و تفسیرهای مربوطه بیان شده است. نتایج این پژوهش می‌تواند در تفسیر بهتر داده‌های چاه آزمایی به همراه توجیه فیزیکی مدل‌های انتخابی مورد استفاده قرار گیرد.

کلمات کلیدی: چاه آزمایی، اثر انباشت چاه، اثر انباشت چاه متغیر، اسیدکاری، مطالعات مخزن.

مقدمه

مانند نمودار مشتق فشاری و نمودارهای منحنی مشخصه^۱ استفاده می‌شود که می‌توان با استفاده از این روش‌ها مشخصات سنگ مخزن را با دقت خوبی به دست آورد [۶ و ۷]. یکی از مشکلات بزرگی که در چاه آزمایی وجود دارد، اثر انباشت چاه است که می‌تواند داده‌های اولیه جمع‌آوری شده را تحت تأثیر قرار داده و یا باعث عدم برداشت صحیح از

یکی از روش‌های مهم برای به دست آوردن خصوصیات سنگ مخزن، استفاده از تحلیل فشار گذار به دست آمده از آزمایش چاه آزمایی است [۵-۱]. برای تحلیل فشار گذار از روش‌های متفاوتی

1. Type Curves

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی: m_sharifi@aut.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5342.3377)

داده‌ها شود [۸ و ۹]. مشکل اثر انباشت چاه اکثر زمانی بیشتر تأثیر خود را نشان می‌دهد که برای کنترل دبی چاه از شیر سطحی استفاده شود [۱۰].

در کل می‌توان انواع اثر انباشت چاه را به دو دسته کلی اثر انباشت چاه ثابت و اثر انباشت متغیر^۱ دسته‌بندی کرد [۱۵-۱۱]. اثر انباشت چاه ثابت به خاطر تراکم‌پذیری سیال در حجم چاه و یا تغییر سطح سیال داخل چاه می‌تواند رخ دهد [۱۰]. از دلایل اصلی ایجاد اثر انباشت نفت به صورت متغیر، جدا شدن فازهای تولیدی^۲ در طول مسیر چاه است. استیگر و متیوس [۱۶] در سال ۱۹۵۸ جزء اولین نفراتی بودند که به این موضوع اشاره داشتند که حدود ۷۵٪ از چاه‌ها در جنوب تگزاس که در میادین متوسط قرار گرفته‌اند نمودار افزایش فشار آن‌ها در آزمایش ساخت فشار به یک اندازه حداکثری می‌رسد و سپس شروع به کاهش می‌کند. این پدیده در گزارشات دیگری نیز مشاهده شده است [۱۹-۱۷]. اولین مدل ریاضیاتی برای اثر انباشت چاه که به دلیل جدا شدن فازها در طول مسیر چاه اتفاق می‌افتد را فیر [۲۰] ارائه کرد. او با فرض قرار دادن این نکته که حجم گاز در زمان بالا آمدن در طول مسیر چاه ثابت می‌ماند مدل خویش را ارائه داد. هگمنند [۱۳] مدل خویش را با توجه به مدل فیر ارائه داد که در واقع یک حالت بهینه شده مدل فیر بود.

در ادامه بررسی اثر انباشت متغیر چاه، اسپایوی [۲۱] در عوض بررسی جدایش فازها در طول مسیر چاه، به بررسی تأثیر وجود یک حجم محدود ثانویه در کنار حجم چاه، بر روی اثر انباشت متغیر چاه پرداخت. او تأثیر این حجم محدود ثانویه را به دو صورت مدل کرد. در حالت اول این موضوع مد نظر قرار گرفت که اگر پیکر استفاده شده در چاه به خوبی محکم نشده باشد و دارای نشی باشد این حجم ثانویه اضافه شده می‌تواند باعث اثر انباشت متغیر در طول عملیات چاه آزمایی شود. البته این

حالت فقط منبع غیر مخزنی نداشته بلکه اگر مخزن دارای دو ناحیه که یکی از ناحیه‌ها شعاع خیلی محدودتری نسبت به لایه دیگر داشته باشد و از لحاظ تراوایی نیز بسیار تراواتر باشد نیز این حالت صدق می‌کند. حالت دوم زمانی است که مخزن به دلیل وجود شکاف در اطراف چاه به صورت چند لایه به صورت شعاعی درآمدن باشد که لایه نزدیک تر به چاه دارای تراوایی تقریباً بی نهایت است. در این حالت نیز اثر انباشت چاه به صورت متغیر خود را نشان می‌دهد.

