

Research Article

## Application of deconvolution methods to eliminate wellbore storage effect in determining the parameters of oil reservoirs by well testing tools

Siavash Ashoori<sup>1\*</sup>, Amin Fadavipoor<sup>2</sup>, Hamid Zafari Dehkohneh<sup>3</sup>

1-Department of petroleum engineering-Ahvaz Faculty of petroleum-Petroleum University of Technology (PUT)-Ahvaz - Iran

2- Master's Degree in Petroleum Engineering, Department of Petroleum Engineering, Islamic Azad University, Omidiye branch, Iran

3- Petroleum Engineering Department, Faculty of Petroleum Engineering, Petroleum University of Technology, Ahvaz, Iran

**Keywords:** *Deconvolution, Wellbore Storage, Well Test Analysis, Permeability, Skin Factor.*

### 1-Introduction

Well testing is a reservoir engineering technique determining the well, reservoir, and near wellbore characteristics. Data is analyzed based on bottom-hole pressure variations versus time. At the initial stages, the bottom-hole flow rate is high due to the wellbore storage effect, making it difficult to measure the flow accurately. The deconvolution method is the best alternative to obtain maximum information from conducting a standard test with interpretation and analysis methods. This study used only the wellbore storage area pressure response to interpret well test data from two wells in a fractured reservoir. Horner's well-test results were compared. In addition, three deconvolution techniques were used: material balance, beta, and Russell. Results showed that the techniques were relatively efficient and accurate.

In addition, well-testing is a powerful method of determining geological features such as depth, physical properties, and chemical properties of rock. Geology is concerned with obtaining accurate and comprehensive data on ground conditions, the earth's crust, underground water, minerals, oil, gas, and underground water. As a result, well-testing is very important in geology, and well-testing data can be used to make critical decisions. As an example, determining the characteristics of the earth's crust and rocks, identifying and estimating natural resources, determining geothermal conditions, determining the earth's structure, analyzing geological and geochemical conditions, determining construction ground conditions, determining environmental protection, determining drilling locations for oil and gas wells, and estimating earthquake probability (Geravand et al., 2021).

Well-test analysis methods popular in the 1950s and 1960s were described by Mathews, Russell, and Earlougher (Mathews and Russell, 1967; Earlougher, 1977). Miller, Dyes, Hutchinson (MDH), and Horner used and extended these methods. They were applied based on straight lines in semi-logarithmic data at an intermediate time with simple effects of boundaries at the end time. The essential mathematical method used then was the Laplace transform, which Van Everdingen and Hurst used. Interpretation methods were designed in such a way that they could be implemented by hand, pencil, and graph paper. The results of well test analysis were usually limited to determining reservoir permeability, shell, productivity coefficient, discharge area, and average reservoir pressure (Van Everdingen and Hurst, 1949). In the late 1960s and early 1970s, most of the advances came from universities and were made by Remy. In the late 1970s, with the introduction of independent variables by Gringarten and his colleagues, the analysis of the type of curves was greatly expanded. In this period, manual analyses ended, and computer methods were developed (Gringarten et al., 1975; Ramey Jr, 1970). In 1983, with the introduction of the derivative by Bourdet and colleagues, well-testing became a correct tool for knowing the characteristics of the reservoir (Bourdet et

\* Corresponding author: ashoori@put.ac.ir

DOI: 10.22055/AAG.2023.43572.2368

Received : 2023-04-25

Accepted : 2023-11-28

al., 1983). The methods of deconvolution caused by variable flow rates related to initial times were first introduced by Russell in 1966 (Russell, 1966). Of course, Gladfelter introduced the normalized flow technique in 1955, which requires flow rates in the well (Gladfelter et al., 1955). In 1982, Joseph and Koederitz, and in 1987, Koji introduced the beta deconvolution method (Joseph and Koederitz, 1982; Kuchuk, 1990). Johnson introduced the material balance method in 1983 (Johnston, 1992). Progress in analytical methods is entirely dependent on improving data. Until the early 1970s, the pressure was measured with mechanical Borden manometers, which were limited in accuracy and resolution.

In conventional well-testing procedures, pressure data acquisition can necessitate 2-3 days of well shut-in periods. This extended downtime translates to lost production and potential economic drawbacks. Deconvolution offers a novel approach to well-test interpretation, significantly reducing test duration and associated economic penalties. Extended wells shut-in periods can also promote asphaltene formation, leading to future complications and costs. The deconvolution method eliminates the need for lengthy test durations, mitigating this risk. This study investigated the application of deconvolution for wells test interpretation in wells No. 8, 10, and 20 within the Asmari reservoir of the Shadegan fracture field. The analysis focused solely on the pressure response associated with the wellbore storage region. Three deconvolution techniques were employed: beta deconvolution, material balance, and Russell. The results obtained through these deconvolution methods were subsequently compared to those derived from the traditional Horner well-test interpretation method.

## **2-Material and methods**

### **2-1- Deconvolution in the wells test**

Torsion removal is a mathematical concept to remove the effect of well storage in well testing. The material balance torsion removal method is a correct approximation for well storage pressure data, requiring accurate measurement of the bottom hole discharge flow.

### **2-2- Methods of removing torsion in well testing**

The beta, material balance, and Russell deconvolution methods are used to correct the flow rate during transient pressure tests.

### **2-3- The reason for the use of deconvolution methods in the carbonate reservoir**

The pressure stabilization time in carbonate reservoirs is very long and sometimes more than 100 hours. This is due to specific production policies, the impossibility of closing the well due to asphalt formation, well tests performed with the rig's presence, and a conceptual error in pressure tests. There is no other way to interpret well-test data except the deconvolution method.

## **3-Results and discussions**

This study evaluates the characteristics of Shadegan Reservoir, in which the well test data of 3 wells in this reservoir are analyzed. Horner's drawing method has been used to analyze the well-test data objectively. In straightforward language, the effect of removing the well storage effect on the well test data can be observed. In this study, the characteristics of the reservoir, including permeability and shell effect during well maintenance using three methods:

- 1-Beta deconvolution
- 2-Material balance
- 3-Russell

They estimate that the convolution of the data related to the early stages (well storage) should be removed; the Horner plotting method is used for analysis.

The analysis of well test data of wells 8, 10, and 20 of Shadegan has been given. Below, only the analysis of well test data of well No. 8 is mentioned.

### 3-1- Analysis of well test data of the well No. 8 in Shadegan

After 1000 hours of production with a flow rate of 1500 barrels per day, well No. 8 of Shadegan was subjected to a pressure buildup test, and the well test data was recorded.

#### 3-1-1- Analyzing the deconvolution of well number 8 data of Shadegan well test by the beta method

Figure 1 shows the data's semi-logarithmic graph with the wells storage effect and the graph resulting from the pressure correction by removing the beta deconvolution. As can be seen, the diagram in the well storage area is stable after about 2 minutes and is almost a straight line, indicating the removal of the effect of the well storage and pressure correction. The slope of the graph is -11.732 at the time of the impact of the storage well.

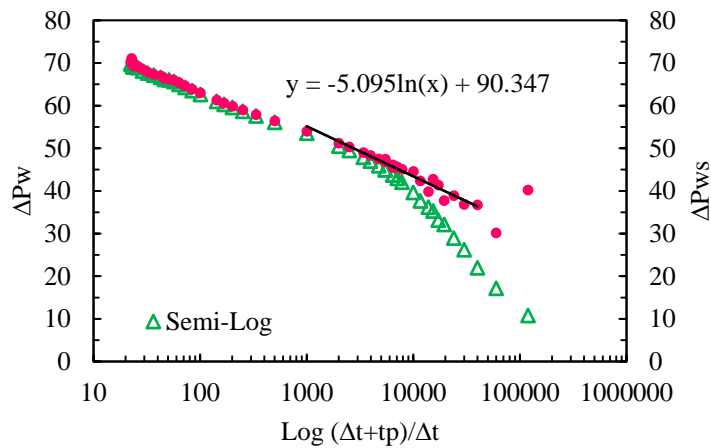


Figure 1 Semi-logarithmic graph of the data of Shadegan well No. 8 after removing the wellbore storage effect of the well by the beta method.

#### 3-1-2- Analyzing the deconvolution of well number 8 data of Shadegan well test by material balance method

Figure 2 shows the semi-logarithmic graphs of well test data with the effect of well storage and after removing the impact of well storage using the material balance method. The slope of the graph at the time of storage is -12.692, and the time for the results to stabilize is about 1 minute after the start of the experiment.

