



Imam Khomeini International University
Vol. 10, No. 3, Autumn 2025



نشریه مهندسی منابع معدنی
Journal of Mineral Resources Engineering
(JMRE)

Research Paper

Effect of the Derivative Interval on Dimensioned Pressure Transient Analysis under Different Oil Well Conditions

Jahani A.M.¹, Jamshidi S.^{2*}

1- M.Sc Student, Dept. of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, Iran

2- Associate Professor, Dept. of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, Iran

Received: 09 Nov. 2024

Accepted: 03 Sep. 2025

Abstract: There is no doubt that Well Testing is known for its powerful capacity to detect the production values of drilled wells and to optimize their production methods from oil reservoirs, due to pressure and rate variations inside the wells. Oil reservoirs are heterogeneous and unknown hydrocarbon formations that require precise evaluation and specialized techniques for better understanding. After applying Well Testing on each drilled well in real reservoirs, pressure and time data are plotted together on different diagrams using logarithmic, semi-logarithmic, or Cartesian scales. These plots allow us to interpret initial models and extract important factors such as Flow Regime Types (linear, radial, or spherical, based on plotting different straight lines with slopes of 1, 0.5, 0.25, and 0) and the area of the reservoir, among others. In this paper, we focus on Dimensional Pressure Transient Analysis Diagrams and their derivative diagrams based on the common logarithm scale. We have defined a variable Alpha parameter and a constant Alpha parameter (the maximum variable Alpha parameter) in Python code. The constant Alpha parameter in fractured reservoirs is higher than in ideal oil reservoirs. Using these parameters, we plot different PTA diagrams under various conditions to perform critical comparisons. The results indicate that assuming a constant Alpha parameter on pressure derivative plots shows greater spacing between the final points of the pressure derivative diagrams, known as “End Effect” points, clearly demonstrating the constant behavior of the pressure derivative points at the end.

Keywords: Alpha parameter, Pressure transient analysis, Pressure derivative, Logarithmic scale.

How to cite this article

Jahani, A. M., and Jamshidi, S. (2025). “Effect of the derivative interval on dimensioned pressure transient analysis under different oil well conditions”. Journal of Mineral Resources Engineering, 10(3): 19-38.

DOI: 10.30479/jmre.2025.21065.1715

*Corresponding Author Email: jamshidi@sharif.edu

COPYRIGHTS



©2025 by the authors. Published by Imam Khomeini International University.

This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0) (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

INTRODUCTION

In this paper, we analyze differential pressure and pressure-derivative versus time plots in real (dimensional) units on a base-10 logarithmic scale—a method that is independent of conventional dimensionless type-curve plots—to address two questions: What is the primary cause of the scatter observed in pressure-derivative points on log-time plots? And can we define a parameter or pattern that has a direct and significant effect on reducing this scatter?

In the 1970s, extensive efforts focused on formulating the Wellbore-Storage Effect—reflecting how wellbore fluid compressibility influences transient pressure in producing or shut-in wells—and the skin factor in homogeneous reservoirs, using dimensionless parameters and their corresponding plots [1].

Mr Tiab, by introducing pressure-derivative diagnostic plots in the late 1970s, opened a window to clearer interpretation of differential pressure and pressure-derivative behaviour [2].

Aghia and Kuchuk, together with colleagues, showed that integrating geophysical data with logarithmic pressure-drawdown and pressure-derivative plots can substantially improve reservoir characterization and quality assessment [3].

Sui and co-workers analysed horizontal, hydraulically fractured wells in shale-gas reservoirs and developed a semi-analytical model to forecast future production, interpret well production pressure-transient behaviour, and estimate reservoir flow parameters. Their results indicated close agreement between numerical simulations and their calculations [4].

In this study, two forms of the alpha parameter are employed:

- 1) a variable, automatically assigned alpha that the Python routine updates across successive windows of the log–log plot,
- 2) and a fixed alpha, manually specified as the final—and largest—value reached by the variable alpha. The influence of these choices on the resulting plots is then evaluated.

Within the workflow, a parameter termed ‘alpha’ is introduced in the Python code to control sampling density. Alpha specifies the maximum acceptable natural-log difference between two adjacent time points (each time compared with its immediate predecessor and successor). Using real production-well data, plots are generated based on this parameter, and the effects of varying alpha on the displacement of points in the pressure-derivative plot are examined.

METHODS

The framework methods employed are as follows:

1) Hypothesis of Wellbore Storage together with a mid-peak effect and Infinite-Acting reservoir behavior (the most comprehensive long-duration, time-based well test): The type-curve–matched pressure-derivative plot, using an automatically varying α parameter, alongside the pressure-change (Δp) plot, was generated in Python by sweeping across multiple time windows with 51 raw pressure–time data points.

2) Hypothesis of no Wellbore Storage (with a mid-peak effect and Infinite-Acting reservoir behavior): The primary type-curve–matched plot with a varying α parameter was generated in Python using 48 input records (i.e., all data except the first three raw pressure–time points from the previous hypothesis) by sweeping across the recorded time windows.

3) Hypothesis of a pure mid-peak effect (absence of Wellbore Storage and Infinite-Acting reservoir behavior): The primary matched plot with a varying α parameter was produced in Python by sweeping across the recorded time windows, using 52 pressure–time inputs. It was observed that the pressure-derivative curve was matched to the varying α values, with the maximum computed α equal to 0.1842.

4) Hypothesis of no Infinite-Acting reservoir behavior (presence of Wellbore Storage together with a mid-peak effect) (short-duration well test): The primary type-curve–matched plot with a varying α parameter was generated in Python using 50 pressure–time inputs by sweeping across the recorded time windows. It was observed that the pressure-derivative curve was matched to the varying α values, with the maximum computed automatic α equal to 0.01439.

5) Hypothesis of a purely Infinite-Acting reservoir behavior (no Wellbore Storage and no mid-peak effect) (incomplete well test): The primary type-curve–matched plot with a varying α parameter was generated in Python by sweeping across the recorded time windows, using 59 pressure–time inputs. It was observed that the pressure-derivative curve was matched to the varying α values, with the maximum

computed α equal to 0.2231.

FINDINGS AND ARGUMENT

By examining five example cases with different datasets and well-testing conditions, it can be seen that the α parameter has a significant influence on the shape and configuration of the dimensionless transient pressure-derivative plot, which is obtained as the derivative of the normalized pressure change with respect to time on a logarithmic scale.

In the table below, the cited examples and their outcomes are reviewed: Example 1 represents a fully developed case exhibiting all possible effects in the pressure-derivative plot, whereas Examples 3 and 5 illustrate the most incomplete cases among those presented; the remaining examples correspond to intermediate conditions.

Table 1. Overview of the proposed hypotheses and influence of the α parameter in them

Example no.	Wellbore storage effect present	Mid-peak effect present	Infinite-acting reservoir boundary	Location of maximum plot change
1	✓	✓	✓	Early and late parts of the plot
2	✓	✓	×	Early and late parts of the plot
3	×	✓	×	Early part of the plot
4	✓	✓	×	Early part of the plot
5	×	×	✓	Nearly the entire plot

Given the Pressure Transient Analysis plots that were generated, the results do not depend on the well-test type (Pressure Drawdown or Pressure Build-Up). Accordingly, the test type is not reiterated for the examples in the table above.

For example, in Hypothesis 1—the most complete case—the output plot figures are as follows:

With a varying α parameter:

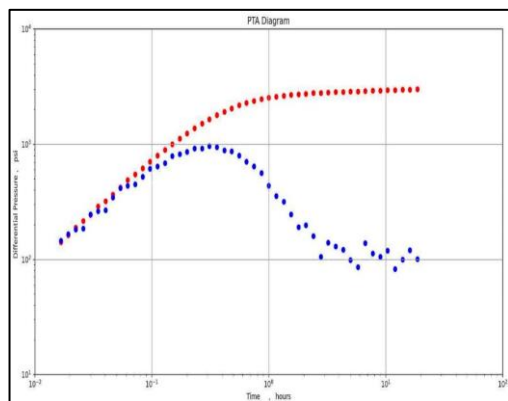


Figure 1. Pressure-Transient Analysis plot with the variable, automatically updated alpha parameter applied under idealized (full) assumptions

With a constant α parameter:

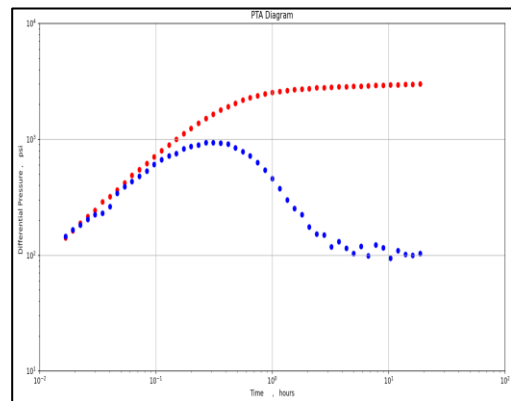


Figure 2. Pressure-Transient Analysis plot with the fixed maximum alpha parameter applied under idealized (full) assumptions

CONCLUSIONS

This study analyzed five field well tests using raw pressure–time data and showed that both data quality and density strongly govern point placement on log-time pressure-derivative plots. The derivative window, parameterized by α , was implemented in two modes: a varying α that increments ($\Delta\alpha = 0.0001$) as time windows sweep—its terminal value defining α_{max} —and a fixed α set to α_{max} , which primarily affects the plot tail. Importantly, derivative-window behavior was independent of well-test type (drawdown vs.

build-up). Interpretation should always verify three signatures to judge test sufficiency: Wellbore Storage, the mid-peak, and Infinite-Acting Radial Flow (IARF).

The α -based schemes are presently applicable to oil reservoirs and not to gas systems (dry gas, wet gas, gas condensate, retrograde gas condensate). Practical limitations of the Python workflow include the inability to plot when inputs contain large gaps in time or pressure, weak characterization of Wellbore Storage when only the first three points exist, and unreliable estimation of permeability, mechanical skin, and Wellbore-Storage coefficient when only mid-interval (peak-region) data are available.

Future work should extend the variable- α and fixed- α concepts to gas reservoirs; evaluate a five-point hypothesis against Horne's (1990) three-point assumption; test whether the derived expressions for permeability, skin, and Wellbore-Storage have analogous, equally placement-sensitive forms in non-oil reservoirs; and examine whether analyses in dimensionless variables (parameter-vs-parameter) reproduce the conclusions obtained here with dimensional plots.

REFERENCES

- [1] Agarwal, R. G., Al-Hussainy, R., and Ramey Jr, H. J. (1970). "*An investigation of Wellbore Storage and skin effect in unsteady liquid flow: 1. Analytical treatment*". Society of Petroleum Engineers Journal, 10(3): 279-290.
- [2] Tiab, D., and Kumar, A. (1980a). "*Application of PD' function to interference analysis*". Journal of Petroleum Technology, 32: 1465-1470.
- [3] Egya, D. O., Corbett, P. W., Geiger, S., Norgard, J. P., and Hegndal-Andersen, S. (2022). "*Calibration of naturally fractured reservoir models using integrated well-test analysis—an illustration with field data from the Barents Sea*". Petroleum Geoscience, 28(1): petgeo2020-042.
- [4] Cui, Q., Zhao, Y., Zhang, L., Chen, M., Gao, S., and Chen, Z. (2023). "*A semi-analytical model of fractured horizontal well with hydraulic fracture network in shale gas reservoir for Pressure Transient Analysis*". Advances in Geo-Energy Research, 8(3): 193-205.