در این پژوهش سعی می‌شود با توجه به مدلی که اسپایوی [۲۱] ارائه داد بررسی شود که با عملیات تزریق اسید در چاه و اثر این اسید بر سنگ مخزن نزدیک به چاه، با بالارفتن تراوایی این مناطق ممکن است که حالت اثر انباشت چاه از ثابت به متغیر، تغییر کند. برای این منظور اطلاعات فشار و دبی برای یکی از چاه‌ها در یکی از میادین جنوب کشور ایران در دو حالت قبل و بعد از اسید کاری مورد بررسی قرار گرفته و با استفاده از کد نوشته شده تحلیل می‌شوند.

روش انجام کار

برای بررسی اثر اسید کاری بر روی حالت انباشت یکی از چاه‌های جنوب کشور، اطلاعات مربوط به آزمایش چاه را برای قبل و بعد از اسید کاری با استفاده از کد نوشته شده مورد بررسی قرار داده شد. روابطی که توسط اسپایوی در مورد اثر انباشت چاه متغیر مطرح شده‌اند به این صورت است که با فرض تک فاز بودن سیال داخل چاه اگر این سیال از منبعی غیر از خود مخزن وارد چاه شود مقدار دبی آن به مقدار افت فشار در آن ناحیه بستگی دارد و برای این موضوع اسپایوی یک حالت ضریب پوسته مانند رابطه ۱ در نظر گرفت:

$$S_2 = \frac{0.00708kh\Delta p_2}{q_2B\mu} \quad (1)$$

1. Variable Wellbore Storage

2. Phase Segregation

می‌شوند. در مورد داده های بعد از اسید کاری نیز ابتدا اطلاعات فشار و دبی را وارد کرده (شکل ۳- الف) و از این اطلاعات نمودارهای Log-Log و semi-Log استخراج و تحلیل می‌شوند (شکل ۳- ب و ج). خواص سیال مخزن در جدول ۱ مشخص شده است.

نتایج و بحث

همان‌طور که گفته شد داده‌های چاه آزمایشی قبل و بعد از اسید کاری چاه با استفاده از مدل اثر انباشتگی متغیر چاه مورد بررسی قرار گرفت و نتایج تحلیل و بررسی شد.

نتایج چاه آزمایشی قبل از اسید کاری

با توجه به شکل ۴ نتایج حاصل از چاه آزمایشی این چاه قبل از اسید کاری نشان دهنده این موضوع است که این چاه دارای اثر انباشت ثابت بوده و مقدار این اثر برابر با ۰/۰۱۱۷ bbl/psi است. علاوه بر این موضوع اواخر نمودار Log-Log نشان دهنده وجود یک گسل در فاصله ۱۶۰۰ Pa از چاه است. دیگر موارد به دست آمده از این تحلیل در جدول ۲ آمده است.

نتایج چاه آزمایشی بعد از اسید کاری چاه

با توجه به داده‌هایی که از چاه آزمایشی برای بعد از اسید کاری به دست آمده است، این داده‌ها وارد کد شده و تحلیل شدند. نتایج به دست آمده نشان از این موضوع دارد که این چاه بعد از اسید کاری دچار اثر انباشت متغیر شده است (شکل ۵). تحلیل نمودار Log-Log نشان داده شده در شکل ۵ (ب)، نشانگر این است که در ابتدا نمودار مشتق فشاری افزایش یافته و سپس رو به کاهش گذاشته است که این نشانگر متغیر شدن اثر انباشت چاه است. برای همخوانی پیدا کردن بین داده های به دست آمده از داده های چاه آزمایشی و تطبیق تحلیلی از مدل اثر انباشت متغیر اسپایوی [۲۱] استفاده شد.