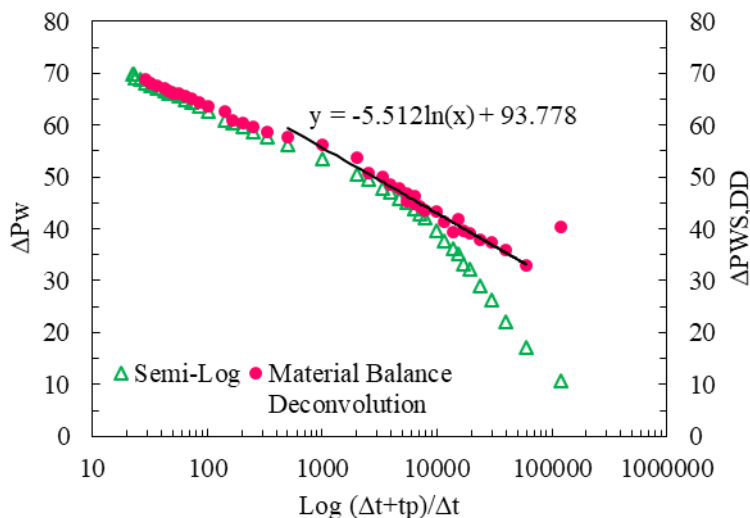


Figure 2 The semi-logarithmic chart of Shadegan well 8 data after removing the wellbore storage effect of the well by material balance method.

### 3-1-3- Analyzing the deconvolution of well number 8 data of Shadegan well test by Russell method

Fig shows its semi-logarithmic diagram. In this case, the pressure data has reached a stable state after 2.5 minutes, and the slope of the graph at the time of storage is -10.074.

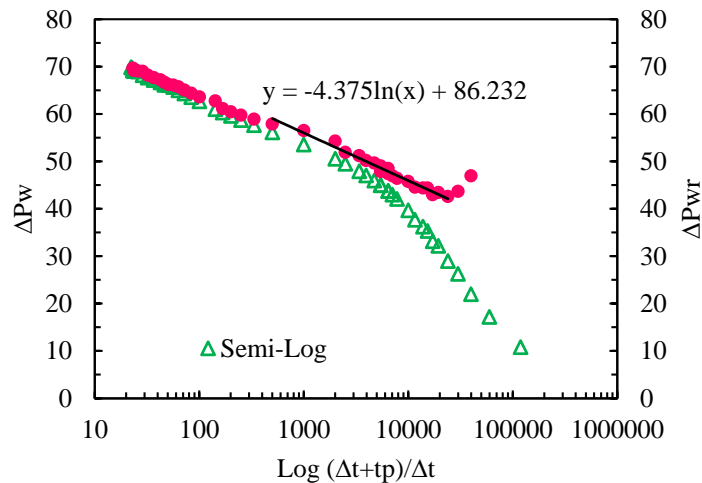


Fig. 3. Semi-logarithmic diagram of well test data of well No. 8 of Shadegan after removing the wellbore storage effect of the well by Russell's method.

### 4-Conclusions

- This study aimed to estimate and calculate reservoir properties (permeability and crust coefficient) using deconvolution methods (beta, material balance, and Russell).
- It is possible to get some required results from incomplete well-testing data by applying deconvolution methods to the data related to the impact times of the well storage effect.
- Three wells in the Asmari reservoir of the Shadegan field were studied as part of the field study. The Horner method (which does not consider the effects of storing the well over time) was used to estimate reservoir properties. In most cases, the results were satisfactory and had little error compared to deconvolution methods (which obtained the reservoir's properties at the time of its storage well).
- It has been found that the method of deconvolution of the material balance is the most stable and accurate method among the three used in this project.

### 5-References

- Bourdet, D., Whittle, T., Douglas, A., Pirard, Y., 1983. A new set of type curves simplifies well test analysis. *World oil* 196, 95-106.
- Earlougher, R.C., 1977. *Advances in well test analysis*. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME New York. P. 264.
- Gladfelter, R., Tracy, G., Wilsey, L., 1995. Selecting wells which will respond to production-stimulation treatment. *Drilling and Production Practice conference*. American Petroleum Institute.
- Gravand, R., Nakhai, A., Abbasi, M., 2021. Performance evaluation of matrix acidizing operation in a multi-layer carbonated condensate gas tank by combining the results of well test analysis and interpretation of the production chart. *Advanced Applied Geology* 11, 838-855. <https://doi.org/10.22055/aag.2020.34456.2144>.
- Gringarten, A., Ramey Jr., H., Raghavan, R., 1975. Applied pressure analysis for fractured wells. *Journal of Petroleum Technology* 27, 887-892. <https://doi.org/10.2118/5496-PA>.
- Johnston, J.L. 1992. *Variable rate analysis of transient well test data using semi-analytical methods*, Texas A&M University.
- Joseph, J.A., Koederitz, L.F., 1982. A simple nonlinear model for representation of field transient responses. *Society of Petroleum Engineers Conference proceedings*.
- Kuchuk, F.J., 1990. Gladfelter deconvolution. *SPE Formation Evaluation* 5, 285-292.

- Matthews, C.S., Russell, D.G., 1967. Pressure buildup and flow tests in wells. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. P. 27
- Ramey Jr, H., 1970. Short-time well test data interpretation in the presence of skin effect and wellbore storage. *Journal of Petroleum Technology* 22, 97-104. <https://doi.org/10.2118/2336-PA>.
- Russell, D.G., 1966. Extensions of pressure build-up analysis methods. *Journal of Petroleum Technology* 18, 1,624-621. <https://doi.org/10.2118/1513-PA>.
- Van Everdingen, A., Hurst, W., 1949. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs. *Journal of Petroleum Technology* 1, 305-324. <https://doi.org/10.2118/949305-G>.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Ashoori, S., Fadavipoor, A., Zafari Dehkohneh, H., 2024. Application of deconvolution methods to eliminate wellbore storage effect in determining the parameters of oil reservoirs by well testing tools. *Adv. Appl. Geol.* 14(2), 328-349.

DOI: 10.22055/AAG.2023.43572.2368

URL: [https://aag.scu.ac.ir/article\\_18866.html](https://aag.scu.ac.ir/article_18866.html)

©2024 The author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution (CC BY 4.0), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, as long as the original authors and source are cited. No permission is required from the authors or the publishers

## استفاده از روش رفع پیچش برای از بین بردن اثر انبارش چاه در تعیین پارامترهای مخازن نفتی با استفاده از ابزار چاه‌آزمایی

سیاوش عاشوری\*

گروه مهندسی نفت، دانشکده نفت اهواز، دانشگاه صنعت نفت، ایران

امین فدوی پور

کارشناسی ارشد مهندسی نفت، گروه مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد امیدیه، ایران

حمید ظفری ده کهنه

گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران

\* ashoori@put.ac.ir

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۲/۰۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۹/۰۷

### چکیده

چاه‌آزمایی یکی از روش‌های مهندسی مخازن جهت شناخت مشخصات چاه، مخزن و محدوده‌ی آن است. با چاه‌آزمایی می‌توان برخی از ویژگی‌های مهم مخازن مانند نفوذپذیری، فشار اولیه، اثر پوسته، هندسه مخزن را محاسبه نمود. بنابراین ارزیابی شرایط تولید چاه، اخذ نمونه‌های سیال و پیش‌بینی سناریوهای توسعه میدان از طریق چاه‌آزمایی میسر خواهد بود. تحلیل و بررسی داده‌های چاه‌آزمایی از تغییر فشار ته‌چاهی بر حسب زمان انجام می‌شود. از آنجا که در زمان‌های آغازین چاه‌آزمایی، تغییرات دبی ته‌چاهی به علت اثر انبارش چاه بسیار زیاد است؛ تفسیر داده‌های چاه‌آزمایی که زمان کوتاهی دارند بسیار مشکل می‌باشد. به همین دلیل نیاز به اندازه‌گیری دقیق دبی از آغاز آزمایش می‌باشد؛ همچنین دستگاه‌های اندازه‌گیری درون چاهی بسیار پرهزینه بوده و دقت آن‌ها در دبی‌های پایین، کم است. در صورت مقدور نبودن چاه‌آزمایی طولانی‌مدت، اخذ حداکثر اطلاعات از انجام یک آزمایش نرمال با استفاده از روش‌های تفسیر و آنالیز، بهترین جایگزین است. روش حذف پیچش یکی از روش‌های تفسیر و استخراج اطلاعات چاه‌آزمایی است. روش‌های متفاوتی از حذف پیچش بکار برده می‌شود تا بتوان داده‌های آغازین فشار که تحت تأثیر اثر انبارش می‌باشند را تفسیر نمود. در این پژوهش، جهت تفسیر چاه‌آزمایی در سه چاه از یک مخزن شکافدار ایران، فقط از پاسخ فشاری مربوط به ناحیه انبارش چاه استفاده شده است و نتایج بدست آمده با روش تفسیر چاه‌آزمایی هرگز مقایسه شد. همچنین، در این مطالعه برای حذف پیچش از سه روش موازنه مواد، بتا و راسل استفاده شد، که نتایج بدست آمده نشان دهنده کارایی نسبی و دقت مناسب این روش‌ها می‌باشد.