اثر بازه مشتق‌گیری در تحلیل نمودار فشار گذرای بُعددار در شرایط مختلف چاه‌های نفت

امیرمحمد جهانی^۱، سعید جمشیدی^{۲*}

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران

۲- دانشیار، گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران

پذیرش: ۱۴۰۴/۰۶/۱۲

دریافت: ۱۴۰۳/۰۸/۱۹

چکیده

چاه‌آزمایی ابزاری دقیق برای ارزیابی توان تولیدی چاه‌ها و بهبود روش‌های بهره‌برداری از مخازن نفتی به‌شمار می‌رود. مخزن نفت، محیطی ناشناخته و ناهمگن است که شناخت کامل و دقیق آن به‌طور مستقیم امکان‌پذیر نیست. از این رو، چاه‌آزمایی با بررسی تغییرات فشار و دبی درون چاه، اطلاعات ارزشمندی از رفتار مخزن فراهم می‌کند. پس از انجام هر آزمون چاه‌آزمایی روی مخزن، داده‌های فشار و زمان بر روی نمودارهایی با مختصات لگاریتمی، نیمه‌لگاریتمی یا دکارتی ترسیم می‌شوند و سپس این نمودارها با مدل‌های اولیه، مقایسه و تفسیر شده و اطلاعاتی همچون نوع رژیم جریان (رژیم‌های خطی، شعاعی و کروی بر اساس خطوطی با شیب‌های ۰، ۰/۲۵، ۰/۵ و ۱) و مساحت مخزن محاسبه می‌شوند. این مقاله به بررسی نمودارهای تحلیل فشاری گذرای بُعددار با تکیه بر مفهوم مشتق فشار نسبت به زمان در مقیاس لگاریتمی پایه ۱۰ می‌پردازد. با معرفی پارامتری به نام آلفا، نمودارهای مخازن ترسیم شده و تأثیر مقدار بیشینه این پارامتر، بر رفتار نمودارهای مشتق فشار مقایسه و بررسی شده است. نتایج این پژوهش نشان می‌دهد که معمولاً با در نظر گرفتن مقدار بیشینه پارامتر آلفا در نمودارهای مشتق، در اغلب داده‌های خام فشار و مشتق آن‌ها در تحلیل فشاری گذرای بُعددار، تغییراتی در میزان و جدایی نقاط انتهایی نمودار مشتق حاصل می‌گردد. این نقاط که به عنوان «اثر پایانی» شناخته می‌شوند، بیانگر پایان رفتار گذرا و پایداری مشتق فشاری هستند.

کلمات کلیدی

پارامتر آلفا، تحلیل فشاری گذرا، مشتق فشار، لگاریتمی.

استناد به این مقاله

جهانی، ا.م.، جمشیدی، س.؛ ۱۴۰۴؛ «اثر بازه مشتق‌گیری در تحلیل نمودار فشار گذرای بُعددار در شرایط مختلف چاه‌های نفت». نشریه مهندسی منابع معدنی، دوره دهم، شماره ۳، ص ۳۸-۱۹.

DOI: 10.30479/jmre.2025.21065.1715



۱- مقدمه

در دهه هفتاد میلادی، پژوهش‌های گسترده‌ای با هدف پیدایش اثر ذخیره چاه تولیدی نفت^۱ (بیانگر میزان تأثیر تراکم‌پذیری سیال چاه بر فشار گذرای چاه در حالت تولید یا بسته شدن) و نقش پارامتر ضریب پوسته^۲ در یک مخزن همگن با تعریف پارامترهای بی‌بعد با ترسیم نمودارهای آن‌ها صورت گرفته است [۱].

آقای تیاب با معرفی نمودارهای تحلیل مشتق فشار^۳ در اواخر دهه هفتاد میلادی، افق تازه‌ای برای درک و تحلیل بهتر نمودارهای فشار و مشتق آن‌ها گشود [۲].

از دیدگاه زاروک و مک لین، نمودار لگاریتمی اختلاف فشار و مشتق آن بر حسب زمان، همان نمودار ثبت شده فشار در آزمون‌های تولید و تزریق به یک چاه در مخزن است. بررسی داده‌های دبی تزریقی در طول آزمون‌های مختلف با در نظر گرفتن داده‌های فشار و دما، نقش مهمی در تحلیل این آزمون‌ها ایفا می‌کند. بنابراین، با تحلیل این نمودارها، می‌توان به پارامترهای کلیدی مخزن دست یافت [۳].

مقایسه نمودار اختلاف فشار و مشتق آن بر حسب زمان در مقیاس لگاریتمی با پایه ۱۰، ابزاری مؤثر در شناسایی رژیم‌های جریان و اثرات مرزی در مخازن است که بر اساس داده‌های خام فشار و زمان ثبت‌شده از چاه‌های تولیدی انجام می‌شود [۴].

آقای هورن با معرفی روش عددی مستقیم سه‌نقطه‌ای^۴ برای محاسبه مشتق فشار در آزمون کاهش فشار^۵، نشان داد که این روش قادر است مشتق فشار را در هر نقطه از نمودار بر حسب اختلاف زمان و فشار نقطه قبل و بعد آن محاسبه کند. وی همچنین اثبات کرد که نمودارهای اختلاف فشار و مشتق آن بر حسب زمان در مقیاس لگاریتمی با پایه ۱۰، همچون نمودارهای نیمه‌لگاریتمی^۶ که در علم چاه‌آزمایی رایج‌اند، دقت کافی را ندارند. چرا که در این مقیاس، جابه‌جایی یک نقطه فشاری به اندازه یک میلی‌متر منجر به بروز خطای فشاری تا حدود ۲۰۰ واحد پام می‌شود [۵].

آقای هو و همکارانش، برای چاه‌های افقی شکاف‌دار در مخازن شیل-گاز، مدلی^۳ بُعدی ارائه کردند که میزان جذب گاز توسط شیل، تنش‌های موجود در مخزن و سرعت بالای جریان غیرداری در شکاف‌های سنگ مخزن را پیش‌بینی می‌کند. این مدل با نرم‌افزار «MRST» شبیه‌سازی شد و مهم‌ترین دستاورد این پژوهش، تشخیص رژیم‌های مختلف

جریان در پروفایل ۳ بُعدی فشار است [۶].

آقای دستخان و کاظمی نشان دادند که چشم‌پوشی از اثرات گرمایی و فرض ثابت بودن دمای سیال چاه تولیدی نفت خام، منجر به بروز خطا در ترسیم نمودار اختلاف فشار و مشتق آن در مقیاس لگاریتمی می‌شود [۷].

آقایان کاظمی و همکارانش با مقایسه نمودارهای لگاریتمی دما، اختلاف فشار و مشتق فشار بر حسب زمان، علت تپه‌ای شکل بودن نمودار لگاریتمی مشتق فشار بر حسب زمان را شناسایی کردند. وجود اثرات ضریب پوسته پس از پایان اثر ذخیره چاه، بدون آن که پارامتر شعاع ناحیه آسیب‌دیده مخزن آشکار شود، بر ارتفاع نمودار مشتق فشار تأثیر می‌گذارد. هرچه میزان ضریب پوسته بیشتر باشد، اختلاف فشار و دما در نقاط نمودار بیشتر است [۸].

آقای گو و همکارانش، الگوریتمی خودکار و برخط را در بستر یک نرم‌افزار اندرویدی توسعه دادند که کاربر می‌تواند با وارد کردن داده‌های فشاری و زمانی، تحلیل و ترسیمی کلی از نمودار تحلیل فشاری گذرا^۷ داشته باشد. در این الگوریتم دو فرضیه در نظر گرفته شده است. نخست آن که داده‌های فشاری ورودی باید مستقیماً از داده‌های واقعی سایت و چاه به‌دست آمده و بدون تغییرات باشند. دوم آن که کاربر می‌تواند با جابه‌جایی دستی مکان خطوط شیب‌های ثابت، بازه تغییرات مدنظر خود را برای انتخاب رژیم جریانی بر روی نمودار تعیین کند [۹].

آقای آگیا و همکارانش، به این نتیجه دست یافتند که تلفیق و بهره‌گیری همزمان از داده‌های ژئوفیزیکی با نمودارهای لگاریتمی اختلاف فشار و مشتق آن، تأثیر بسزایی در شناخت مخزن نفت و کیفیت آن دارد [۱۰].

نمودار مشتق فشار، به‌عنوان ابزاری قدرتمند در تحلیل رفتارهای جریانی موجود در تقاطع‌های مختلف زمانی نمودار لگاریتمی اختلاف فشار بر حسب زمان است [۱۱].

آقای قحطانی و همکارانش الگوریتمی طراحی کردند که امکان تشخیص بازده تکمیل چاه‌های افقی را با در نظر گرفتن محدودیت‌های جریانی فراهم می‌سازد. محاسبات حفاری با داده‌های مخزنی و وجود جریانات ناپایدار در نمودارهای تحلیل فشاری گذرا با بهره‌گیری از توابع «Green» انجام شد. یکی از نتایج این پژوهش، تشخیص جریان محدود در چاه‌های افقی و چند لایه بود [۱۲].

آقای مصاحب و زیدونی، با مطالعه آبده‌های شور بزرگ در

مخازن زیرزمینی نفت، فرآیند نشست آب‌های شور به لایه‌های سنگی مخازن را بررسی کردند. وجود گسل‌ها در مجاورت این لایه‌ها، انجام تحلیل فشاری گذرا را در جهت تشخیص نشستی‌های موجود تسهیل می‌کند. از نتایج این پژوهش، ارائه مدلی تحلیلی برای بررسی نشست آب شور در سازندهای بالایی مخازن به‌همراه تشخیص اثرات جانبی ناشی از وجود گسل‌ها است [۱۳].

آقای گنگ و همکارانش به بررسی مخازن گاز ماسه‌ای و متراکم پرداختند. این مخازن دارای تراوایی کم و تخلخل پایین هستند. با تحلیل رفتار تولید گاز از این نوع مخازن، نمودارهای تحلیل فشاری گذرای چاه‌های افقی شکافدار موجود در آن‌ها بررسی شد. مدلی نیمه‌تحلیلی معرفی شد که امکان تحلیل حساسیت گرادیان فشار در طول عمق چاه‌ها و تنش‌های موجود را فراهم می‌سازد. این مدل، همچنین قابلیت تعیین ضریب پوسته و اثر ذخیره‌ای چاه را دارد [۱۴].

آقای وی و همکارانش مدل تحلیلی ساده، سریع و پایداری برای ترسیم نمودارهای تحلیل فشاری گذرا در چاه‌های شکافدار با محدودیت جریانی در مخازن شکافدار طبیعی حاوی نفت ارائه دادند. این مدل قادر است تفاوت رفتاری مخازن با تخلخل دوگانه را نسبت به مخازن همگن تحلیل کند، محدودیت‌های جریانی در چاه‌های شکافدار را ارزیابی نماید، رفتار مخازن با مرزهای فشاری بسته را بررسی کند و همچنین عملکرد مخازن با تخلخل سه‌گانه را مدلسازی نماید [۱۵].

آقای وو و همکارانش با بررسی مخازن شیل-گاز در دو ناحیه درونی و بیرونی مخازن، به تحلیل رفتار این سیستم‌ها پرداختند. در ناحیه درونی، شبیه‌سازی سنگ مخازن شیل و شکاف‌های طبیعی و در ناحیه بیرونی محاسبات عددی بدون شبیه‌سازی صورت گرفت. در این پژوهش مدلی پیچیده برای بررسی مکانیزم‌های جذب و دفع سیال بر سطوح سنگ مخازن، جریان سیالات ویسکوز و تأثیر آن‌ها بر هشت نوع رژیم جریانی حاصل از نمودارهای تحلیل فشاری گذرا ارائه شد [۱۶].

آقای آلدیوان در سال ۲۰۱۷ میلادی، مدلی پویا برای تحلیل فشاری گذرا معرفی کرد. این مدل سه مرحله اساسی برای ترسیم نمودار دارد که شامل جمع‌آوری، تحلیل و تفسیر داده‌های واقعی و نتیجه‌گیری است. مدل ارائه شده قادر است اطلاعاتی نظیر زمان، محل نمونه‌برداری سیال چاه و تاریخ برداشت نمونه را ذخیره کند و همچنین نتایج سودمندی از جمله تراوایی نسبی، فشار، دما و حجم سیال نمونه را ارائه دهد.

بر اساس نتایج این پژوهش، داده‌های حاصل از نمودارهای لگاریتمی مشتق فشار و اختلاف آن نسبت به زمان، نقش مؤثری در شناسایی گرادیان‌های فشاری، تماس سیالات مختلف درون چاه، شکاف‌های اطراف چاه تولیدی، مرزهای مخزن و ناهمسانی‌های تراوایی سنگ مخزن ایفا می‌کند [۱۷].