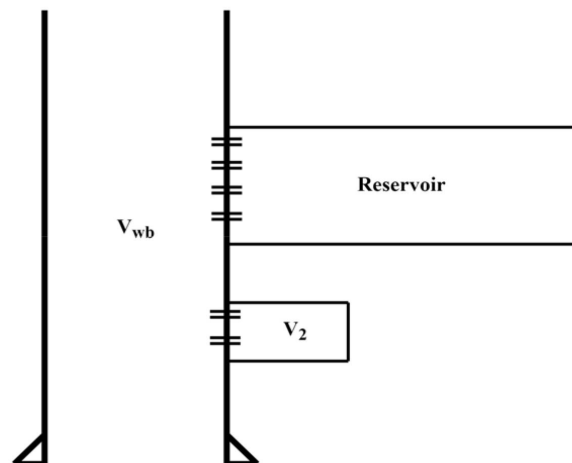
برای حجم منبع غیرمخزنی نیز یک ضریب به اسم C_2 تعریف شده که در رابطه ۲ آمده است:

$$C_2 = V_2 C_{wb} \quad (2)$$

حالت بی بعد حجم منبع غیرمخزنی نیز به این صورت تعریف شد:

$$C_{2D} = \frac{0.894 C_2}{\phi C_f h r_w^2} \quad (3)$$

بنابر این دو پارامتر بی‌بعد برای توصیف پاسخ فشاری مدل نیاز است. به‌علاوه، پارامتر CDe^{2s} نیز برای توصیف چاه با عملکرد محدود شعاعی، اثر انباشت چاه ثابت و اثر ضریب پوسته لازم است. اسپایوی این دو پارامتر را در اثر "leak skin factor s_2 " و نسبت ضرایب دو حجم مخزن و منبع غیرمخزنی دانست (C_{2D}/C_D). با توجه به این روابط که اسپایوی در مقاله خود آنها را با استفاده از الگوریتم "Stehfes" در دومین زمان حل کرده، کد نوشته شده نیز از این الگوریتم برای حل روابط استفاده می‌کند. نمونه ای از شماتیک چاه، مخزن و حجم غیر مخزنی در شکل ۱ آمده است.