**واژه‌های کلیدی:** حذف پیچش، اثر انبارش چاه، آنالیز چاه‌آزمایی، نفوذپذیری، ضریب پوسته.

### ۱- مقدمه

چاه‌آزمایی، عکس‌العمل فشاری مخزن اندازه‌گیری می‌شود به همین دلیل است که اغلب موارد چاه‌آزمایی معادل با آنالیز فشار گذرا در نظر گرفته می‌شود. برای تصمیم‌گیری در مورد بهترین برنامه تولید از یک مخزن و یا ارزیابی اقتصادی نیاز است اندازه، خواص و قدرت تحویل (تولید) چاه (Deliverability) دانسته شود؛ بنابراین، تلاش می‌شود تا ضریب انتقال سیال (Kh) مخزن (Reservoir Conductivity)، فشار اولیه مخزن و حدود آن تشخیص داده شود (Earlougher, 1977; Bourdet, 2002; Sheikh et al., 2021). علاوه بر این، چاه‌آزمایی یکی از روش‌های مهم و موثر در زمین‌شناسی است که برای تعیین ویژگی‌های زمین‌شناسی از قبیل عمق و ویژگی‌های فیزیکی و

تفسیر چاه‌آزمایی یکی از مهم‌ترین ابزارهای مهندسی نفت برای شناخت مخزن، تعیین و توصیف چاه و محیط اطراف آن می‌باشد. در طول چاه‌آزمایی، عکس‌العمل یک مخزن نسبت به تغییرات تولید یا تزریق زیر نظر گرفته می‌شود. به علت اینکه چاه‌آزمایی معرف خواص مخزن می‌باشد؛ در بسیاری از موارد امکان اندازه‌گیری خواص مخزن از طریق این عکس‌العمل وجود دارد. پارامترهایی مانند فشار اولیه، نفوذپذیری، ضریب پوسته، ضریب بهره‌دهی چاه، هندسه و حجم مخزن و وجود پدیده‌هایی مانند گسل و بررسی سیستم فشار مخزن از مهم‌ترین خروجی‌های تفسیر داده‌های چاه‌آزمایی هستند. در بیشتر موارد

خروجی‌ها را بدست آورده و بعد از مقایسه با خروجی‌های واقعی می‌توان سیستم مخزن را شناسایی کرد. مبنای این روش تخمین مشتق فشار برای یک بازه‌ی تولید با دبی واحد برای مدت زمان برابر با کل بازه‌های تست است (Cheng et al., 2005; Levitan and Wilson, 2012; Liu and Horne, 2012; 2021). برای حذف اثر انبارش چاه در چاه‌آزمایی روش‌های زیادی پیشنهاد شده است. روش تقریب مستقیم Russell (۱۹۶۶) که فشارهای اندازه‌گیری شده تحت تأثیر اثر انبارش چاه را به فشارهای مجازی که معادل دبی ثابت هستند تصحیح می‌شود (Russell, 1966). روش راسل با وجود سادگی دارای کاستی‌هایی مانند دقت پایین و اشتباه برآورد ضریب پوسته را داراست. تکنیک جریان نرمالیزه شده توسط Goldfelter (۱۹۵۵)، Fetkovich و Vienot (۱۹۸۴) برای تصحیح اثر انبارش چاه در بعضی موارد موفقیت‌آمیز بودند (Fetkovich and Vienot, 1984). این روش در جایی که این شیوه‌ها جهت تفسیر آزمایش‌های چاه‌آزمایی که تحت تأثیر تغییرات دبی پیوسته قرار داشته باشند به کار می‌روند. بکار بردن روش نرمالیزه کردن دبی نیازمند اندازه‌گیری دقیق دبی ته چاهی حین آزمایش است که عموماً تخمین دقیق میزان نفوذپذیری و تخمین غیرمطمئن از پوسته را شامل می‌شود. روش حذف پیچشی بتا توسط Joseph و Kudritz (۱۹۸۲) و Kuchuk (۱۹۸۱) به کار گرفته شد. روش حذف پیچشی موازنه مواد در سال ۱۹۹۲ توسط Johnston ارائه شد (Johnston, 1992). روش حذف پیچشی موازنه مواد همچنین نیاز به اندازه‌گیری جریان دبی ته چاهی دارد. Johnston نشان داد که نرخ جریان مخزن را می‌توان به‌طور تقریبی از داده‌های فشار به‌دست آورد. پیشرفت در روش‌های تحلیلی کاملاً وابسته به بهبود داده‌ها می‌باشد. تا اوایل دهه ۱۹۷۰ اندازه‌گیری فشار با فشارسنج‌های مکانیکی بوردون بود که در دقت و وضوح محدود بودند.

روش‌های تحلیل چاه‌آزمایی که در دهه ۱۹۶۰ رواج داشت توسط Matthews, Russell و Earlougher توصیف شده‌اند (Matthews and Russell, 1967; Earlougher, 1977). این روش‌ها که توسط Miller, Weiss, Hykinson و Herner بکار رفته و گسترش یافتند بر اساس خطوط راست در داده‌های نیمه لگاریتمی زمان میانی کاربرد داشتند به شرطی که تأثیرات

شیمیایی سنگ مورد استفاده قرار می‌گیرد. در زمین‌شناسی، تعیین شرایط زمینی و مشخصات سنگینه‌ها و پوسته زمین و همچنین انواع منابع طبیعی مانند نفت، گاز، آب زیرزمینی و مواد معدنی نیازمند داده‌های دقیق و جامع می‌باشد. به همین دلیل، اهمیت چاه‌آزمایی در زمین‌شناسی بسیار بالاست و از داده‌های چاه‌آزمایی می‌توان برای تصمیم‌گیری‌های مهمی در زمین‌شناسی استفاده کرد. برای مثال: تعیین ویژگی‌های سنگ‌ها و پوسته زمین (مثل چگالی، سختی، شکل و اندازه دانه‌ها، نوع و میزان مواد معدنی و غیره)، شناسایی و تعیین انواع منابع طبیعی (مانند نفت، گاز، آب زیرزمینی و مواد معدنی) و تخمین میزان آن‌ها، تعیین شرایط ژئوترمالی (مثل دمای سنگ، فشار، ترکیبات شیمیایی و غیره)، شناسایی ساختار زمین (مثل ضخامت لایه‌های سنگی، شیب لایه‌ها و میزان انحراف آن‌ها و غیره)، تعیین شرایط زمین‌شناختی و زمین‌شیمیایی (نوع سنگ‌ها و مواد معدنی، ترکیبات شیمیایی آن‌ها و غیره)، تعیین شرایط زمینی برای ساخت و ساز و حفاظت از محیط زیست، تعیین محل مناسب برای حفاری چاه‌های نفت و گاز و تخمین احتمال وقوع زلزله. مبنای تفسیر چاه‌آزمایی براساس حل معکوس معادله‌ی جریان است. ورودی، پالس جریانی و خروجی، پالس فشاری می‌باشد و مجهول، سیستم تبدیل پالس جریانی به فشار یا همان مدل مخزن و چاه است. روش تفسیر براساس حدس سیستم چاه و مخزن و تطبیق داده‌های فشاری براساس مدل است و این فرآیند تا دستیابی به بهترین مدل تطبیق داده‌ها تکرار و نهایتاً مدل مخزنی مناسب تشخیص داده می‌شود. مهم‌ترین نکته‌ی قابل توجه در نتایج تفسیر چاه‌آزمایی، یکتا نبودن جواب است (Toreghi et al., 2021). روش‌های مرسوم آنالیز و تفسیر چاه‌آزمایی به‌وسیله تست‌های فشار در برابر یک جریان ثابت انجام می‌شود؛ ولی از آنجا که زمان‌های آغازین چاه‌آزمایی به علت اثر انبارش چاه، تغییرات دبی ته‌چاهی بسیار زیاد است، آنالیز داده‌های چاه‌آزمایی که مدت زمان آزمایش آن کوتاه باشد با مشکلات جدی مواجه خواهد شد. در صورت مقدور نبودن آزمایش چاه به‌صورت طولانی مدت، اخذ حداکثر اطلاعات از انجام یک آزمایش نرمال با استفاده از روش‌های تفسیر و آنالیز، بهترین جایگزین است (Gravand et al., 2021). روش حذف پیچشی یکی از روش‌های تفسیر و استخراج اطلاعات چاه‌آزمایی است. که در این روش سیستم مخزن حدس زده نمی‌شود اما با قرار دادن محدودیت‌هایی برای سیستم،

و ۲۰ از مخزن آسماری میدان شکافدار شادگان، فقط از پاسخ فشاری مربوط به ناحیه انبارش چاه با سه روش حذف پیچش بتا، موازنه مواد و راسل استفاده شده است و نتایج بدست آمده با روش تفسیر چاه آزمایی هنرر مقایسه شد. که نتایج بدست آمده نشان دهنده کارایی نسبی و دقت مناسب این روش‌ها می‌باشد.