آقای هرناندز و همکارانش با تکیه بر قانون دارسی و بررسی جریان سیال موجود در شکاف‌های سنگ مخازن، مدل‌های ماتریسی مرتبط با معادله نفوذپذیری سیالات و پیوستگی فشار توسعه دادند که مقدار ضریب پوسته چاه و پوسته شکاف‌های موجود در سنگ مخازن را محاسبه و نمودارهای تحلیل فشاری گذرای بی‌بعد را ترسیم می‌کند [۱۸].

آقای آیدین و همکارانش با بهره‌گیری از تحلیل‌های فشاری و زمانی حاصل از آزمون ساخت فشار در مخزنی واقع در غرب کشور ترکیه، نمودارهای لگاریتمی و نیمه‌لگاریتمی تحلیل فشاری گذرای آن را ترسیم کردند. سپس با استفاده از نرم‌افزار «KAPPA»، به مقایسه‌های علمی و تحلیلی دقیقی دست یافتند که شناخت ضریب پوسته منفی و مدل تخلخل دوگانه مخزن، از جمله نتایج برجسته این پژوهش به‌شمار می‌رود [۱۹].

آقای محمد و همکارانش با طبقه‌بندی مخازن شکافدار بسیار ناهمگن و دارای حفرات زیاد، مدل‌های تحلیل فشاری گذرا بر پایه شناخت تخلخل و تراوایی ارائه کردند که الگوهای جریانی سیالات مخازن را پیش‌بینی می‌کند [۲۰].

آقای وانگ و همکارانش با بررسی چاه‌های افقی با شکاف‌های هیدرولیکی در مخازن شکافدار، مدلی نیمه‌تحلیلی ارائه دادند که با استفاده از تحلیل‌های فشاری گذرا، امکان بررسی اثرات شکاف‌های ثانویه را فراهم می‌سازد. این مدل بر پایه روابط نظریه لاپلاس، اصل برهم‌نهی فشارها و شرایط فشار مخزن تدوین شده که در نهایت با نرم‌افزار «KAPPA» شبیه‌سازی شده است [۲۱].

مطالعات آقای ژانگ و همکارانش، نشان می‌دهد که مدل‌های تحلیلی موجود قادر به پیش‌بینی و تحلیل دقیق رفتار فشاری گذرا در مخازن گازی میعانی نیستند. با این حال، با ارائه مدلی مبتنی بر مخزن با تخلخل دوگانه و سه‌فازی، تحلیل بهتری از رژیم‌های جریانی سیالات و مشتق فشاری بر حسب زمان ارائه کردند [۲۲].

آقای عبدالله و همکارانش با ارائه سه مدل یادگیری ماشینی برای تحلیل فشاری گذرا، ساختار مخزن را مدلسازی

مورد استفاده در رسم نمودارها بررسی شوند. پارامترهای بی‌بعد شامل فشار (p_D) ، زمان (t_D) و اثر ذخیره چاه (CD) ، به‌وسیله روابط ۱-۳ محاسبه می‌شوند:

$$p_D = \left(\frac{kh}{141.2q\mu B} \right) \Delta p \quad (1)$$

$$t_D = \left(\frac{0.0002637k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) t \quad (2)$$

$$C_D = \left(\frac{0.8935}{\phi c_t h r_w^2} \right) C \quad (3)$$

که در آن:

k : تراوایی

h : ضخامت مخزن

q : دبی تولیدی نفت

μ : ویسکوزیته نفت تولیدی

B : ضریب حجمی سازند نفت

ϕ : تخلخل سنگ مخزن

c_t : تراکم‌پذیری کل

r_w : شعاع چاه تولیدی

C : اثر ذخیره چاه و t زمان تولید نفت از چاه است.

در ترسیم نمودارهای لگاریتمی بی‌بعد فشار و مشتق آن، ضروری است مفاهیم مربوط به محورهای افقی و عمودی به‌درستی تعریف شوند تا با الگوبرداری از آن‌ها، امکان ترسیم نمودارهای بُعددار فراهم گردد.

خط با شیب واحد^{۱۱} در نمودار اختلاف فشار بی‌بعد بر حسب زمان بی‌بعد، نشانگر رسیدن رژیم جریان دانه‌های تولیدی چاه نفت به اثر ذخیره چاه است. معادله این خط با رابطه ۴ بیان می‌شود:

$$p_D = \left(\frac{t_D}{C_D} \right) \quad (4)$$

در نتیجه‌ی ادغام روابط ۲-۴، رابطه ۵ حاصل می‌شود:

$$\left(\frac{t_D}{C_D} \right) = \left(2.95 \times 10^{-4} \frac{h}{\mu} \right) \frac{t}{C} \quad (5)$$

با مساوی قرار دادن روابط ۱ و ۵ بر اساس رابطه ۴، معادله اصلی پارامتر ثابت اثر ذخیره، مطابق رابطه ۶ حاصل می‌شود:

$$C = \left(\frac{qB}{24} \right) \frac{t}{\Delta p} \quad (6)$$

و تخمینی از پارامترهای نمودار مشتق فشاری ارائه کردند. همچنین با شناسایی رفتار فازی مخزن با داده‌های پرت در ورودی الگوریتم‌های یادگیری عمیق، نگاه تحلیلی ویژه‌ای به مخازن نفتی ارائه کردند [۲۳].

آقای عبدالکدھیم و همکارانش با بررسی مخازن چندلایه با تراوایی‌های ناهمگون و ضرایب پوسته متغیر، آزمون‌های تحلیلی و عددی فشاری گذارا را با استفاده از نرم‌افزار «SAPHIR» انجام دادند. این نرم‌افزار بر پایه وجود جریان‌های تقاطعی میان لایه‌های سازند مخزن طراحی شده است، در حالی که مدل‌های عددی محاسباتی ارائه شده قادر به لحاظ کردن چنین فرضی نیستند. در نهایت با بهره‌گیری از این نرم‌افزار، نشانه‌هایی از وجود نشتی‌های عمودی میان لایه‌های در مخازن شناسایی شد [۲۴].

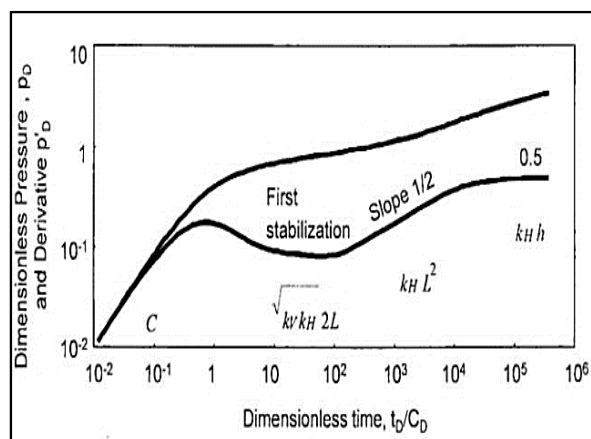
آقای چنگ و همکارانش با بررسی رفتار دینامیکی سیالات در شکاف‌های مخازن و مرزهای درونی جریان، طی دوره‌های زمانی بلندمدت، عملکرد گذرای فشار در چاه‌های تولیدی را تحلیل کردند. شبیه‌سازی‌های این پژوهش بر پایه نظریه لاپلاس انجام شده است [۲۵].

آقای سوی و همکارانش، با تحلیل چاه‌های افقی شکافدار در مخازن شیل-گاز، مدلی نیمه‌تحلیلی ارائه کردند که امکان پیش‌بینی میزان تولید آتی، تحلیل فشاری گذرا در تولید چاه و پارامترهای جریان سیالات در مخازن را دارد. نتایج این پژوهش نشان داد که خروجی‌های شبیه‌سازی در کنار محاسبات عددی انجام شده، دقت بالایی دارد [۲۶].

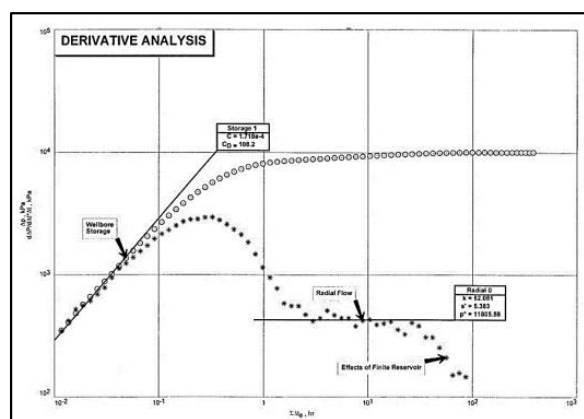
در این پژوهش پارامتری به‌نام آلفا در زبان برنامه‌نویسی پایتون معرفی شده است. این پارامتر بیانگر بشینه اختلاف قابل‌قبول لگاریتم طبیعی دو زمان متوالی (هر زمان نسبت به زمان قبل و بعد خود) است. پارامتر آلفا از یک سو به‌عنوان عاملی محدودکننده در فرآیند ترسیم نمودارها عمل می‌کند و از سوی دیگر، در تشخیص رژیم‌های جریانی که در پژوهش‌های پیشین عمدتاً به‌صورت سنتی انجام شده است، در بخش‌های مختلف نمودار مشتق فشار، نقشی مؤثر و سریع‌تر از روش‌های گذشته ایفا می‌کند. در نهایت، این پارامتر موجب کاهش ناهمواری‌ها و پراکندگی‌های موجود می‌شود.

۲- معرفی و بررسی پارامترهای اولیه و رفتار نقاط نمودار

برای درک نحوه ترسیم نمودارهای اختلاف فشار و مشتق فشار بُعددار بر حسب زمان واقعی، ابتدا لازم است روابط بی‌بعد



شکل ۱: اثر ذخیره یک چاه افقی در آزمون کاهش فشار در مقیاس لگاریتمی بی بُعد



شکل ۲: رژیم های مختلف جریان در نمودار مشتق فشار در مقیاس لگاریتمی بُعددار

۳- بررسی سناریوهای مختلف در رسم نمودار

نمودار مشتق فشار در تحلیل مشتق فشار گذرا، معمولاً سه رفتار اصلی از خود نشان می دهد:

- (۱) اثر ذخیره چاه
- (۲) وجود اثر اوج مقدار میانی نمودار تحلیل فشاری گذرا^{۱۳}
- (۳) رفتار بی نهایت جریان شعاعی مرز مخزن^{۱۴} طی آزمون طولانی چاه آزمایی: در انتهای نمودار مشتق فشاری، جریان شبه شعاعی پدیدار می شود که به صورت خطی با شیب تقریباً صفر، نمایان و نماینده نقاطی نسبتاً پراکنده است. این پدیده زمانی رخ می دهد که فشار چاه حفر شده در مخزن، از فشارهای مرزی مانند وجود گسل ها یا

در آزمون های کاهش فشار، اختلاف فشار با $\Delta p = p_i - p_{wf}$ و در آزمون های ساخت فشار^{۱۲}، به صورت $\Delta p = p_{ws} - p_{wf}(\Delta t=0)$ تعریف می شود.

خطی با شیب واحد در نمودار مشتق فشار بر حسب زمان بی بُعد، همانند نمودار اختلاف فشار بی بُعد بر حسب زمان، نشانگر رسیدن رژیم جریانی داده های تولیدی چاه نفت تحت تأثیر اثر ذخیره چاه است.

با گرفتن مشتق لگاریتم طبیعی از رابطه ۴، رابطه ۷ حاصل می شود:

$$\left(\frac{t_D}{C_D}\right) p'_D = \left(\frac{t_D}{C_D}\right) \quad (7)$$

که در آن:

p'_D : مشتق فشار بی بُعد است.

در ادامه، معادله مشتق فشار بی بُعد به صورت رابطه ۸ تعریف می شود که $\Delta p'$ بیانگر مشتق تغییرات فشار است:

$$p'_D = \left(\frac{26.856 q C_D h r_w^2}{q B}\right) \Delta p' \quad (8)$$

در شکل های ۱ و ۲، اثرات رژیم های مختلف جریانی در نمودار تحلیل فشاری گذرا نشان داده شده است.