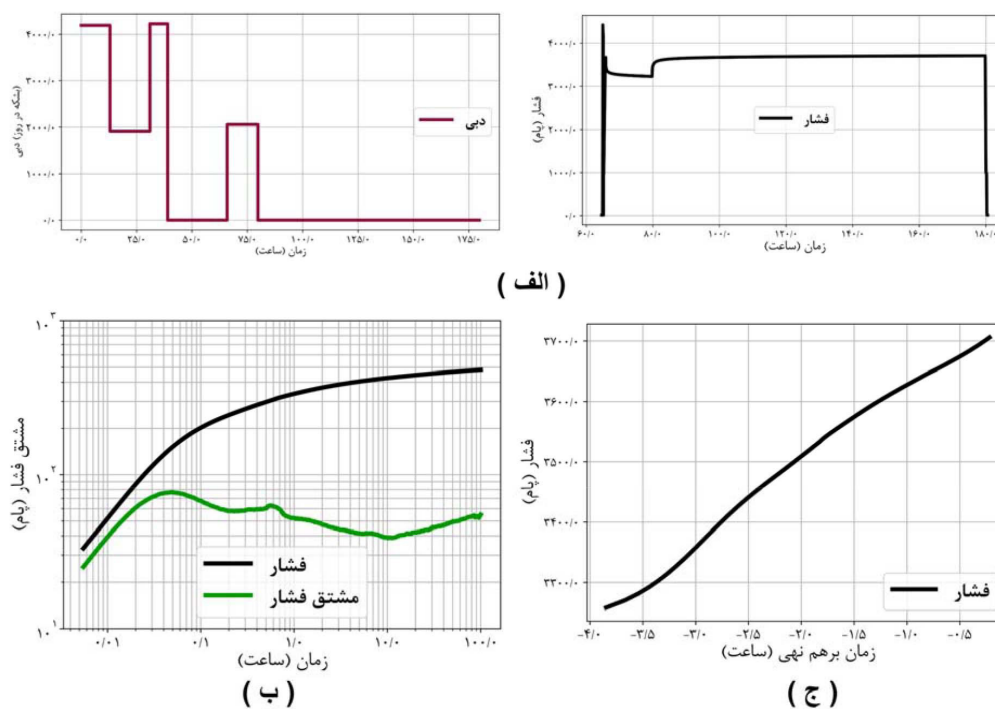


شکل ۱ نمایی از وجود یک لایه محدود با تراوایی بسیار بالا

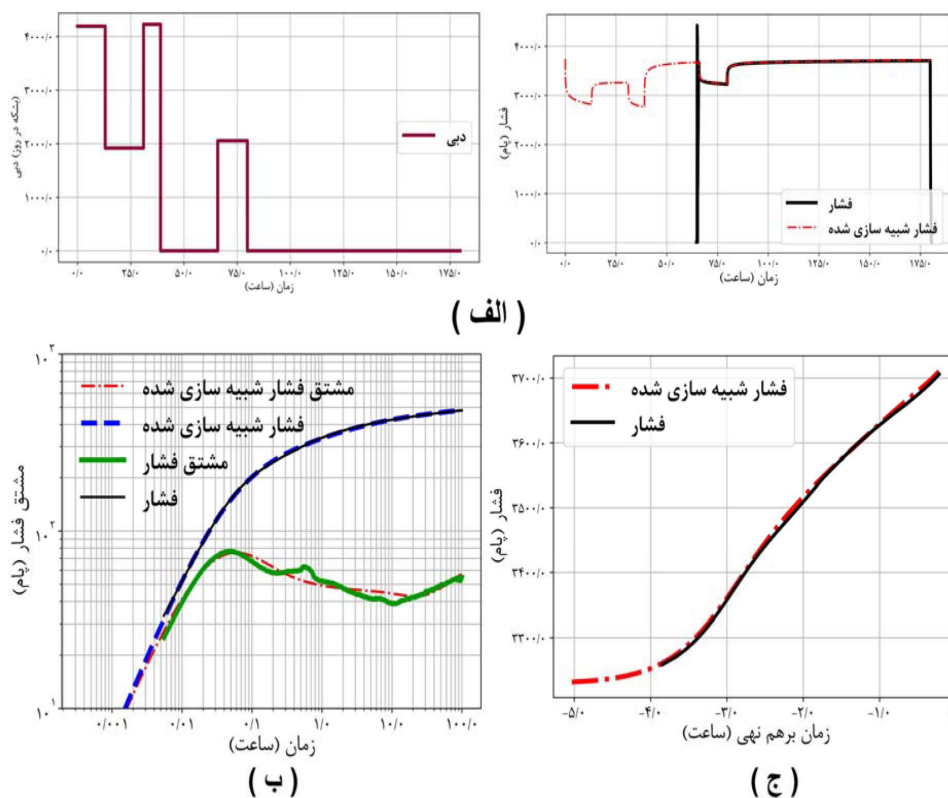
برای این منظور ابتدا اطلاعات فشار و دبی چاه را قبل از اسید کاری وارد کرده (شکل ۲- الف) و با توجه به این اطلاعات نمودارهای مشتق به‌صورت Log-Log و semi-Log را استخراج کرده (شکل ۲ ب و ج) سپس با استفاده از کد این نمودارها تحلیل