## ۲- روش پژوهش

در ریاضیات، حذف پیچش (Deconvolution) یک فرایند مبتنی بر الگوریتم است، که منظور از آن معکوس کردن اثر ناشی از کانولوشن (پیچیدگی) بر روی داده‌ها است. مفهوم حذف پیچش به طور گسترده‌ای در تکنیک‌های پردازش سیگنال و پردازش تصویر استفاده می‌شود. از آنجا که این تکنیک‌ها به نوبه خود به طور گسترده‌ای در بسیاری از رشته‌های علمی و مهندسی استفاده می‌شود، لذا کاربردهای حذف پیچش بسیار زیاد شده است. به طور کلی، هدف از حذف پیچش حل معادله شماره ۱ است:

$$f * g = h \quad (\text{رابطه ۱})$$

معمولاً،  $h$  یک سیگنال ثبت شده است، و  $f$  یک سیگنال است که ما مایل به بازیابی آن هستیم، اما سیگنال مورد نظر ما پیش از اینکه به دست ما برسد با سیگنال  $g$  پیچیده شده است. از تعاریف سیگنال و سیستم می‌توان فهمید که سیگنال  $g$  در واقع تابع تبدیل سیستم بوده است. تابع می‌تواند نشان‌دهنده تابع تبدیل یک وسیله و یا یک نیروی محرکه باشد که به یک سیستم فیزیکی اعمال شده است. اگر  $g$  یا حداقل شکل موج آن را معلوم باشد، می‌توان حذف پیچش قطعی انجام داد. ولی اگر  $g$  را مجهول باشد، باید آن را تخمین زد. این کار اغلب با استفاده از روش‌های آماری تخمین انجام می‌شود.

## ۲-۱- حذف پیچش در چاه آزمایی

در مهندسی نفت، حذف اثر تغییرات دبی بر فشار ثبت شده چاه آزمایی، حذف پیچش خوانده می‌شود. حذف پیچش مفهومی است ریاضی که از دو تابع  $f$  و  $g$ ، تابع جدیدی به صورت  $f * g$  تعریف می‌گردد که میزان هم‌پوشانی تابع  $f$  و  $g$  و همچنین انتقال تابع  $f$  به واسطه تابع  $g$  را نشان می‌دهد. اپراتور پیچش به صورت زیر تعریف می‌گردد:

$$f * g = \int_0^t f(\tau) g(t-\tau) d\tau \quad (\text{رابطه ۲})$$

ساده مرزها در زمان پایانی لحاظ می‌شود. مهم‌ترین روش ریاضی استفاده شده در آن زمان‌ها تبدیل لاپلاس بود که توسط Van Everdingen و Hurst بکار گرفته شد. روش‌های تفسیر به گونه‌ای طراحی شده بود که با دست و مداد و کاغذ گراف قابل اجرا بود (Van Everdingen and Hurst, 1949). در اواخر دهه ۱۹۶۰ و اوایل دهه ۱۹۷۰ اکثر پیشرفت‌ها از دانشگاه‌ها و توسط Ramey ایجاد شد. در اواخر دهه ۱۹۷۰ با معرفی متغیرهای مستقل توسط Gringarten و همکارانش تحلیل نوع منحنی‌ها بسیار گسترش یافتند در این دوره تحلیل‌های دستی پایان یافت و روش‌های رایانه‌ای توسعه یافتند (Ramey Jr, 1975; Gringarten et al., 1970). در سال ۱۹۸۳ با معرفی مشتق توسط Bourdet و همکاران چاه‌آزمایی به ابزاری صحیح جهت شناخت ویژگی‌های مخزن تبدیل شد (Bourdet et al., 1983). Amirsardari و Rashidi (۲۰۰۹) کاربردهای روش جدید اغتشاش در تحلیل اطلاعات چاه آزمایی و تولید مخازن گازی را توضیح دادند (Amirsardari and Rashidi, 1388). Nick Joe و همکاران (۲۰۱۱) به بررسی توزیع غیریکنواخت درجه اشباع سیالات و تاثیر آن بر نتایج چاه‌آزمایی در مخزنی با جریان و تولید همزمان آب و نفت پرداختند. Zadparvar و Ashoori (۲۰۱۴) پارامترهای مخزنی را با استفاده از داده‌های چاه‌آزمایی در یکی از مخازن نفتی جنوب باختری ایران بررسی و توسط نرم افزار PANSYSTEM مورد تحلیل قرار دادند. مشخص شد که مدل شعاعی همگن بر روی داده‌های چاه‌آزمایی انطباق مناسبی نشان می‌دهد. همچنین، ریزشکاف‌های مشاهده شده در ساختار زمین‌شناسی منطقه، نقشی در تولید نداشته و برخلاف پیش‌بینی‌های اولیه‌ی مخزن، فاقد تخلخل دوگانه است (Zadparvar and Ashoori, 1393). Ghasemi و Montazeri (۲۰۱۶) به بررسی چاه‌آزمایی مخازن گاز میعانی پرداخته شده است (Ghasemi and Montazeri, 1395). در حالت عادی به دلایل اقتصادی آزمایش ساخت فشار به دو تا سه روز محدود می‌شود تا چاه در اسرع وقت به مدار تولید بازگردد. ولی در روش‌های حذف پیچش زمان بسیار کاهش یافته و به لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه‌تر است. گاهی نیز بستن چاه به مدت طولانی موجب تشکیل آسفالتین می‌گردد که این امر موجب هزینه‌های هنگفت بعدی است ولی با روش حذف پیچش این زمان طولانی حذف می‌گردد. از این رو، در این پژوهش، جهت تفسیر چاه‌آزمایی در چاه‌های شماره ۸، ۱۰



$M_{wbs}$  به طور حدس و خطا محاسبه می‌گردد. در واقع جهت آنالیز از ترسیم  $\Delta P_s$  و  $\Delta t_{mb}$  در کاغذ نیمه لگاریتمی استفاده می‌شود که با تغییر  $M_{wbs}$  به صورت حدس و خطا تا زمانی که بتوان خط راستی با شیب ثابت از نمودار عبور داد مقدار صحیح  $M_{wbs}$  به دست می‌آید (Johnston, 1992).

روش حذف پیچش راسل: روش راسل که شرح کامل آن در مرجع (Russell, 1966) می‌باشد به شکل زیر فشار را اصلاح می‌کند:

(رابطه ۱۱)

$$P_{WR} = \frac{P_{ws}(\Delta t) - P_{wf}(\Delta t = 0)}{1 - \frac{1}{C_2 \Delta t}} = f(\Delta t = 1hr) + m_{SL} \cdot \log(\Delta t)$$

که در رابطه فوق  $C_2$  یک عدد ثابت است که هم می‌توان آن را از سوی پارامترهای مربوط به چاه و سیال تولیدی محاسبه نمود و یا به صورت حدس و خطا بدست می‌آید.

### ۳-۲- علت کاربرد شیوه‌های حذف پیچش در مخازن کربناته

در مخازن کربناته که دارای کیفیت سنگ مخزنی خوبی نمی‌باشند زمان پایا شدن فشار بسیار طولانی و گاهی بیش از ۱۰۰ ساعت است. لذا جهت ارزیابی وضعیت چاه و دریافت اطلاعات فشاری لازم است که چاه به مدت طولانی تحت آزمایش قرار گیرند که در بسیاری موارد امکان پذیر نمی‌باشد؛ از جمله علت‌های آن می‌تواند موارد ذیل باشد:

سیاست‌های تولیدی خاص مانند داشتن تعهد تولید که نمی‌توان یک چاه را به مدت طولانی بست به خصوص چاه‌هایی که نرخ تولید بالا دارند.

عدم امکان بستن چاه به مدت طولانی به دلیل تشکیل آسفالت و مسدود شدن ستون چاه در برخی مخازن که سیال آن‌ها قابلیت رسوب آسفالتین را دارند.

چاه‌آزمایی‌هایی که همراه با حضور دکل انجام می‌شود به دلیل کم نمودن زمان انتظار دکل معمولاً آزمایشات رشد فشار آن‌ها کامل نیست به ویژه اگر مخزن کربناته باشد و ویژگی‌های مخزنی آن پایین باشد.

در آزمایشات فشار به دلیل امکان رویت نحوه رشد فشار معمولاً از یک فشارسنج قپانی استفاده می‌شود که زمان پایا شدن فشار سر چاهی و ته چاهی همزمانی تلقی شده و آزمایش پس از آن متوقف می‌شود که یک خطای مفهومی است و اصلاً

این تعریف را می‌توان در راستای حذف اثر دبی بر روی داده‌های فشاری که تحت تأثیر انبارش چاه است بصورت زیر به کار برد:

$$P_{SD}(t_D) = \int_0^{t_D} q'_D(\tau) P_{WD}(t - \tau) d\tau \quad (\text{رابطه ۳})$$

در رابطه بالا تمامی پارامترها بدون بعد می‌باشند. که  $q'_D$  مشتق تابع دبی،  $P_{WD}$  تابع فشار اندازه‌گیری شده و  $P_{SD}$  تابع جدید فشاری است که اثر دبی در آن حذف شده است.