چاه استاندارد که برای اندازه گیری و آزمون تحلیل فشار گذرا در یک مخزن همگن نفت طراحی شده باشد، قادر است تمامی رژیم های جریانی لازم و ممکن را نمایش دهد. همچنین با استفاده از نمودارهای نیمه لگاریتمی متعارف، پارامترهای کلیدی تراوایی، اثر ضریب پوسته و اثر ذخیره چاه به دست می آید.

بسیاری از روش ها به دلایل گوناگون، در تحلیل فشاری گذرا قابل استفاده نیستند. از جمله این دلایل می توان به مشاهده نشدن رفتار جریانی شعاعی بی نهایت در انتهای داده های نمودار مشتق فشار، ناکافی بودن داده های اولیه برای تشخیص رژیم جریانی اثر ذخیره چاه و پراکندگی و فواصل قابل توجه میان نقاط مختلف نمودار اشاره کرد.

با وجود دلایل نامبرده، راهکار اصلی برای رفع نواقص احتمالی موجود، استفاده از نمودارهای بی بُعد نیمه لگاریتمی است. با این حال، از آن جا که تأکید اصلی در این پژوهش به بهره گیری از نمودارهای لگاریتمی بُعددار و واحدهای واقعی است، تلاش شده است تا در قالب چند رویکرد مختلف به نمودارهای بُعددار لگاریتمی اختلاف فشار و مشتق آن، بر مبنای پارامتر تعریف شده آلفا اشاره شود.

خطی ثابت با مقدار برابر با میانگین و موازی با محور زمان در نمودار لاگ-لاگ ترسیم شد و بر اساس آن، وجود یا عدم وجود این اثر مورد بررسی قرار گرفت.

در این مطالعه از دو نوع پارامتر آلفا استفاده شده است. پارامتر آلفای متغیر خودکار که توسط کد پایتون و بر اساس بازه‌های مختلف زمانی نمودار لاگ-لاگ تعیین می‌شود و متغیر است. در مقابل، پارامتر آلفای ثابت که به صورت دستی وارد می‌شود و مقدار آن برابر با آخرین و بزرگ‌ترین آلفای متغیر تشخیص داده توسط کد پایتون است، به کار گرفته شده است. در نهایت، تأثیر هر یک از این پارامترها بر نتایج خروجی نمودارها بررسی شده است.

۳-۱- فرضیه وجود اثر ذخیره چاه به همراه اثر اوج مقدار میانی و رفتار بی‌نهایت مرز مخزن (کامل‌ترین آزمون زمان‌دار و طولانی چاه‌آزمایی)

مشاهده کامل اثر ذخیره چاه در اوایل داده‌های نمودار مشتق فشار با شیب ثابت مثبت یک واحدی، به همراه اثر رفتار بی‌نهایت جریان شعاعی مرز مخزن در انتهای داده‌ها با شیب خطی ثابت صفر، نشان‌دهنده یک آزمون ایده‌آل چاه‌آزمایی و چاه کاملاً تعریف شده است. در مقابل اگر شیب مشاهده شده منفی باشد، بیانگر وجود رژیم جریانی دیگر مانند رژیم کروی در مخازن با تراوایی بسیار کم و شکاف‌دار یا ناشی از رسیدن اثرات فشاری مرز مخزن به خود چاه است. اثرات اولیه ذخیره چاه که معمولاً ناشی از تراکم حجم سیال چاه است، مانع از پدیده شیب منفی می‌شود.

برای بررسی اثرات پارامتر آلفا در این بخش، از داده‌های یک چاه تولیدی نفت برگرفته از کتاب هورن در آزمون کاهش فشار چاه‌آزمایی استفاده شده است. این چاه تحت تأثیر اثر ذخیره چاه و آسیب‌های مکانیکی (ضریب پوسته منفی شدید، مهاجرت ذرات ریز، تراکم سازندهای مخزن، تولید ماسه و نظایر آن‌ها) قرار گرفته است [۵].

ویژگی‌های چاه و سیال مخزن در نمونه اول، در جدول ۱ ارائه شده است.

• پارامتر آلفای متغیر

نمودار مشتق فشار که با پارامتر آلفای متغیر و خودکار تطبیق داده شده است، در کنار نمودار اختلاف فشار بر اساس کد پایتون و با استفاده از ۵۱ داده خام فشار و زمان ترسیم شده است. نتایج حاصل از پیمایش بازه‌های مختلف زمانی در شکل ۳ نشان داده شده است.

لایه‌های شیلی تأثیر نپذیرد. این شرایط حاکم بر مخزن، تأثیر چشم‌گیری بر میزان تراوایی مؤثر سنگ مخزن و ضریب پوسته مکانیکی دارد. در مخازن همگن، جریان در چنین وضعیتی عمدتاً به صورت شعاعی، متقارن و حلقوی از اطراف مخزن به سمت چاه است. در مخازن با تراوایی پایین، رسیدن به این شرایط بسیار زمان‌بر و طولانی است و از طرفی در مخازن با تراوایی بالا، گذرا و کوتاه‌مدت است. تحلیل این شرایط حاکم، درک بهتری از وضعیت موجود در چاه و تفسیرهای مناسب از نتایج چاه‌آزمایی فراهم می‌کند.

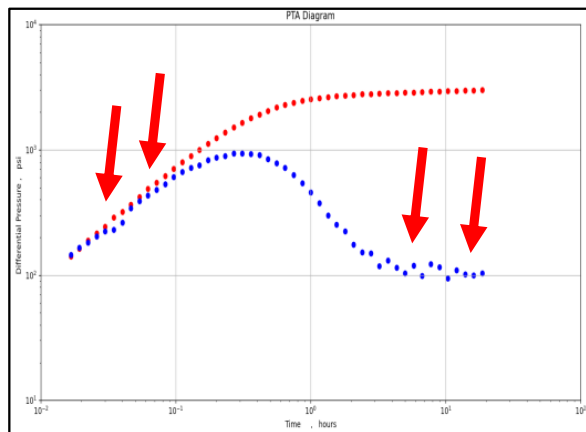
به منظور ارزیابی وضعیت متغیر یا ثابت بودن پارامتر آلفا در شرایط مختلف ترکیبی یاد شده، نمودارهای حاصل از تحلیل فشاری گذرا ترسیم و با یکدیگر مقایسه و بررسی شده‌اند. ترسیم نمودارهای مشتق فشار در تحلیل فشاری، بر اساس معادلات آقای هورن در سال ۱۹۹۰ میلادی انجام گرفته است [۵]:

$$t \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = \left(\frac{\partial p}{\partial \ln t} \right) = \quad (9)$$

$$\left(\frac{\ln \left(\frac{t_i}{t_{i-k}} \right)}{\ln \left(\frac{t_{i+j}}{t_i} \right) \ln \left(\frac{t_{i+j}}{t_{i-k}} \right)} * \Delta p_{i+j} \right) + \left(\frac{\ln \left(\frac{t_{i+j} t_{i-k}}{t_i^2} \right)}{\ln \left(\frac{t_{i+j}}{t_i} \right) \ln \left(\frac{t_i}{t_{i-k}} \right)} * \Delta p_i \right) - \left(\frac{\ln(t_{i+j}/t_i)}{\ln(t_i/t_{i-k}) \ln(t_{i+j}/t_{i-k})} * \Delta p_{i-k} \right)$$

به منظور شناسایی اثر ذخیره چاه از معادله سه نقطه‌ای بالا، اندیس‌های i و j برابر یک در نظر گرفته شده‌اند. با ترسیم خطی با شیب ثابت یک واحد که از سه نقطه نخست نمودارهای اختلاف فشار و مشتق آن عبور می‌کند، وجود این اثر بررسی شده است.

با استفاده از تجربه کدنویسی در زبان برنامه‌نویسی پایتون و تحلیل نقاط مختلف با در نظر گرفتن کیفیت داده‌ها و مدت زمان آزمون‌ها، برای تشخیص اثر رفتار بی‌نهایت جریان شعاعی مرز مخزن در آزمون طولانی مدت چاه‌آزمایی، میانگین ۱۲ نقطه انتهایی نمودار مشتق فشار محاسبه شده است. سپس



شکل ۴: نمودار تحلیل فشاری گذرا با اعمال پارامتر آلفای بیشینه ثابت با فرضیات کامل

۳-۲- فرضیه نبود اثر ذخیره چاه (در حضور اثر اوج مقدار میانی و رفتار بی نهایت مرز مخزن)

رخداد پدیده اثر ذخیره چاه که به صورت عبور خطی با شیب ثابت یک واحدی بر نقاط اولیه نمودار اختلاف فشار و مشتق آن بر حسب زمان در نمودار لاگ-لاگ ظاهر می شود، پدیده ای رایج و متداول نیست. به ویژه آن که در عمل، بسیاری از آزمون های چاه آزمایی با داده های اولیه ناقص یا ناکامل همراه اند.

از داده ها و ویژگی های جدول ۱ جهت ترسیم نمودارهای این قسمت استفاده شده است. با این تفاوت که در این حالت، سه نقطه از داده های اولیه خام فرضیه قبل، در هنگام ترسیم نمودار اختلاف فشار و به تبع آن نمودار مشتق، حذف شده اند و بدین ترتیب شرط نبود اثر ذخیره چاه به خوبی اعمال شده است.

• پارامتر آلفای متغیر

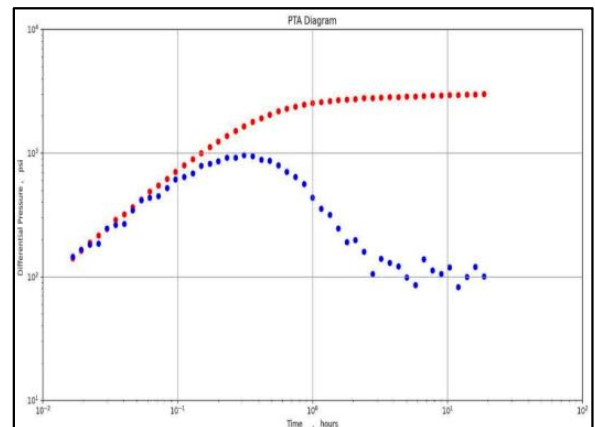
نمودار اصلی که در کد پایتون با استفاده از پارامتر آلفای متغیر و ۴۸ داده ورودی (همه داده ها جز سه داده خام نخست فشار و زمان در مثال قبل) تطبیق داده شده است، بر اساس پیمایش بازه های زمانی مختلف در شکل ۵ ارائه شده است.

• پارامتر آلفای ثابت

مشاهده شد که نمودار مشتق فشار با مقادیر پارامتر آلفای متغیر انطباق یافته است. بیشینه مقدار آلفای متغیر محاسبه شده، برابر با ۰/۱۴۶۲۶ است و مرتبط به آخرین داده های نمودار است. حال اگر فرض شود که نمودار بدون استفاده از مقادیر آلفای خودکار و صرفاً با پارامتر آلفای ثابت برابر با ۰/۱۴۶۲۶ ترسیم شود، شکل ۶ حاصل می شود. در این حالت، بزرگ ترین

جدول ۱: پارامترها و مقادیر فرض شده در آزمون کاهش فشار و طولانی مدت چاه آزمایی

پارامتر	نماد نوشتاری	مقدار	یکا
دبی تولیدی چاه	q_o	۲۵۰۰	بشکه استاندارد بر روز
تخلخل	ϕ	۰/۲۱	-
ویسکوزیته	μ_o	۰/۹۲	سنتی پویز
تراکم پذیری کل	c_t	$۸,۷۲ \times 10^{-6}$	واحد بر پام
ضخامت لایه مخزنی	h	۲۳	فوت
فشار اولیه مخزن	p_i	۶۰۰۹	پام
شعاع چاه	r_w	۰/۴۰۱	فوت
ضریب حجمی سازند نفت	B_o	۱/۲۱	بشکه بر استاندارد بشکه



شکل ۳: نمودار تحلیل فشاری گذرا با اعمال پارامتر آلفای متغیر و خودکار با فرضیات کامل

• پارامتر آلفای ثابت

مشاهده شده است که نمودار مشتق فشار با مقادیر پارامتر آلفای متغیر تطبیق داده شده است. بیشینه محاسبه شده برای این پارامتر، برابر با ۰/۱۴۶۲۶ و مربوط به آخرین داده های نمودار مشتق فشاری است. در صورتی که فرض شود پارامتر آلفا متغیر و خودکار نباشد و کل نمودار با یک مقدار ثابت آلفا برابر با ۰/۱۴۶۲۶ ترسیم شود، نمودار مشتق فشاری مطابق شکل ۴ به دست می آید. در این حالت، فرض شده است که بزرگ ترین مقدار پارامتر آلفای متغیر به صورت دستی وارد شده و تغییرات کیفی با پیکان های قرمز نشان داده شده است.