1. Performance Grade 58-22

2. American Society for Testing and Materials



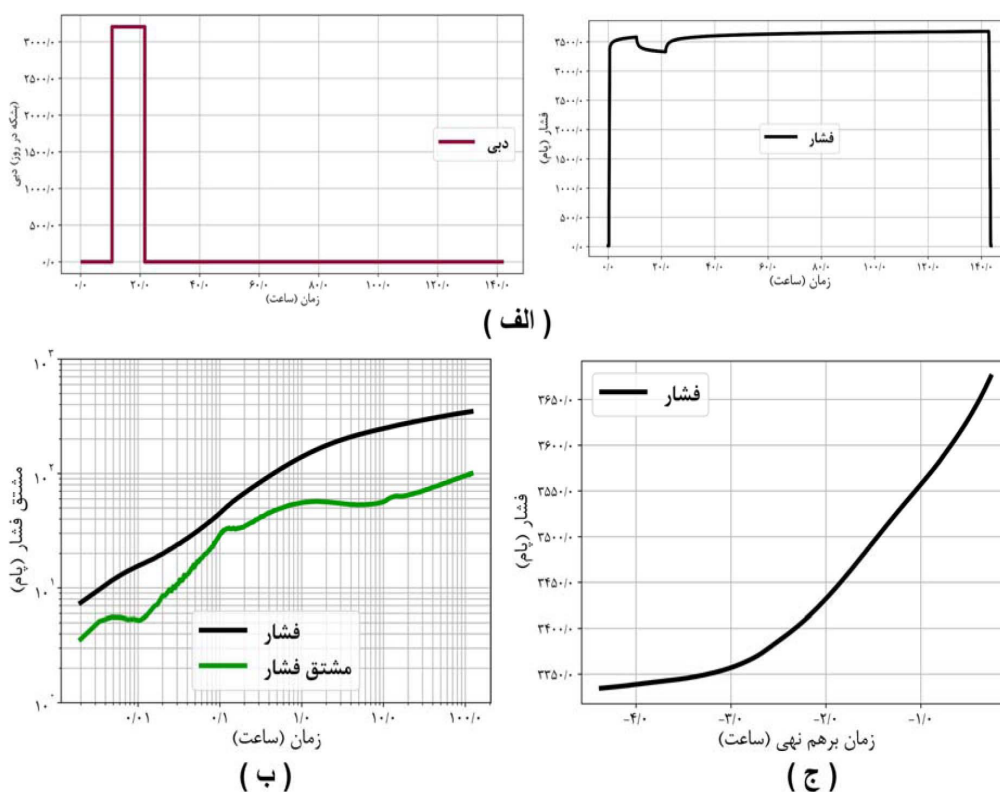
شکل ۲ اطلاعات مربوط به فشار و دبی در طول زمان انجام چاه آزمایشی (الف)؛ نمودار Log-Log استخراج شده از اطلاعات فشار و دبی (ب)؛ نمودار semi-Log استخراج شده از اطلاعات فشار و دبی (ج)؛ برای قبل از اسیدکاری چاه



شکل ۳ اطلاعات مربوط به فشار و دبی در طول زمان انجام چاه آزمایشی (الف)؛ نمودار Log-Log استخراج شده از اطلاعات فشار و دبی (ب)؛ نمودار semi-Log استخراج شده از اطلاعات فشار و دبی (ج)؛ برای بعد از اسیدکاری چاه.