(رابطه ۴)

$$P_{WD}(t_D) = \left( \frac{kh}{141.2q\beta\mu} \right) (P_i - P_{wf}(t))$$

$$t_D = (0.0002637kt / \phi\mu c_t r_w^2) \quad (\text{رابطه ۵})$$

$$P_{SD} = P_D + S \quad (\text{رابطه ۶})$$

$$q_D(t_D) = \frac{q_{sf}(t_D)}{q_r} \quad (\text{رابطه ۷})$$

که  $q_r$  جریان مرجع می‌باشد. و معادله شماره ۳ را می‌توان به فضای لاپلاس بصورت زیر انتقال داد:

$$L(P_{SD}) = SL(q_D) \cdot L(P_{WD}) \quad (\text{رابطه ۸})$$

### ۲-۲- روش‌های حذف پیچش در چاه‌آزمایی

روش حذف پیچش بتا: Van Everdingen (۱۹۵۳) و Hurst (۱۹۵۳) به طور جداگانه یک مدل نمایی برای نرخ جریان در زمان انبارش چاه در زمان آزمایش فشار گذرا ارائه نمودند. که به آن روش حذف پیچش بتا گفته می‌شود.

روش حذف پیچش موازنه مواد: توسعه یافته روش نرخ جریان نرمالیزه شده می‌باشد که Johnston (۱۹۹۲) این روش را معرفی نمود. در این تکنیک زمان و افت فشار به صورت همزمان اصلاح می‌شود. زمان و فشار اصلاح شده در آزمایش ساخت فشار به صورت زیر می‌باشد:

(رابطه ۹)

$$\Delta t_{mb, Bu} = \frac{\Delta t - \frac{1}{M_{wbs}} \Delta P_{ws}}{1 - \frac{1}{M_{wbs}} \frac{d}{d\Delta t} [\Delta P_{ws}]}$$

زون ۱: ضخامت چینه‌ای این زون در حدود ۳۲ متر می‌باشد. ضخامت خالص این افق در حدود ۲۱ متر برآورد شده است. با توجه به مخزنی بودن این زون و اهمیت آن و همچنین تغییرات سنگ‌شناسی و پتروفیزیکی در طول زون، این زون به ۴ ساب تقسیم‌بندی شده است. و حد بالای آن لایه‌های انیدیتی پوش-سنگ سازند گچساران و حد پایینی رأس زون ۲ با یک لایه‌ی شیلی می‌باشد.

زون ۲: ضخامت این زون به‌طور متوسط حدود ۳۲ متر می‌باشد. عمده‌ترین تخلخل موجود در این زون از نوع تخلخل بین دانه‌ای می‌باشد. ضخامت خالص این زون در حدود ۲۲ متر می‌باشد.

زون ۳: این افق به عنوان زون آبخیز مطرح بوده و حد فوقانی آن با یک لایه‌ی شیلی و مارنی مشخص می‌گردد. در حدود ۷ متر ابتدای این زون متشکل از دو لایه‌ی نازک شیلی و یک لایه‌ی کربناته متراکم که به‌طور متناوب قرار گرفته‌اند به منزله‌ی یک مانع عمودی (Vertical Barrier) عمل کرده است و ارتباط مخزن نفتی فوقانی را از زون‌های زیرین قطع کرده است. این زون شامل سنگ آهک‌های سفید II و I می‌باشد. ضخامت چینه‌ای این زون ۳۱ متر و ضخامت خالص آن ۱۰ متر می‌باشد. زون ۴: این زون هم مثل زون ۳ آبخیز بوده و حدود ۳۳ متر ضخامت دارد. از نظر لیتولوژی این زون تشکیل است از سنگ آهک‌های دولومیتی شده به رنگ سفید تا کرم نوع I و II و III همراه لایه‌های شیلی و ماسه سنگی که به صورت متناوب قرار می‌گیرند. ضخامت خالص این واحد از ۴ متر تا ۲۰ متر متغیر است، که اغلب آهک‌های این زون کمی دولومیتی شده است.

زون ۵: این زون در بالاترین قسمت مخزن آسماری تحتانی قرار دارد که با یک لایه‌ی شیلی و مارنی آغاز می‌گردد. ضخامت چینه‌ای متوسط این زون ۳۹ متر می‌باشد و دارای تخلخل حفره‌ای خوبی می‌باشد که بعضاً به وسیله‌ی انیدریت پر شده است. این زون به همراه ماسه سنگ‌ها که در مجموع ایجاد خاصیت مخزنی خوبی در این زون کرده‌اند. زون فوق دارای ۴ ساب زون می‌باشد که ضخامت خالص آن در پلانچ غربی حداقل (۱۲-۸ متر) و در پلانچ شرقی حداکثر (۳۴-۲۰) می‌رسد.

زون ۶: این زون به ضخامت چینه‌ای متوسط ۴۱ متر عمدتاً متشکل از ماسه سنگ‌های دانه ریز تا متوسط دانه به همراه با میان لایه‌های شیلی و آهک دولومیتی است. این زون هم با توجه

پایا شدن فشار سر چاهی هیچ‌گونه ارتباطی به پایا شدن فشار درون چاهی ندارد. این امر در تجربه نیز آزموده شده است. هم‌اکنون بسیاری از داده‌های چاه‌آزمایی متأثر از دلایل فوق بوده و به جز شیوه‌های حرف پیچش شیوه دیگری جهت تفسیر آن‌ها وجود ندارد.

## ۲-۴- تاریخچه و برخی ویژگی‌های مخزن آسماری میدان شادگان

موقعیت: میدان نفتی شادگان در جنوب غربی فرو افتادگی دزفول و در حدود ۶۰ کیلومتری جنوب شرقی شهر اهواز قرار دارد. این میدان از سمت شمال غرب با میدان اهواز و از شمال با میدان مارون و از جنوب شرقی با میدان رامشیر هم‌جوار است. تاقدیس تحت‌الارضی شادگان با روند شمال غرب- جنوب شرق، در سطح زمین متشکل از رسوبات آواری (ماسه‌سنگ و مارن قرمز و سنگ آهک ماسه‌ای) متعلق به سازند آسماری می‌باشد. این میدان داری ۲۳/۵ کیلومتر طول و ۶/۵ کیلومتر عرض می‌باشد.

تاریخچه اکتشاف: وجود نفت در مخزن آسماری میدان شادگان در سال ۱۳۴۷ شمسی با حفر چاه شماره‌ی یک این میدان به اثبات رسید و تولید از این مخزن در بهمن ۱۳۶۷ شروع گردید. این مخزن طی سال‌های اخیر با توجه به حجم اطلاعات به دست آمده از حفاری چاه‌ها و عملکرد مخزن در مقاطع زمانی مختلف مورد مطالعه قرار گرفته است. وجود مخزن فوقانی و تحتانی با خواص نفت مختلف بر مبنای مطالعات قبلی مشخص گردیده و با توجه به اطلاعات به دست آمده از مطالعات ژئوفیزیکی مثل روش لرزه‌نگاری و مطالعات نمودارگیری و مطالعات مستقیم از طریق خرده‌های حفاری و مغزه‌ها وجود شکستگی‌ها در این میدان به اثبات رسیده است.

میدان نفتی شادگان شامل مخازن نفتی آسماری و بنگستان می‌باشد. مخزن آسماری میدان نفتی شادگان از لحاظ چینه‌شناسی، از سنگ‌های کربناته، ماسه سنگ و میدان لایه‌های شیلی و مارنی که حدود ۳۸۸ متر ضخامت دارند، تشکیل شده است. سازند آسماری این میدان دارای ۱۰ زون مخزنی بوده که حد فوقانی سازند آسماری به عنوان زون اول مخزن و رأس پابده (قاعده‌ی مخزن) به عنوان قاعده‌ی زون ۱۰ محسوب می‌شود. به‌طور کلی زون‌بندی مخزن آسماری شامل ۱۰ زون می‌شود (Maleki et al., 2021).

به همین دلیل، انتخاب مخزن آسماری برای انجام چاه‌آزمایی در میدان شادگان، باعث بهبود عملکرد و بازیابی نفت از این میدان خواهد شد.