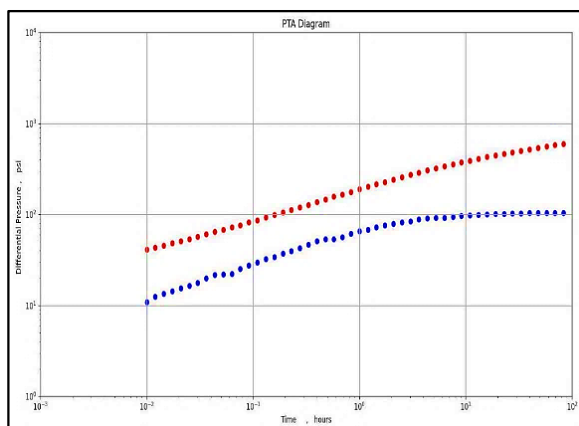
برای بررسی اثر پارامتر آلفا در این بخش، از داده‌های تولیدی جدول ۲ مربوط به یک چاه نفت در آزمون کاهش فشار چاه‌آزمایی استفاده شده است. این چاه تحت تأثیر اثر شکاف هیدرولیکی و آسیب مکانیکی قرار دارد [۲۷].

جدول ۲: پارامترها و مقادیر فرضی در آزمون آزمون کاهش فشار چاه‌آزمایی

پارامتر	نماد نوشتاری	مقدار	یکا
دبی تولیدی چاه	q_o	۲۰۰۰	بشکه استاندارد بر روز
تخلخل	ϕ	۰/۲۴	-
ویسکوزیته	μ_o	۰/۳۳	سنتی پویز
تراکم‌پذیری کل	c_t	$14/8 \times 10^{-6}$	واحد بر پام
ضخامت لایه مخزنی	h	۵۰	فوت
فشار اولیه مخزن	p_i	۵۲۰۰	پام
شعاع چاه	r_w	۰/۴۴	فوت
ضریب حجمی سازند نفت	B_o	۱/۵	بشکه بر استاندارد بشکه

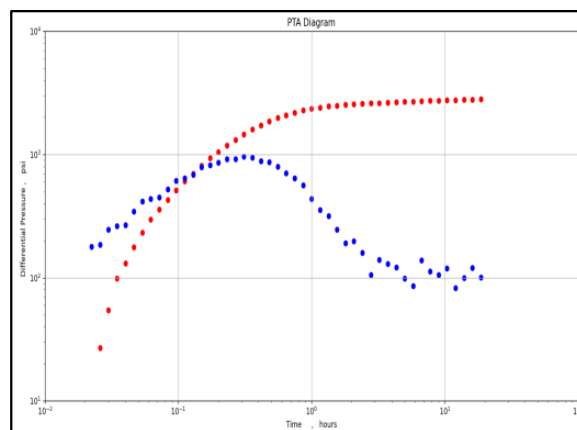
• پارامتر آلفای متغیر

نمودار اصلی در کد پایتون و با استفاده از پارامتر آلفای متغیر و ۵۲ داده ورودی فشار و زمان بر اساس پیمایش بازه‌های زمانی مختلف ترسیم شده است (شکل ۷).

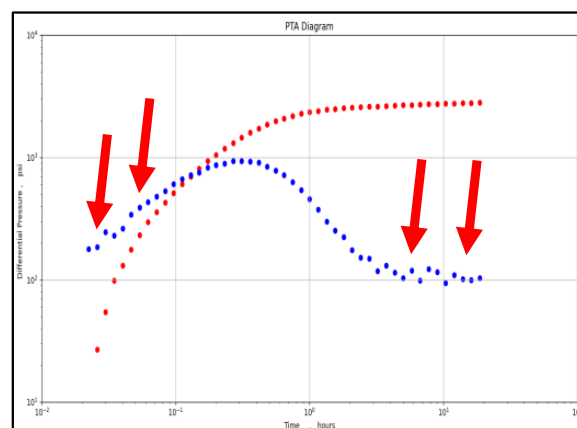


شکل ۷: نمودار تحلیل فشاری گذرا با اعمال پارامتر آلفای متغیر و خودکار با فرضیه وجود اثر اوج مقدار میانی

مقدار پارامتر آلفای متغیر به صورت دستی وارد شده است و تغییرات کیفی، با پیکان‌های قرمز نشان داده شده‌اند.



شکل ۵: نمودار تحلیل فشاری گذرا با اعمال پارامتر آلفای متغیر و خودکار در داده‌های خام فرضیه قبل (جز سه داده نخست)



شکل ۶: نمودار تحلیل فشاری گذرا با اعمال پارامتر آلفای ثابت دستی در داده‌های خام مثال قبل (جز ۳ داده نخست)

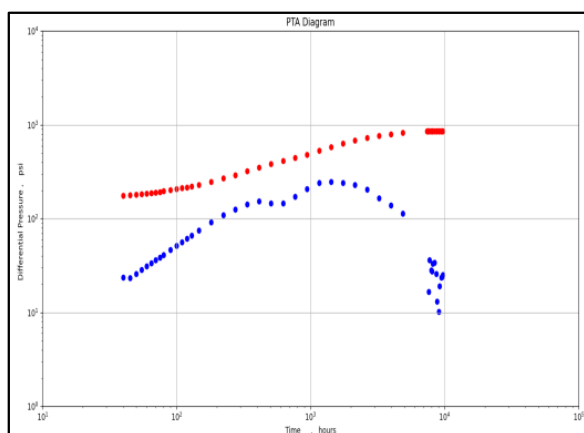
۳-۳- فرضیه وجود تنها اثر اوج مقدار میانی (بدون در نظر گرفتن اثرات ذخیره چاه و رفتار مرز بی‌نهایت مخزن)

در این بخش با معرفی یک چاه تولیدی نفت در آزمون کاهش فشار که به شدت تحت تأثیر شکاف هیدرولیکی با تراوایی بالا و ضریب فاکتور منفی قرار دارد، نشان داده شده است که پدیده اثر ذخیره چاه رخ نمی‌دهد و جریان سیال به صورت محدود از میان شکاف‌ها برقرار است. این شرایط در نهایت منجر به بروز اثر اوج مشتق فشاری در نمودار لگاریتمی می‌شود.

متغیر و با ۵۰ داده ورودی فشار و زمان بر اساس پیمایش بازه‌های مختلف زمانی ترسیم و در شکل ۹ ارائه شده است.

جدول ۳: پارامترها و مقادیر فرضی در آزمون کوتاه مدت و ساخت فشار چاه آزمایشی

پارامتر	نماد نوشتاری	مقدار	یکا
دبی تولیدی چاه	q_o	۳۶	بشکه استاندارد بر روز
تخلخل	ϕ	۰/۱۷	-
ویسکوزیته	μ_o	۰/۵۰۵۸	سنتی پویز
تراکم پذیری کل	c_t	5×10^{-6}	واحد بر پام
ضخامت لایه مخزنی	h	۱۶۵	فوت
فشار اولیه مخزن	p_i	۲۶۸۸	پام
شعاع چاه	r_w	۰/۴	فوت
ضریب حجمی سازند نفت	B_o	۱/۳۳۳	بشکه بر استاندارد بشکه
فشار ته چاهی ثابت	p_{wf}	۱۸۰۲/۵۳۰	پام



شکل ۹: نمودار تحلیل فشاری گذرا با اعمال پارامتر آلفای متغیر و خودکار با فرضیه وجود اثر اوج مقدار میانی و اثر ذخیره چاه

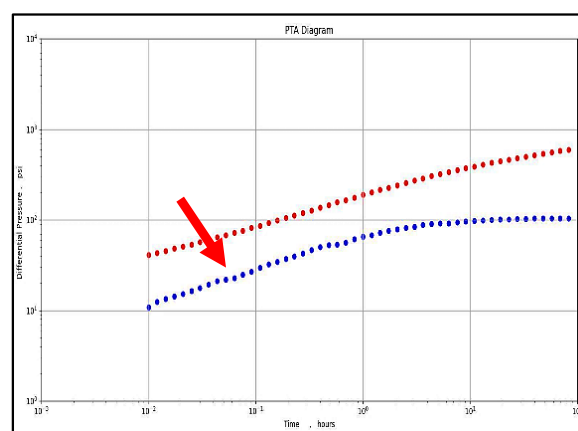
• پارامتر آلفای ثابت

مشاهده شد که نمودار مشتق فشار با مقادیر پارامتر آلفای متغیر انطباق یافته و بیشینه آلفای خودکار محاسبه شده برابر با ۰/۱۴۳۹ است. حال اگر فرض شود که نمودار بدون استفاده از مقادیر آلفای خودکار و صرفاً با یک مقدار آلفای ثابت برابر با ۰/۱۴۳۹ ترسیم شود، شکل ۱۰ حاصل می‌شود.

در این حالت، بزرگ‌ترین مقدار پارامتر آلفای متغیر

• پارامتر آلفای ثابت

مشاهده شد که نمودار مشتق فشار با مقادیر پارامتر آلفای متغیر انطباق یافته و بیشینه آلفای متغیر محاسبه شده برابر با ۰/۱۸۴۲ است. حال اگر فرض شود که نمودار بدون استفاده از مقادیر آلفای خودکار و صرفاً با پارامتر آلفای ثابت برابر با ۰/۱۸۴۲ رسم شود، شکل ۸ حاصل می‌شود. در این حالت، بزرگ‌ترین مقدار پارامتر آلفای متغیر به صورت دستی وارد و تغییرات کیفی با پیکان قرمز نشان داده شده است.



شکل ۸: نمودار تحلیل فشاری گذرا با اعمال پارامتر آلفای ثابت دستی با فرضیه وجود اثر اوج مقدار میانی

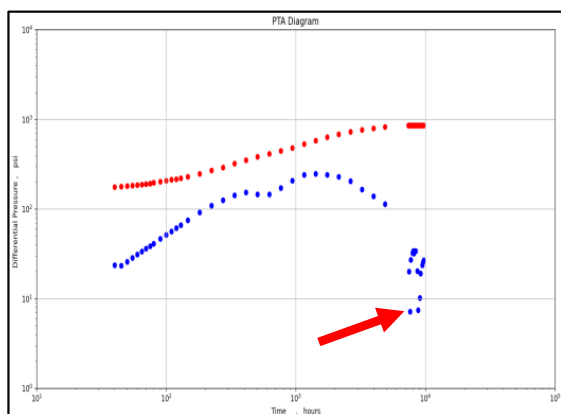
۳-۴- فرضیه نبود رفتار مرز بی نهایت مخزن (وجود اثر ذخیره چاه و اثر اوج مقدار میانی در آزمون کوتاه مدت چاه آزمایشی)

اگر آزمون فشارآزمایی و چاه‌آزمایی بسیار کوتاه یا پراکندگی و فاصله نقاط در داده‌های نهایی نمودار مشتق فشار زیاد یا رفتار مشاهده شده ناشی از اثرات مرزهای مخزن باشد، در حالیکه رژیم جریان رتاری بی نهایت مرز مخزن به طور کامل شکل نگرفته باشند، تشخیص اثر کامل رفتار بی نهایت جریان شعاعی مرز مخزن بر اساس آزمون کوتاه مدت چاه‌آزمایی بسیار دشوار خواهد بود.

جهت ترسیم نمودارهای این بخش، از داده‌ها و ویژگی‌های جدول ۳ مقاله آقای ریمی که به روش‌های نوین چاه‌آزمایی در تحلیل فشاری گذرا پرداخته است، استفاده شده است. این داده‌ها در جدول ۳ ارائه شده است.