جدول ۱ خواص سیال

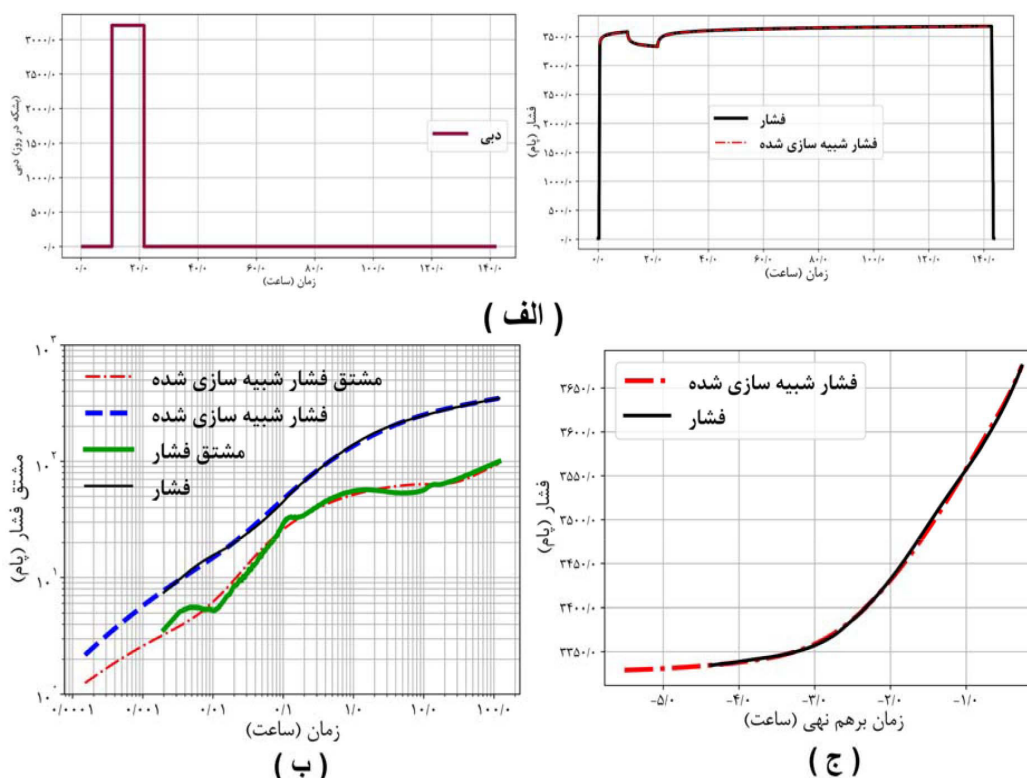
خواص سیال	مقدار
نوع مدل	تک فاز نفت
فشار اولیه مخزن، P_i (psi)	۳۷۴۷
گرانروی نفت، μ_o (cP)	۳/۵
چگالی نفت، ρ_o (lb/ft ³)	۴۳/۶۹
تراکم پذیری نفت، C_o (psi ⁻¹)	3×10^{-6}
ضریب حجمی نفت سازند، B_o (bbl/STB)	۱/۲



شکل ۴ تحلیل نمودارهای Log-Log، semi-Log و فشار و دبی با استفاده از کد نوشته شده، قبل از اسید کاری چاه

جدول ۲ مشخصات به دست آمده از تحلیل داده‌های چاه‌آزمایی قبل از اسید کاری چاه

مقدار	مشخصه
همگن	نوع مخزن
گسل	مرز
غیر تراوا	نوع گسل
۱۶۰۰	فاصله از گسل (ft)
۱۱۷/۳	تراوایی (mD)
۰/۰۱۴	مقدار اثر انباشت چاه (bbl/psi)



شکل ۵ تحلیل نمودار های Log-Log، semi-Log و فشار و دبی با استفاده از کد نوشته شده، بعد از اسید کاری چاه.

قبل از اسید کاری تنظیم شده‌اند و فقط پارامترهای مستخرجه از زمان‌های اولیه عوض شده‌اند.

جدول ۳ مشخصات به دست آمده از تحلیل داده‌های چاه آزمایشی بعد از اسید کاری چاه

مقدار	مشخصه
همگن	نوع مخزن
گسل	مرز
۱۱۷/۲۶	تراوایی (mD)
Pa۱۶۰۰	فاصله از گسل (ft)
غیر تراوا	نوع گسل
۰/۰۲۴	مقدار نهایی اثر انباشت چاه (bbl/psi)
۰/۰۲۴۷	مقدار اثر انباشت ابتدایی به نهایی
۰/۲۱۳۰	مقدار Leak Skin

نتیجه‌گیری

در این مطالعه به بررسی امکان ایجاد اثر انباشت چاه متغیر بر اثر اسیدکاری چاه پرداخته شد و بررسی شد که اسید کاری می‌تواند با توجه به