### ۳- نتایج و بحث

این مطالعه ویژگی‌های مخزن آسماری میدان شادگان را ارزیابی می‌کند که در آن داده‌های چاه‌آزمایی ۳ چاه در این مخزن مورد بررسی و تحلیل قرار می‌گیرد. جهت تحلیل داده‌های چاه‌آزمایی از روش ترسیمی هنر استفاده شده است تا به صورت عینی و با زبانی بسیار ساده تأثیر حذف اثر انبارش چاه بر داده‌های چاه‌آزمایی مشاهده گردد. در این مطالعه مشخصات مخزن شامل نفوذپذیری و اثر پوسته در زمان نگهداری چاه با استفاده از سه روش: حذف پیچش بتا، موازنه مواد و انرژی و راسل تخمین زده شد. به دنبال حذف پیچش داده‌های مرتبط با مراحل اولیه (اثر انبارش چاه)، از روش ترسیمی هنر برای اهداف تجزیه و تحلیل استفاده شد.

### ۳-۱- آنالیز داده‌های چاه‌آزمایی چاه شماره ۸ شادگان

چاه شماره ۸ شادگان پس از ۱۰۰۰ ساعت تولید با دبی ۱۵۰۰ بشکه در روز تحت آزمایش ساخت فشار قرار گرفت. برخی اطلاعات مربوط به سنگ و سیال مربوط به این چاه در **Error! Not a valid bookmark self-reference.** نشان داده شده است.

از آنجا که در این مطالعه روش هنر جهت تحلیل داده‌های چاه‌آزمایی استفاده شده است لذا ابتدا منحنی لگاریتمی داده‌ها در شکل ۱ ترسیم شده است. از شکل ۱ زمان اتمام اثر انبارش چاه محاسبه، که حدود ۲ ساعت است و آن را به نمودار نیمه لگاریتمی شکل ۲ تعمیم می‌دهیم.

به اهمیت آن به ۵ ساب زون تقسیم شده است. ضخامت خالص آن از ۱۹ متر تا ۳۰ متر متغیر است.

زون ۷: این زون به ضخامت ۴۲ متر متشکل از سنگ آهک-های دولومیتی به رنگ سفید تا خاکستری نوع I و II بوده و گاهی حاوی میان لایه‌های شیلی و ماسه سنگی که لایه‌های شیلی از ارزش مخزنی این زون می‌کاهد. ضخامت چینه‌ای خالص این زون ۴ متر در بلانچ شرقی و به طرف ناحیه‌ی مرکزی میدان به ۲۰ متر افزایش می‌یابد.

زون ۸: ضخامت چینه‌ای این زون به طور متوسط در حدود ۳۹ متر و متشکل از سنگ آهک‌های دولومیتی، دولومیت‌های سفید رنگ تا کرم رنگ نوع I و III می‌باشد که ضخامت خالص این افق به طور متوسط ۴/۵ متر است.

زون ۹: ضخامت چینه‌ای این زون به طور متوسط ۴۹ متر و متشکل از سنگ آهک‌های نوع I و II می‌باشد. این واحد در بالاترین قسمت خود حاوی یک لایه‌ی شیلی-مارنی است. ضخامت خالص این زون در حدود ۳ متر محاسبه شده است.

زون ۱۰: ضخامت چینه‌ای این زون به طور متوسط ۵۰ متر و متشکل از سنگ آهک‌ها و میان لایه‌های شیلی و مارنی است.

مخزن آسماری در این میدان به دلیل داشتن ویژگی‌های مناسب که در زیر به آن‌ها اشاره شد، برای انجام چاه‌آزمایی انتخاب شده است:

داشتن تراوایی بالا که به نفوذ آب و گاز اجازه می‌دهد. وجود فشار نسبتاً بالا در مخزن که باعث می‌شود آب و گاز به خوبی در مخزن تزریق شوند.

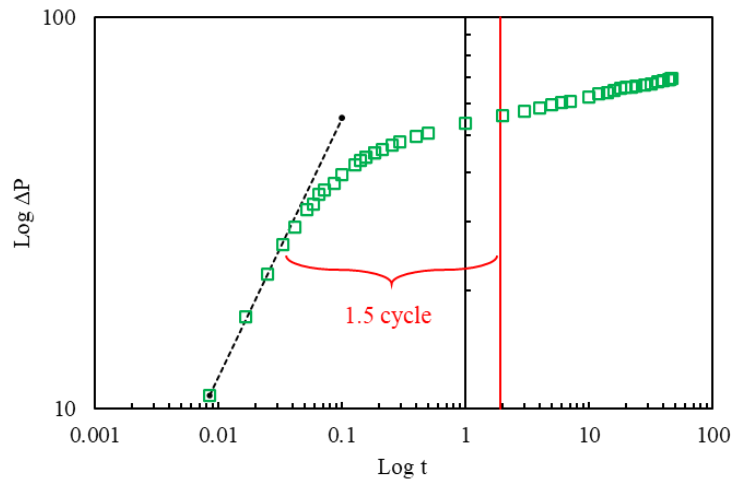
داشتن پایداری مکانیکی بالا که به معنای مقاومت در برابر فشار و حرارت است.

داشتن ابعاد مناسب برای ایجاد شرایط بهینه برای تزریق و بازیابی نفت.

جدول ۱- اطلاعات سنگ و سیال چاه شماره ۸ شادگان.

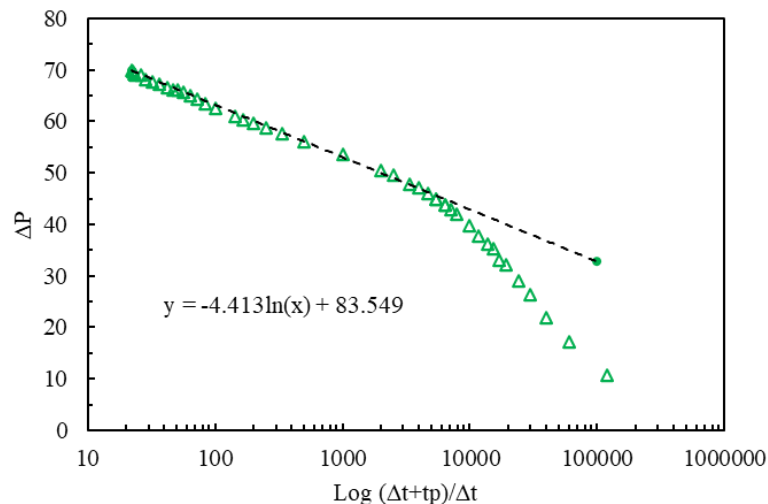
Table 1. Rock and fluid properties of Well No. 8, Shadegan.

Property	Unit	Value
Formation thickness	ft	75
Porosity	%	0.14
Radius of the well	ft	0.75
Fluid viscosity	Cp	0.45
Formation Volume Factor=FVF=B <sub>o</sub>	bbI/STB	1.2
Total compressibility factor=C <sub>t</sub>	1/Psi	0.00005



شکل ۱- نمودار لگاریتمی آزمایش ساخت فشار چاه شماره ۸ شادگان.

Fig. 1. The logarithmic diagram of the buildup test of well No. 8 in Shadegan.



شکل ۲- نمودار نیمه لگاریتمی آزمایش ساخت فشار چاه شماره ۸ شادگان.

Fig. 2. The semi-logarithmic diagram of the buildup test of well No. 8 in Shadegan.

انبارش چاه بعد از حدود ۲ دقیقه پایدار شده و تقریباً به صورت خط راست می‌باشد و این نشان دهنده حذف اثر انبارش چاه و اصلاح فشار می‌باشد. شیب نمودار در زمان تأثیر اثر انبارش چاه برابر با

$$m = -5.095 \times \ln(10) = -11.732 \text{ Psi/Log cycle}$$

می‌باشد.