• پارامتر آلفای متغیر

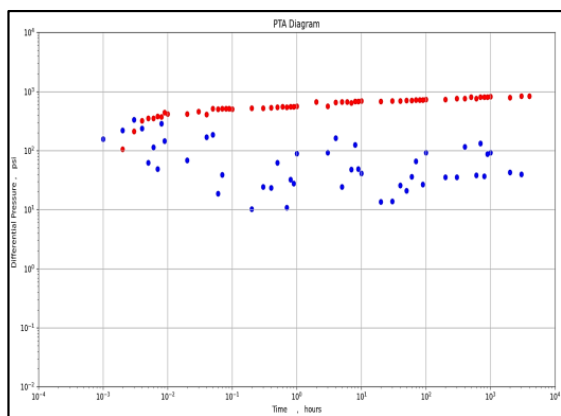
نمودار اصلی در کد پایتون و با استفاده از پارامتر آلفای



شکل ۱۰: نمودار تحلیل فشاری گذرا با اعمال پارامتر آلفای بیشینه ثابت با فرضیه وجود اثر اوج مقدار میانی و اثر ذخیره چاه

جدول ۴: پارامترها و مقادیر فرضی در آزمون کاهش فشار و ناقص چاه آزمایشی

پارامتر	نماد نوشتاری	مقدار	یکا
دبی تولیدی چاه	q_o	۵۰۰	بشکه استاندارد بر روز
تخلخل	ϕ	۰/۱۵	-
ویسکوزیته	μ_o	۰/۲	سنتی پویز
تراکم پذیری کل	c_t	6×10^{-6}	واحد بر پام
ضخامت لایه مخزنی	h	۲۰	فوت
فشار اولیه مخزن	p_i	۱۳۳۰	پام
شعاع چاه	r_w	۰/۲۵	فوت
ضریب حجمی سازند نفت	B_o	۱/۳۵	بشکه بر استاندارد بشکه



شکل ۱۱: نمودار تحلیل فشاری گذرا با اعمال پارامتر آلفای متغیر و خودکار با فرض وجود اثر رفتار بی نهایت مخزن

به صورت دستی وارد و تغییرات کیفی با پیکان قرمز نشان داده شده است.

۳-۵- فرضیه وجود اثر رفتار بی نهایت مرز مخزن (بدون در نظر گرفتن اثرات ذخیره چاه و مقدار اوج میانی-آزمون ناقص چاه آزمایشی)

در بعضی از داده‌های آزمون فشار و چاه‌آزمایی، بعد از ترسیم نمودار اختلاف فشار و مشتق آن بر حسب زمان در مقیاس لگاریتمی، ممکن است در نخستین نقطه نمودار مشتق فشار پس از پایان رژیم جریانی ناشی از اثر ذخیره چاه، نقطه اوج مشتق فشار (نقطه‌ای با بیشترین مقدار مشتق فشار در میان کل داده‌ها) مشاهده نشود. در چنین شرایطی، لازم است مدت زمان کافی برای ادامه آزمون فشارآزمایی در نظر گرفته شود تا رژیم جریانی شعاعی بی نهایت به طور کامل آشکار گردد. برای ترسیم نمودارهای این بخش، از داده‌ها و ویژگی‌های جدول ۱ مقاله ایدودجه و آدوول در سال ۲۰۲۰ میلادی که یک آزمون کاهش فشار با رفتار بی نهایت مرز مخزن یک چاه افقی است، استفاده شده است (جدول ۴) [۲۸].

• پارامتر آلفای متغیر

نمودار اصلی در کد پایتون بر پایه پیمایش بازه‌های زمانی مختلف و با استفاده از ۵۹ داده ورودی فشار و زمان و در نظر گرفتن پارامتر آلفای متغیر ترسیم شده است (شکل ۱۱).

• پارامتر آلفای ثابت

مشاهده شد که نمودار مشتق فشار با مقادیر پارامتر آلفای متغیر انطباق یافته و بیشینه آلفای محاسبه شده برابر با ۰/۲۲۳۱ است. حال اگر فرض شود که نمودار بدون استفاده از مقادیر آلفای خودکار و صرفاً با یک مقدار ثابت آلفا برابر با ۰/۲۲۳۱ رسم شود، شکل ۱۲ حاصل می‌شود. در این حالت، بزرگ‌ترین مقدار پارامتر آلفای متغیر به صورت دستی وارد و تغییرات کیفی با پیکان‌های قرمز نشان داده شده است.

۴- نتایج و بحث

با بررسی ۵ نمونه مختلف از داده‌ها و شرایط گوناگون چاه‌آزمایی، می‌توان دریافت که پارامتر آلفا نقش اساسی در شکل و آرایش داده‌های نمودار مشتق تحلیل فشاری گذرا بُعددار دارد. نموداری که از مشتق نمودار اختلاف فشار نرمال بر حسب زمان در مقیاس لگاریتمی به دست می‌آید. در جدول ۵، مثال‌های ارائه شده همراه با نتایج آن‌ها مورد

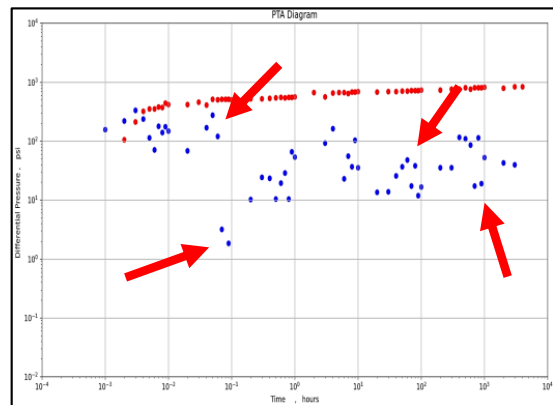
خودکار به دستی، وابسته به مقدار و تعداد داده‌ها و فاصله زمانی میان نقاط ثبت شده است.

(۲) در صورت مقایسه نمودار اختلاف فشار و مشتق آن در نمونه‌های مختلف، ابتدا باید مشخص شود که نمودارها بر اساس آلفای ثابت ترسیم شده‌اند یا آلفای متغیر، زیرا مقایسه نمودارها در شرایط یکسان آلفا ثابت یا آلفای متغیر، منجر به نتایجی متفاوت خواهد شد.

(۳) مهم‌ترین تفاوت میان نمونه‌های آزمون کاهش فشار با آزمون ساخت فشار، ناشی از تعریف اولیه اختلاف فشار معمولی نقاط است. اختلاف فشار در آزمون کاهش فشار، همان اختلاف فشار نقطه اولیه و نقطه مورد نظر است ولی در آزمون ساخت فشار، اختلاف فشار همان اختلاف فشار نقطه مورد نظر و فشار ته‌چاه است. این تفاوت در تعریف، موجب استفاده از دو نوع کد پایتون مجزا برای ترسیم نمودارهای مربوط به هر آزمون شده است.

(۴) تجربه نشان داده است که برای جلوگیری از اتلاف زمان در اجرای کد پایتون، بهتر است نقاط پرت در داده‌های اولیه فشاری حذف شوند. در صورت امکان، می‌توان مقدار هر نقطه حذف شده را با میانگین نقاط بعد و قبل آن، جایگزین کرد. برای شناسایی نقاط پرت، ابتدا نمودار اختلاف فشار بر حسب زمان ترسیم می‌شود و نقاطی که از روند معمول و قابل انتظار پیروی نمی‌کنند، شناسایی و از داده‌های ورودی حذف می‌شوند. در مرحله بعد، نمودار مشتق فشار بر اساس داده‌های اصلاح شده ترسیم می‌گردد.

(۵) رفتار نمودارهای ترسیم شده، تنها به دو پارامتر فشار و زمان در نقاط مختلف وابسته است. در مقابل، پارامترهای تخلخل، تراکم‌پذیری کل، شعاع چاه، دبی تولیدی چاه، ضخامت سازند تولیدی، ویسکوزیته نفت و



شکل ۱۲: نمودار تحلیل فشاری گذرا با اعمال پارامتر آلفای بیشینه ثابت با فرض وجود اثر رفتار بی‌نهایت مخزن

بررسی قرار گرفته است. مثال نخست نمونه‌ای کامل از تمام اثرات ممکن در نمودار مشتق فشاری است و مثال‌های سوم و پنجم، ناقص‌ترین حالت‌های مشاهده شده را نشان می‌دهد. مابقی مثال‌ها نیز، به نوعی بیانگر حالت‌های میانی این دو حد هستند.

با توجه به نمودارهای تحلیل فشاری گذرای که ترسیم شده‌اند، مشخص است که این نمودارها وابستگی مستقیمی به نوع آزمون چاه‌آزمایی (آزمون کاهش یا ساخت فشار) ندارند. از این‌رو، در جدول ۵، نوع آزمون‌های چاه‌آزمایی برای مثال‌ها تکرار نشده است.

نکات مهمی که در ترسیم نمودارها مورد توجه قرار گرفته‌اند، به شرح زیر است:

(۱) همانگونه که نتایج تحلیلی مقالات آقای بوردت در دهه ۱۹۸۰ میلادی نیز بر این موضوع تأکید دارد، کیفیت و کمیت داده‌های خام فشار و زمان نقش اساسی در ترسیم نمودارها دارند. به‌عنوان نمونه، مشاهده تغییرات بخش پایانی نمودار پس از تغییر پارامتر آلفا از حالت

جدول ۵: نگاهی کلی به فرضیه مطرح شده و اثر پارامتر آلفا در آن‌ها

شماره مثال	وجود اثر ذخیره چاه	وجود اثر مقدار اوج میانی	وجود اثر رفتار بی‌نهایت مرز مخزن	موقعیت مکانی تغییر نمودار
۱	✓	✓	✓	اوایل و اواخر نمودار
۲	×	✓	✓	اوایل و اواخر نمودار
۳	×	✓	×	اوایل نمودار
۴	✓	✓	×	اواخر نمودار
۵	×	×	✓	تقریباً کل نمودار

ضریب حجمی سازند نفت در محاسبات ضریب پوسته، تراوایی و ضریب اثر ذخیره چاه نقش دارند. همچنین مقادیر این پارامترها، خود متأثر از پراکندگی نقاط فشار و زمان نسبت به یکدیگرند.

(۶) در این مرحله امکان بی‌بُعدسازی داده‌های فشار و زمان فراهم است و می‌توان نمودارهای فشار بی‌بُعد و زمان بی‌بُعد را به‌همراه مشتق آن‌ها در مختصات لگاریتمی ترسیم کرد. با این حال، ترسیم داده‌های بُعددار نسبت به یکدیگر، علاوه بر درک واقعی و ملموس‌تر از رفتار سیستم، به زمان محاسبات کم‌تری نیاز دارد.

(۷) در میان نمودارهای ترسیم شده، کم‌ترین مقدار پارامتر آلفای ثابت برابر با 0.1439 است که به نمونه فرضیه عدم وجود رفتار بی‌نهایت مرز مخزن (وجود اثر ذخیره چاه همراه با اثر اوج مقدار میانی در آزمون کوتاه‌مدت چاه‌آزمایی) مرتبط است. بیش‌ترین مقدار پارامتر آلفای ثابت برابر با 0.2231 است که به نمونه فرضیه وجود تنها اثر رفتار بی‌نهایت مرز مخزن (نبود اثرات ذخیره چاه و مقدار اوج میانی در آزمون ناقص چاه‌آزمایی) مرتبط است.

(۸) با مقایسه نمودار حاصل از پارامتر آلفای متغیر با نمودار حاصل از پارامتر آلفای ثابت در هر یک از فرضیات، مشاهده می‌شود که فرضیه وجود تنها اثر رفتار بی‌نهایت مرز مخزن، بیش‌ترین تغییرات را در نقاط مختلف نمودار دارد. در مقابل فرضیه وجود تنها اثر اوج مقدار میانی (نبود اثرات ذخیره چاه و رفتار بی‌نهایت مرز مخزن)، کم‌ترین تغییرات را در نقاط مختلف نمودار دارد.