دلیل استفاده از این مدل به خاطر این است که، بعد از اسید کاری چاه می‌تواند چند حالت رخ دهد، اول آن که اسید اطراف چاه را از بالای ناحیه تولیدی تا پایین آن به خوبی بشوید و اطراف چاه یک ناحیه با تخلخل بسیار بالا ولی محدود ایجاد کند و یا این که اسید به طور کامل به پایین و یا بالای چاه نرسد و فقط قسمتی از ناحیه تولیدی را مورد تأثیر قرار دهد که در این حالت مانند **شکل ۱** یک ناحیه بسیار محدود با تراوایی بسیار بالا بوجود می‌آید که هر دوی این حالات می‌توانند باعث ایجاد اثر انباشت چاه متغیر شوند. دیگر خصوصیات به دست آمده از این تحلیل چاه آزمایشی به شرح **جدول ۳** است. شایان ذکر است که با توجه به کد نوشته شده و اعداد به دست آمده از چاه آزمایشی قبل از اسید کاری (**جدول ۲**)، فاصله تا گسل و مقدار تراوایی کلی مخزن برای حالت بعد از اسید کاری ثابت و مطابق با اعداد

حالت دیگری که می‌تواند با اسیدکاری ایجاد شود، آن است که اسید به تمام ضخامت تولیدی نرسد و فقط قسمتی از آن را بشوید در این حالت یک لایه بسیار محدود با تراوایی بسیار بالا ایجاد شده که می‌تواند باعث ایجاد اثر متغیر چاه شود.

موارد فوق نشان می‌دهد که اسید کاری می‌تواند باعث تغییر اثر انباشت ثابت چاه به متغیر شود و این عمل را می‌توان با استفاده از انواع اثر انباشت چاه متغیر اسپایوی بررسی کرد. نتایج حاصله از این پژوهش می‌تواند در تفسیر بهتر داده های چاه آزمایشی قبل و بعد از اسیدکاری به همراه توجیه منطقی مدل های انتخابی مورد استفاده قرار گیرد و برای ادامه کار در آینده می‌توان اثر انباشتگی دوگانه را با استفاده از روش های چاه آزمایشی دوگانه بررسی کرد.

مواردی که اسپایوی مطرح کرده است، باعث ایجاد اثر انباشت متغیر شود. در صورت مقایسه نمودارهای مشتق در دو حالت قبل و بعد از اسیدکاری در زمان ابتدایی که اثر انباشت چاه خود را نشان می‌دهد، مشخص می‌شود که نمودار مشتق بعد از اسید کاری بر خلاف نمودار مشتق قبل از اسید کاری دچار حالت نزولی و سپس صعودی شده است و این امر نشانگر وجود یک اثر انباشت متغیر چاه است. نتایج به دست آمده از تفسیر حاکی از موارد زیر است:

اسید کاری چاه می‌تواند باعث ایجاد اثر انباشت متغیر در چاهی که قبل از اسید کاری دارای اثر انباشت ثابت بوده است، شود.

اسیدکاری می‌تواند با اثر بر روی تمام ناحیه تولیدی و ایجاد یک ناحیه با تراوایی بسیار بالا در اطراف آن باعث ایجاد حالت اثر متغیر چاه شود.