### ۳-۱-۲- آنالیز حذف پیچش داده‌های چاه‌آزمایی چاه

#### شماره ۸ شادگان به روش موازنه مواد

در شکل ۴ نمودارهای نیمه‌لگاریتمی داده‌های چاه‌آزمایی با اثر انبارش چاه و بعد از حذف اثر انبارش چاه به روش موازنه مواد به ازاء  $M_{wbs} = 1400$  نشان داده شده است. شیب نمودار در زمان انبارش چاه

$$m = -5.512 \times \ln(10) =$$

همان‌گونه که از شکل ۲ ملاحظه می‌گردد خط صاف هرگز تقریباً بعد از ۲ ساعت شروع می‌گردد. شکل ۲ نشان می‌دهد که اثر چاه به مرزهای مخزن نرسیده است و در ۲ ساعت ابتدای شروع آزمایش به علت اثر انبارش چاه، نمودار از حالت خطی خارج شده است. شیب خط صاف هرگز  $m = -4.413 \times$

### ۳-۱-۱- آنالیز حذف پیچش داده‌های چاه‌آزمایی چاه

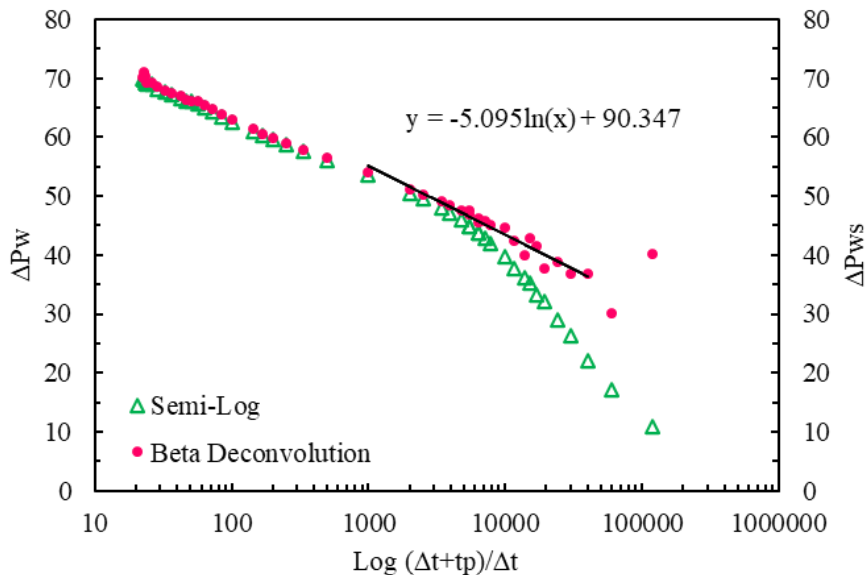
#### شماره ۸ شادگان به روش بتا

در شکل ۳ نمودار نیمه لگاریتمی داده‌ها با اثر انبارش چاه و نیز نمودار حاصل از اصلاح فشار به روش حذف پیچش بتا نشان داده شده است. همان‌گونه که ملاحظه می‌شود نمودار در ناحیه

لگاریتمی آن نشان داده شده است. داده‌های فشار در این مورد پس از ۲٫۵ دقیقه به حالت پایدار رسیده است و شیب نمودار در زمان انبارش چاه  $m = -4.375 \times \ln(10) = -10.074 \text{ Psi/Log cycle}$  می‌باشد.

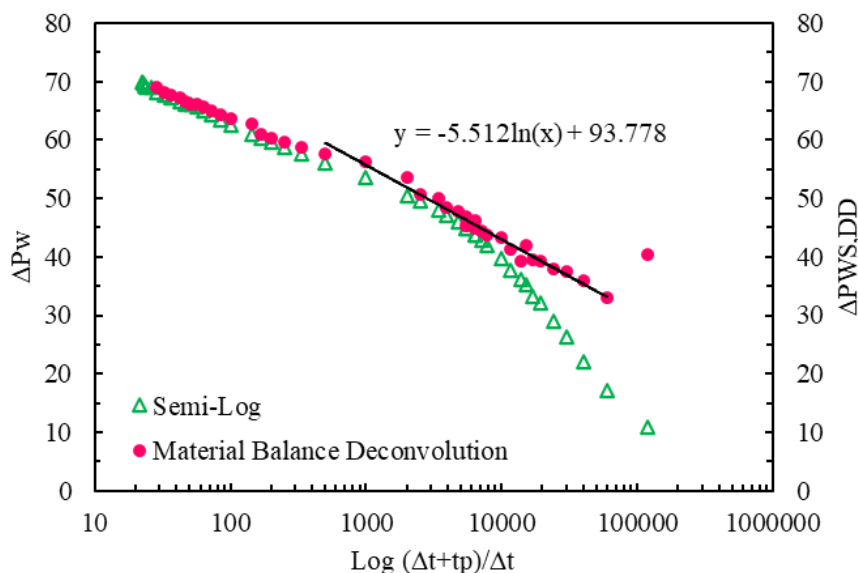
$-12.692 \text{ Psi/Log cycle}$  می‌باشد و زمان پایدار شدن نتایج حدود ۱ دقیقه پس از شروع آزمایش می‌باشد.

۳-۱-۳- آنالیز حذف پیچش داده‌های چاه‌آزمایی چاه شماره ۸ شادگان به روش راسل مقدار  $C_2 = 75$  تعیین گردید. در شکل ۵ نمودار نیمه



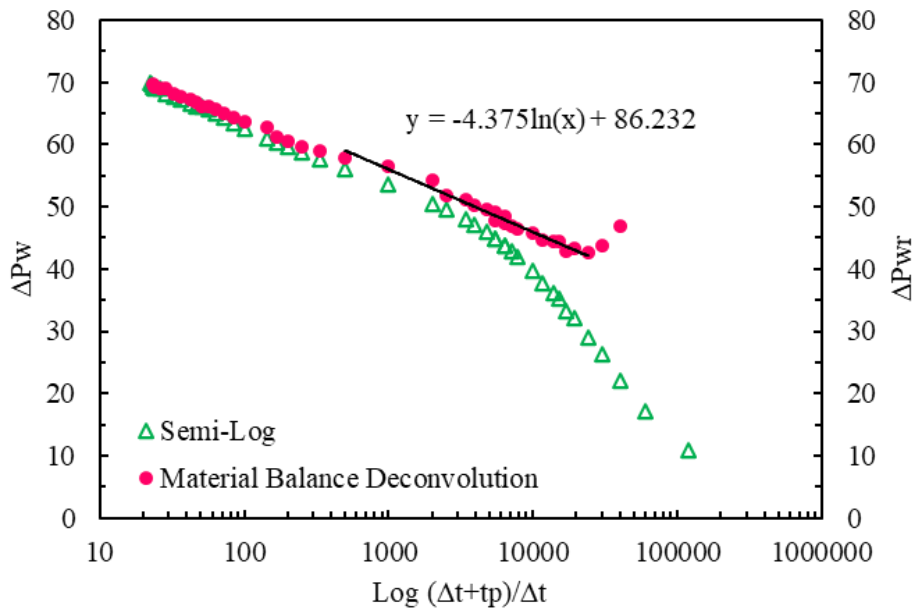
شکل ۳- نمودار نیمه لگاریتمی داده‌های چاه شماره ۸ شادگان بعد از حذف اثر انبارش چاه به روش بتا.

Fig. 3. The semi-logarithmic diagram of the data of well No. 8 of Shadegan after removing the effect of the well storage by beta method.



شکل ۴- نمودار نیمه لگاریتمی داده‌های چاه ۸ شادگان بعد از حذف اثر انبارش چاه به روش موازنه مواد.

Fig. 4. The semi-logarithmic diagram of Shadegan well 8 data after removing the effect of well stocking using the material balance method.



شکل ۵- نمودار نیمه لگاریتمی داده‌های چاه‌آزمایی چاه شماره ۸ شادگان بعد از حذف اثر انبارش چاه به روش راسل.

Fig. 5. Semi-logarithmic diagram of well test data of well No. 8 in Shadegan after removing the effect of well storage using Russell's method.

در جدول ۲ نتایج حاصل از چاه‌آزمایی چاه شماره ۸ شادگان نشان داده شده است.

### ۳-۲- آنالیز داده‌های چاه‌آزمایی چاه شماره ۱۰ شادگان

چاه شماره ۱۰ شادگان پس از ۲۰۰۰ ساعت تولید با دبی ۵۰۰۰ بشکه در روز تحت آزمایش ساخت فشار قرار گرفت. برخی اطلاعات مربوط به سنگ و سیال مربوط به این چاه در جدول ۳ نشان داده شده است.

از نمودار لگاریتمی شکل ۶ زمان اثر انبارش چاه حدود ۶ دقیقه می‌باشد. و همان‌گونه که از نمودار نیمه لگاریتمی شکل ۷ مشاهده می‌شود خط صاف هرگز تقریباً بعد از ۶ دقیقه شروع می‌شود همچنین مشخص می‌گردد که اثر چاه به مرزهای مخزن نرسیده است.

$$m = -1.456 \times \ln(10) = \text{شیب خط صاف هرگز} \quad S = 151.2 \left[ \frac{P_{1hr} - P_{wf}(\Delta t = 0)}{|m|} - \log \left( \frac{K}{\phi \mu C_r r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

۳-۳-۴ محاسبه نفوذپذیری و ضریب پوسته حاصل از چاه‌آزمایی چاه شماره ۸ شادگان بر اساس روش‌های حذف پیچش

جهت محاسبه مقدار نفوذپذیری می‌توان از شیب به دست آمده از نمودار نیمه لگاریتمی طبق معادله شماره ۳ استفاده نمود.

$$K = \frac{162.6q\mu B}{|m|h} \quad (\text{رابطه ۱۲})$$

همچنین جهت محاسبه اثر پوسته از معادله شماره ۴ استفاده می‌شود.

$$(\text{رابطه ۱۳})$$

جدول ۲- نتایج حاصل از چاه‌آزمایی چاه شماره ۸ شادگان.