(۹) نمونه نخست مبتنی بر کامل‌ترین فرضیات ممکن برای تحلیل جریان گذرا بنا شده است. در این حالت، مقادیر تراوایی میانگین مخزن، ضریب اثر ذخیره چاه و ضریب پوسته در پارامتر آلفای متغیر به‌ترتیب برابر با 77.48 میلی‌دارسی، 0.14987 بشکه بر پام و 6.17 هستند. پس از ترسیم نمودار با مقدار بیش‌ترین آلفای متغیر در حالت ثابت، این مقادیر به‌ترتیب به 77.81 میلی‌دارسی، 0.14988 و 6.22 تغییر یافته‌اند. بنابراین، با افزایش 0.33 میلی‌دارسی در تراوایی، ثبات تقریبی ضریب اثر ذخیره چاه و افزایش 0.05 در ضریب پوسته مشاهده می‌شود.

(۱۰) با توجه به اینکه نمودار ترسیم شده در نمونه دوم تنها فاقد سه نقطه ابتدایی در نمونه اول است. مقادیر

تراوایی میانگین مخزن، ضریب اثر ذخیره چاه و ضریب پوسته در پارامتر آلفای متغیر، به‌ترتیب از مقادیر 77.48 میلی‌دارسی، 0.14978 بشکه بر پام و 6.17 به مقادیر 77.48 میلی‌دارسی، 0.15488 بشکه بر پام و 5.31 تغییر یافته‌اند. این تغییرات نشان‌دهنده ثبات در تراوایی میانگین مخزن، افزایش 0.00501 بشکه بر پام در ضریب اثر ذخیره چاه و کاهش 0.86 در ضریب پوسته است.

(۱۱) در نمونه دوم نسبت به نمونه اول، مقادیر تراوایی میانگین مخزن، ضریب اثر ذخیره چاه و ضریب پوسته در پارامتر آلفای ثابت تغییر یافته‌اند. این مقادیر از مقادیر 77.81 میلی‌دارسی، 0.14988 بشکه بر پام و 6.22 به مقادیر 77.81 میلی‌دارسی، 0.13681 بشکه بر پام و 5.36 رسیده‌اند. این تغییرات نشان‌دهنده ثبات در تراوایی میانگین مخزن، کاهش 0.01307 بشکه بر پام در ضریب اثر ذخیره چاه و کاهش 0.86 در ضریب پوسته است.

(۱۲) در نمونه اول، میانگین تغییرات کمی میزان فشار در تمامی نقاط نمودار مشتق فشاری میان دو حالت آلفای متغیر و آلفای ثابت، برابر با 16.94 پام است. با توجه به نزدیکی داده‌ها در نمودار مشتق فشاری با آلفای ثابت، از نظر کیفی، رژیم‌های جریان با وضوح بیشتری قابل تشخیص بوده و امکان تفسیر دقیق‌تر فراهم می‌شود.

(۱۳) در نمونه اول، بر اساس میانگین داده‌ها و انحراف معیار، ضریب تغییرات داده‌های ورودی فشاری بر حسب زمان، برابر با 58.26 درصد و نشان‌دهنده دقت متوسط است. در مقابل، ضریب تغییرات داده‌های خروجی نمودار مشتق فشاری بر حسب زمان با به‌کارگیری پارامتر آلفای متغیر، 73.79 درصد (دقت نسبتاً کم) و با به‌کارگیری پارامتر آلفای ثابت، 73.46 درصد (دقت نسبتاً کم) به‌دست آمده است.

(۱۴) در نمونه دوم، میانگین تغییرات کمی فشارها در تمامی نقاط نمودار مشتق فشاری میان دو حالت آلفای متغیر و آلفای ثابت، برابر با 16.82 پام است. با توجه به نزدیکی داده‌ها در نمودار مشتق فشاری با آلفای ثابت، از نظر کیفی، رژیم‌های جریان با وضوح بیشتری قابل تشخیص بوده و امکان تفسیر دقیق‌تر فراهم می‌شود.

(۱۵) در نمونه دوم، بر اساس میانگین و انحراف معیار داده‌ها، ضریب تغییرات داده‌های ورودی فشار بر حسب زمان،

(۲۱) در نمونه پنجم و آخرین مورد، بر اساس میانگین و انحراف معیار داده‌ها، ضریب تغییرات داده‌های ورودی فشاری بر حسب زمان، برابر با ۳۰/۷۶ درصد (دقت بالا و مناسب) است. در مقابل، ضریب تغییرات داده‌های خروجی نمودار مشتق فشاری بر حسب زمان با به‌کارگیری پارامتر آلفای متغیر، ۱۶۴/۶۹ درصد (خطای بسیار بالا) و با به‌کارگیری پارامتر آلفای ثابت، ۱۲۲/۲۹ درصد (خطای بسیار بالا) است.

(۲۲) برای هر یک از نمونه‌ها، دو مقدار تراوایی محاسبه شده است. تراوایی اول تابعی از پارامترهای دبی، ضریب حجمی سازند نفت، ویسکوزیته نفت، ضخامت سازند نفت و میانگین مقادیر پایانی نمودار اختلاف فشار بر حسب زمان است. تراوایی دوم نیز بر اساس پارامترهای ویسکوزیته نفت، ضریب اثر ذخیره چاه، ضخامت سازند نفت، بیش‌ترین مقدار نمودار اختلاف فشار بر حسب زمان، زمان متناظر با بیش‌ترین مقدار نمودار اختلاف فشار بر حسب زمان و میانگین مقادیر پایانی نمودار اختلاف فشار بر حسب زمان تعیین می‌شود.

(۲۳) در رسم نمودارهای مشتق فشاری بر حسب زمان با فرض پارامتر آلفای ثابت (بر مبنای بیش‌ترین مقدار آلفای متغیر)، پدیده‌ای موسوم به «End Effect» رخ می‌دهد که موجب دور شدن نقاط انتهایی نمودار می‌گردد. پدیده نقطه پایانی به دو دلیل اصلی قابل توضیح است:

الف- در اجرای کد پایتون با فرض آلفای ثابت، اختلاف لگاریتمی یک زمان با زمان قبل و بعد خود به حداکثر مقدار می‌رسد. در نتیجه فاصله بیشتری مابین نقاط انتهایی نمودار مشتق فشاری مشاهده می‌شود.

ب- اثرات ناهمگنی مخزن و مرزهای موجود (مانند نزدیکی گسل‌های موجود اطراف به چاه حفر شده) با یکدیگر ادغام می‌شوند. این ادغام سبب تغییر رفتار مورد انتظار مشتق فشاری شده است و نقاط نمودار را از مدل‌های ایده‌آل فاصله می‌دهد و در نهایت شناخت و توصیف مخزن را دشوار می‌سازد.

(۲۴) معمولاً مقدار ثابت پارامتر آلفا که همان بیش‌ترین مقدار پارامتر آلفای متغیر است، در مخازن شکافدار بزرگ‌تر از مخازن معمولی در نظر گرفته می‌شود. دلیل این امر آن است که مدل‌های جریانی سیالات در مخازن شکافدار به‌مراتب پیچیده‌تر از مخازن معمولی است و

برابر با ۶۰/۲۳ درصد (دقت رو به متوسط) است. در مقابل، ضریب تغییرات داده‌های خروجی نمودار مشتق فشاری بر حسب زمان با به‌کارگیری پارامتر آلفای متغیر، ۷۲/۳۵ درصد (دقت نسبتاً کم) و با به‌کارگیری پارامتر آلفای ثابت، ۷۲/۰۲ درصد (دقت نسبتاً کم) است.

(۱۶) در نمونه سوم، میانگین تغییرات کمی فشار در تمامی نقاط نمودار مشتق فشاری میان دو حالت آلفای متغیر و آلفای ثابت، برابر با ۰/۰۸۸۳ پام است که عملاً مقدار بسیار ناچیزی محسوب می‌شود. با توجه به اختلاف اندک کمی و کیفی، رژیم‌های جریانی در هر دو نمودار به‌خوبی قابل تشخیص‌اند.

(۱۷) در نمونه سوم، بر اساس میانگین و انحراف معیار داده‌ها، ضریب تغییرات داده‌های ورودی فشاری بر حسب زمان، برابر با ۷۲/۸۰ درصد (دقت نسبتاً کم) است. در مقابل، ضریب تغییرات داده‌های خروجی نمودار مشتق فشاری بر حسب زمان با به‌کارگیری پارامتر آلفای متغیر، ۵۴/۴۷ درصد (دقت متوسط) و با به‌کارگیری پارامتر آلفای ثابت، ۵۴/۵۵ درصد (دقت متوسط) است.

(۱۸) در نمونه چهارم، میانگین تغییرات کمی فشار در نقاطی نمودار مشتق فشاری میان دو حالت آلفای متغیر و آلفای ثابت، برابر با ۱/۷۶ پام است. با توجه به اینکه تغییرات صرفاً در داده‌های انتهایی نمودار مشتق فشاری رخ داده است، رژیم‌های جریانی ماقبل آخر در هر دو نمودار از نظر کیفی قابل تشخیص‌اند.

(۱۹) در نمونه چهارم، با توجه به میانگین و انحراف معیار داده‌ها، ضریب تغییرات داده‌های ورودی فشاری بر حسب زمان، برابر با ۶۰/۳۷ درصد (دقت رو به متوسط) است. در مقابل، ضریب تغییرات داده‌های خروجی نمودار مشتق فشاری بر حسب زمان با به‌کارگیری پارامتر آلفای متغیر، ۹۸/۱۲ درصد (دقت بسیار ناچیز) و با به‌کارگیری پارامتر آلفای ثابت، ۹۶/۸۷ درصد (دقت بسیار ناچیز) است.

(۲۰) در نمونه پنجم، میانگین تغییرات کمی فشار در تمامی نقاط نمودار مشتق فشاری میان دو حالت آلفای متغیر و آلفای ثابت، برابر با ۳۹/۰۴ پام است. با توجه به پراکندگی زیاد نقاط فشار در نمودارهای مشتق فشاری در هر دو حالت پارامتر آلفا از نظر کیفی و کمی، تشخیص رژیم‌های جریانی با دشواری همراه است.

وجود هر یک از این اثرات در نمودار مشتق فشاری که بر اساس داده‌های خام فشار و زمان در مقیاس لگاریتمی ترسیم می‌شود، ناقص یا کامل بودن زمان آزمون چاه‌آزمایی را بیان می‌کند. همچنین این اثرات، تغییر مقادیر داده‌های مختلف نمودار مشتق که ناشی از تغییر مقدار آلفا از خودکار به ثابت هستند را آشکار می‌سازد.

- پارامتر آلفای متغیر و ثابت (بیشترین مقدار پارامتر آلفای متغیر)، تنها در آزمون‌های کاهش و ساخت فشار در مخازن نفتی قابل تعریف و استاده هستند. این پارامترها در مخازن گازی (مخازن گاز خشک، گاز تر، گاز میعانی و گاز میعانی معکوس) کاربردی ندارند.
- از محدودیت‌های دو الگوی پارامتر آلفای متغیر و آلفای ثابت (بیشترین مقدار پارامتر آلفای متغیر) که در کدهای پایتون به کار گرفته شده‌اند، می‌توان به عدم امکان ترسیم نمودارهای اختلاف فشار و مشتق آن بر حسب زمان در شرایطی که داده‌ها فاصله زمانی و فشاری محسوس دارند، عدم امکان تحلیل دقیق ناحیه ذخیره چاه در حالتی که تنها سه نقطه‌ای ابتدایی فشار و زمان در داده‌ها موجود باشد و عدم امکان استخراج پارامترهای کلیدی مخزن مانند تراوایی جدید، ضریب پوسته مکانیکی و ضریب اثر ذخیره‌ی چاه، در شرایطی که صرفاً داده‌های میانی (نقاط اوج مشتق فشاری) در دسترس باشند، اشاره کرد.
- با توجه به اهمیت دو پارامتر آلفای متغیر و آلفای ثابت (بیشترین مقدار پارامتر آلفای متغیر) در تحلیل مخازن نفتی، مسیرهای پیشنهادی برای تحقیقات آتی عبارت‌اند از:

الف- کاربرد پارامترهای مشابه و هم‌تراز با دو پارامتر آلفای نامبرده در مخازن گازی.