مراجع

- [1]. Klkani, J., & Horne, R. N. (1992). Pressure-transient analysis of arbitrarily shaped reservoirs with the boundary-element method. *SPE Formation Evaluation*, 7(01), 53-60. doi.org/10.2118/18159-PA.
- [2]. Kazemi, H. (1969). Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 9(04), 451-462. doi.org/10.2118/2156-A.
- [3]. Mayerhofer, M. J., Ehlig-Economides, C. A., & Economides, M. J. (1995). Pressure transient analysis of fracture calibration tests. *Journal of Petroleum Technology*, 47(03), 229-234. doi.org/10.2118/26527-PA.
- [4]. Adibifard, M., Tabatabaei-Nejad, S. A., & Khodapanah, E. (2015). A New Method for Interpreting Well Test Data in Fractured Reservoirs: a Dual Porosity Model. *Journal of Petroleum Research*, 25(82), 118-131.
- [5]. Khoshbakht, F., Shekarifard, A., & Rasaie, M. R. (2017). An algorithm for improving mud invasion modeling through inversion of resistivity logs. *Journal of Petroleum Research*, 27(96-3), 72-85. doi:10.22078/pr.2017.791.
- [6]. Agarwal, R. G., Gardner, D. C., Kleinsteinber, S. W., & Fussell, D. D. (1998, September). Analyzing well production data using combined type curve and decline curve analysis concepts. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-49222). SPE. doi.org/10.2118/57916-PA.
- [7]. Bourdet, D., Ayoub, J. A., & Plard, Y. M. (1989). Use of pressure derivative in well-test interpretation. *SPE Formation Evaluation*, 4(02), 293-302. doi.org/10.2118/12777-PA.
- [8]. Gholamzadeh, Y., Sharifi, M., Karkevandi-Talkhooncheh, A., & Moraveji, M. K. (2020). A new physical modeling for two-phase wellbore storage due to phase redistribution. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107706. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107706.
- [9]. Ansari, H., Hashemi, A., Mousavi Dehghani, S. A., Gerami, S. (2020). Evaluation of the fluid contact estimation using phase equilibrium and irreversible thermodynamics in the hydrocarbon column of porous media; A Case Study in Oil Fractured Saturated Reservoir in the Southwest of Iran. *Journal Petroleum Research*;30:31-47.
- [10]. Malakoutikhah, M., Sharifi, M., & Fuladgar, A. M. (2024). Interpreting changes in the wellbore storage during the well testing process in one of the wells in the southern region of the country. *Journal of Petroleum Research*. doi.org/10.1016/B978-0-12-397161-6.00002-4.
- [11]. Prats, M., & Scott, J. B. (1975). Effect of wellbore storage on pulse-test pressure response. *Journal of Petroleum Technology*, 27(06), 707-709. doi.org/10.2118/5322-PA.
- [12]. Daftkhan, Z., Zolalemin, A., Razminia, K., & Parvizi, H. (2015, September). Minimization and removal of wellbore storage effect by direct deconvolution of well test data. In *SPE Reservoir Characterisation and*

- Simulation Conference and Exhibition? (p. D021S011R001). SPE. doi.org/10.2118/175595-MS.
- [13]. Hegeman, P. S., Hallford, D. L., & Joseph, J. A. (1993). Well-test analysis with changing wellbore storage. SPE formation evaluation, 8(03), 201-207. doi.org/10.2118/21829-PA.
- [14]. Jargon, J. R. (1976). Effect of wellbore storage and wellbore damage at the active well on interference test analysis. Journal of Petroleum Technology, 28(08), 851-858. doi.org/10.2118/5795-PA.
- [15]. Agarwal, R. G., Al-Hussainy, R., & Ramey Jr, H. J. (1970). An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow: I. Analytical treatment. Society of Petroleum Engineers Journal, 10(03), 279-290. doi.org/10.2118/2466-PA.
- [16]. Stegemeier, G. L., & Matthews, C. S. (1958). A study of anomalous pressure build-up behavior. Transactions of the AIME, 213(01), 44-50. doi.org/10.2118/927-G.
- [17]. Kikani, J., Fair, P. S., & Hite, R. H. (1997). Pitfalls in pressure-gauge performance. SPE Formation Evaluation, 12(04), 241-246. doi.org/10.2118/30613-PA.
- [18]. Veneruso, A. F., Erlig-Economides, C., & Petitjean, L. (1991). Pressure gauge specification considerations in practical well testing. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-22752). SPE. doi.org/10.2118/22752-MS.
- [19]. Russell, D. G. (1966). Extensions of pressure build-up analysis methods. Journal of Petroleum Technology, 18(12), 1624-1636. doi.org/10.2118/1513-PA.
- [20]. Fair, W. B. (1981). Pressure buildup analysis with wellbore phase redistribution. Society of Petroleum Engineers Journal, 21(02), 259-270. doi.org/10.2118/8206-PA.
- [21]. Spivey, J. P., & Lee, W. J. (1999). Variable wellbore storage models for a dual-volume wellbore. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-56615). SPE. doi.org/10.2118/56615-MS.