ب- تحلیل نمودار اختلاف فشار و مشتق آن نسبت به زمان با استفاده از روش پنج نقطه‌ای و نه صرفاً با روش سه نقطه‌ای که آقای هورن در سال ۱۹۹۰ میلادی ارائه کرده است.

ج- آیا فرمول‌های تراوایی جدید به‌دست آمده، به‌همراه ضرایب پوسته مکانیکی و اثر ذخیره چاه (که به‌شدت به نحوه قرارگیری نقاط مختلف در نمودار مشتق فشاری بر حسب زمان وابسته‌اند) در مخازن غیرنفتی نیز روابط

این نوع مخازن، اغلب رفتار تخلخل دوگانه یا سه‌گانه از خود نشان می‌دهند. این مخازن تراوایی، ضریب بازدهی نفت و دبی تولیدی نفت بیش‌تری دارند. در نتیجه، داده‌های حاصل از چاه‌آزمایی مخازن شکاف‌دار با فاصله زمانی بیش‌تری نسبت به یکدیگر قرار می‌گیرند که مستقیماً در مقدار آلفای ثابت تأثیر گذاشته و موجب پراکندگی بیش‌تر در نقاط نمودار مشتق فشاری می‌شود.

۵- نتیجه‌گیری

در این پژوهش، از پنج نمونه واقعی داده‌های خام فشار و زمان حاصل از آزمون‌های چاه‌آزمایی در چاه‌های مختلف مخازن نفتی استفاده شده است. این داده‌ها اطلاعات ارزشمندی درباره نمودار مشتق فشار و اختلاف آن بر حسب زمان در مقیاس لگاریتمی ارائه می‌دهند و مبنای تحلیل‌های کمی و کیفی رفتار جریان مخزن قرار گرفته‌اند.

- با توجه به مثال‌ها و داده‌های متنوع بررسی شده، مشخص گردید که کیفیت و کمیت نقاط خام ورودی به کد طراحی‌شده در زبان برنامه‌نویسی پایتون، تأثیر بسزایی بر موقعیت مکانی نقاط نمودار مشتق فشار حاصل از نمودار اختلاف فشار بر حسب زمان در مقیاس لگاریتمی دارند.
- بررسی اثر بازه مشتق فشاری که هدف اصلی این پژوهش است، مستقل از نوع آزمون چاه‌آزمایی (آزمون کاهش فشار یا ساخت فشار) در نمونه‌گیری از چاه‌های نفتی است.
- اثر بازه مشتق فشاری در کد پایتون که با پارامتر آلفا معرفی شده است، به دو شیوه در نمودار مشتق اعمال می‌شود. مورد اول آلفای خودکار است که بر اساس بازه‌های زمانی مختلف در نمودارها با گام ۰/۰۰۱ افزایش می‌یابد و متغیر است. آخرین مقدار به‌دست‌آمده نیز بیشترین مقدار آلفا محسوب می‌شود. مورد دوم، آلفای ثابت است که در واقع بزرگ‌ترین و بالاترین مقدار آلفای متغیر محسوب می‌شود. معمولاً با اعمال این مقدار ثابت، تغییرات در بخش انتهایی نمودارهای مشتق فشاری مشاهده می‌گردد.
- در نمودار مشتق فشاری همواره سه رفتار کلیدی اثر ذخیره چاه، اثر اوج مقدار میانی و اثر رفتار جریانی بی‌نهایت مرز مخزن باید بررسی شوند. وجود یا عدم

- [8] Dastkhan, Y., Kazemi, A., and Al-Maamari, R. S. (2022). "Well and Reservoir characterization using combined temperature and Pressure Transient Analysis: A case study". Results in Engineering, 15: 100488.
- [9] Guo, Y., Mohamed, I., Zidane, A., Panchal, Y., and Abou-Sayed, O. (2021). "Automated pressure transient analysis: A cloud-based approach". Journal of Petroleum Science and Engineering, 196: 107627.
- [10] Egya, D. O., Corbett, P. W., Geiger, S., Norgard, J. P., and Hegndal-Andersen, S. (2022). "Calibration of naturally fractured reservoir models using integrated well-test analysis—an illustration with field data from the Barents Sea". Petroleum Geoscience, 28(1): petgeo2020-042.
- [11] Houz'e, O., Viturat, D., and Fjaere, O. S. (2021). "Dynamic Data Analysis: The theory and practice of Pressure Transient Analysis, Rate Transient Analysis, Formation Testing, Production Logging and the use of Permanent Downhole Gauges". KAPPA Engineering, Version 5.40.01, Paris, Jan 2021, pp. 778.
- [12] Al Qahtani, A. M., and Al Qahtan, B. A. (2022). "A New Application of Pressure Transient Analysis to Calculate Completion Efficiency in Long Horizontal Wells with Limited Entries: Flow Restrictions and Well Architecture". Paper Presented at the ADIPEC, Abu Dhabi, UAE, October 2022. DOI: <https://doi.org/10.2118/211564-MS>.
- [13] Mosaheb, M., and Zeidouni, M. (2020). "Pressure Transient Analysis to Determine Anisotropic Fault Leakage Characteristics". Journal of Hydrologic Engineering, 25(11). DOI: [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)HE.1943-5584.0002002](https://doi.org/10.1061/(ASCE)HE.1943-5584.0002002).
- [14] Geng, S., Li, C., Li, Y., Zhai, S., Xu, T., Gong, Y., and Jing, M. (2023). "Pressure transient analysis for multi-stage fractured horizontal wells considering threshold pressure gradient and stress sensitivity in tight sandstone gas reservoirs". Gas Science and Engineering, 116: 205030.
- [15] Wei, C., Cheng, S., Wang, Y., Shi, W., Li, J., Zhang, J., and Yu, H. (2021). "Practical pressure-transient analysis solutions for a well intercepted by finite conductivity vertical fracture in naturally fractured reservoirs". Journal of Petroleum Science and Engineering, 204: 108768.
- [16] Wu, M., Ding, M., Yao, J., Xu, S., Li, L., and Li, X. (2018). "Pressure transient analysis of multiple fractured horizontal well in composite shale gas reservoirs by boundary element method". Journal of Petroleum Science and Engineering, 162: 84-101.
- [17] Eyad Aldiwan, J. (2017). "Extending the utilization of real time data for Pressure Transient Analysis". Graduate Theses, Dissertations, and Problem Reports.

مشابهی دارند و به همان میزان نسبت به موقعیت نسبی نقاط در نمودار مشتق فشاری بر حسب زمان حساس‌اند؟

د- در صورت اجرای کد پایتون با زمان کافی، آیا ترسیم نمودارها بر اساس پارامترهای بی‌بعد نسبت به یکدیگر، نتایجی مشابه با تحلیل‌های انجام‌شده در این تحقیق که بر اساس پارامترهای بُعددار صورت گرفته است، خواهد داشت؟

۶- سپاس‌گزاری

لازم است که از دوست عزیزمان، جناب آقای مهندس سوری که راهنمایی‌های زیادی در این مسیر علمی کردند، تشکر و قدردانی لازم را بنماییم.

۷- مراجع

- [1] Agarwal, R. G., Al-Hussainy, R., and Ramey Jr, H. J. (1970). "An investigation of Wellbore Storage and skin effect in unsteady liquid flow: 1. Analytical treatment". Society of Petroleum Engineers Journal, 10(3): 279-290.
- [2] Tiab, D., and Kumar, A. (1980a). "Application of PD' function to interference analysis". Journal of Petroleum Technology, 32: 1465-1470.
- [3] Zarrouk, S. J., and McLean, K. (2019). "Geothermal Well Test Analysis: Fundamentals, Applications and Advanced Techniques". Elsevier, Chapter 2, 13-38. DOI: <https://doi.org/10.1016/C2017-0-02723-4>.
- [4] Clark, D. G., and Van Golf-Racht, T. D. (1985). "Pressure derivative approach to transient test analysis: a high permeability north sea reservoir example Example (includes associated papers 15270 and 15320)". Journal of Petroleum Technology, 37: 2023-2039. DOI: <https://doi.org/10.2118/12959-PA>.
- [5] Horne, N. (1990). "Modern Well Test Analysis". Petroway Inc., Palo Alto, CA.
- [6] Hu, P., Geng, S., Liu, X., Li, C., Zhu, R., and He, X. (2023). "A three-dimensional numerical pressure transient analysis model for fractured horizontal wells in shale gas reservoirs". Journal of Hydrology, 620(Part B): 129545.
- [7] Dastkhan, Y., and Kazemi, A. (2021). "The impact of isothermal flow assumption on accuracy of pressure transient analysis results". The Canadian Journal of Chemical Engineering, 100(5): 1050-1060. DOI: <https://doi.org/10.1002/cjce.24208>.

Petroleum Science, 21(4): 2520-2535.

3987, pp. 48

- [26] Cui, Q., Zhao, Y., Zhang, L., Chen, M., Gao, S., and Chen, Z. (2023). "A semi-analytical model of fractured horizontal well with hydraulic fracture network in shale gas reservoir for Pressure Transient Analysis". *Advances in Geo-Energy Research*, 8(3): 193-205.
- [27] Tiab, D. (April 1994). "Analysis of pressure and pressure derivative without type-curve matching: Vertically fractured wells in closed systems". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 11(4): 323-333.
- [28] Idudje, E. H., and Adewole, E. S. (July 2020). "A new test analysis procedure for pressure drawdown test of a horizontal well in an infinite-acting reservoir". *Nigerian Journal of Technology (NIJOTECH)*, 39(3): 816-820.
- [18] Hernandez, R. F., Younes, A., Fahs, M., and Huteit, H. (2023). "Pressure transient analysis for stress-sensitive fractured wells with fracture face damage". *Geoenergy Science and Engineering*, 221: 211406.
- [19] Aydin, H., Merey, S., and Akin, S. (2024). "Pressure Transient Analysis of Alaşehir Geothermal Reservoir". In Conference: 49th Stanford Geothermal Workshop, Stanford University.
- [20] Mohammed, I., Olayiwola, T. O., Alkathim, M., Awotunde, A. A., and Alafnan, S. F. (2021). "A review of pressure transient analysis in reservoirs with natural fractures, vugs and/or caves". *Petroleum Science*, 18: 154-172. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00505-2>.
- [21] Wong, B., Zhang, Q., Yao, S., and Zeng, F. (2022). "A semi-analytical mathematical model for the pressure transient analysis of multiple fractured horizontal well with secondary fractures". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208: 109444.
- [22] Zhang, L., Yin, F., Liang, B., Cheng, S., and Wang, Y. (2022). "Pressure Transient Analysis for the Fractured Gas Condensate Reservoir". *Energies*, 15(24): 1-15.
- [23] Abdalla, K. A., Khattab, H., Tantawy, M., and Mohamed, I. S. (2024). "Enhancing pressure transient analysis in reservoir characterization through deep learning neural networks". *Discover Applied Sciences*, 6: 473.
- [24] Abdulkadhim, S. T., and Al-Obaidi, D. A. (2023). "A Review on Pressure Transient Analysis in Multilayer Reservoir: South Iraq Case Study". *Iraqi Geological Journal*, 56(2E): 222-243.
- [25] Cheng, L.-S., Cao, C., Pan, Q.-Y., Jia, P., Cao, R.-Y., Wang, Z.-K., and Shi, J.-J. (2024). "A semi-analytical pressure and rate transient analysis model for inner boundary and propped fractures exhibiting dynamic behavior under long-term production conditions".

¹ Wellbore Storage Effect (WBS Effect)

² Skin Effect

³ Pressure Derivative Plots

⁴ Triple-Points Method

⁵ Drawdown Test

⁶ Semi-Log Plots

⁷ Pressure Transient Analysis (PTA)

⁸ Dimensionless Pressure (p_D)

⁹ Dimensionless Time (t_D)

¹⁰ Dimensionless Wellbore Storage Effect

¹¹ Unit Slope Line Effect

¹² Build-Up Pressure Test

¹³ Peak Effect of PTA Diagram

¹⁴ Infinite-Acting Flow Regime