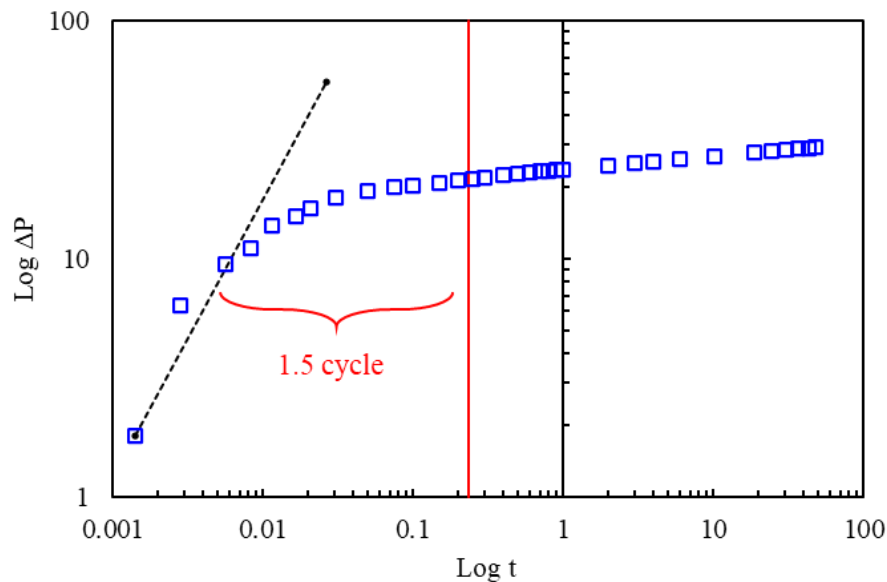
Table 2. The results of the well test of well No. 8 in Shadegan.

Methods	Slope=m	$\Delta P_{thr}$	K (md)	S	K calculation error, %	S calculation error, %
Herner without wellbore storage effect	-4.413	83.549	172.82	3.99	-	-
Beta deconvolution	-5.095	90.347	149.69	3.46	13.39	13.25
Material balance deconvolution	-5.512	93.778	138.36	3.14	19.94	21.28
Russell deconvolution	-4.375	86.232	174.32	4.37	0.87	9.64

جدول ۳- اطلاعات سنگ و سیال چاه شماره ۱۰ شادگان.

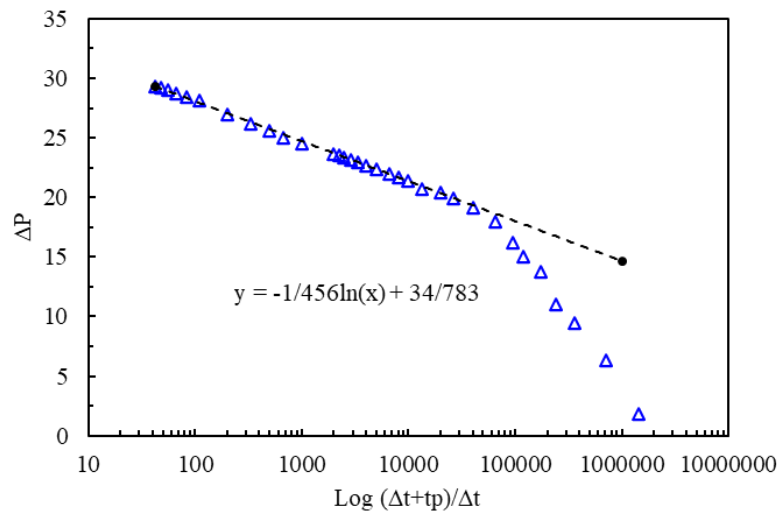
Table 3. Rock and fluid properties of well No. 10 in Shadegan.

Property	Unit	Value
Formation thickness	ft	90
Porosity	%	0.13
Radius of the well	ft	0.75
Fluid viscosity	Cp	0.45
Formation Volume Factor=FVF=B <sub>o</sub>	bbbl/STB	1.2
Total compressibility factor=C <sub>t</sub>	1/Psi	0.00005



شکل ۶- نمودار لگاریتمی آزمایش ساخت فشار چاه شماره ۱۰ شادگان.

Fig. 6. The logarithmic diagram of the buildup test of well No. 10 in Shadegan.



شکل ۷- نمودار نیمه لگاریتمی آزمایش ساخت فشار چاه شماره ۱۰ شادگان.

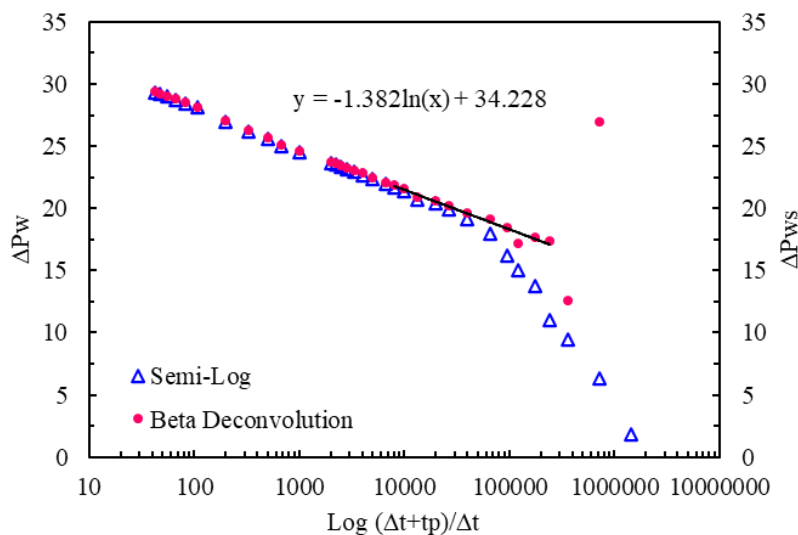
Fig. 7. The semi-logarithmic diagram of the buildup test of well No. 10 in Shadegan.

**۳-۲-۲- آنالیز حذف پیچش داده‌های چاه آزمایشی چاه شماره ۱۰ شادگان به روش موازنه مواد**

در شکل ۹ نمودار نیمه لگاریتمی به روش حذف پیچش موازنه مواد به ازاء  $M_{wbs}=2350$  نشان داده شده است. مشاهده می‌شود که بعد از حدود ۳۰ ثانیه زمان و فشار جدید به حالت پایدار می‌رسند. شیب نمودار در زمان انبارش چاه  $m=-1.746 \times \ln(10)=-4.020$  Psi/Log cycle می‌باشد.

**۳-۲-۱- آنالیز حذف پیچش داده‌های چاه آزمایشی چاه شماره ۱۰ شادگان به روش بتا**

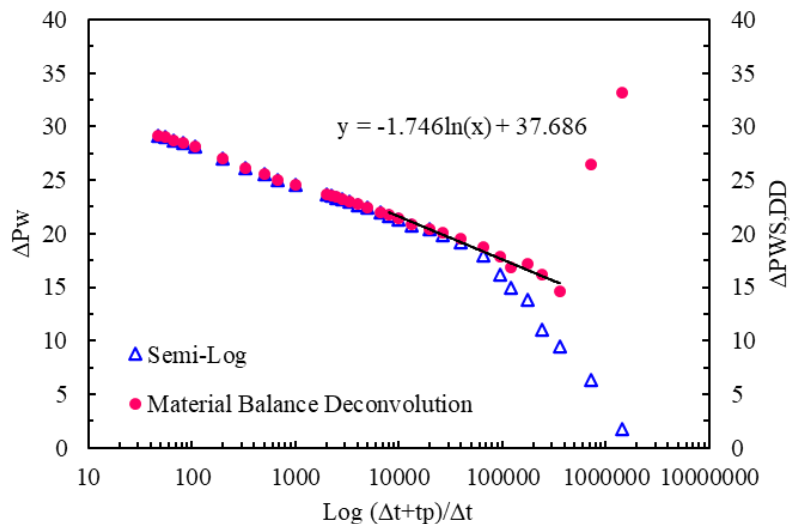
در شکل ۸ نمودار نیمه لگاریتمی حاصل از روش حذف پیچش بتا نشان داده شده است. ملاحظه می‌گردد که نمودار پس از حدود ۴۵ ثانیه به حالت پایدار می‌رسد و شیب نمودار در زمان تأثیر از انبارش چاه  $m=-1.382 \times \ln(10)=-3.182$  Psi/Log cycle می‌باشد.



شکل ۸- نمودار نیمه لگاریتمی داده‌های چاه شماره ۱۰ شادگان بعد از حذف اثر انبارش چاه به روش بتا.

Fig. 8. The semi-logarithmic diagram of the data of well No. 10 of Shadegan after removing the effect of the well storage by the beta method.





شکل ۹- نمودار نیمه لگاریتمی داده‌های چاه ۱۰ شادگان بعد از حذف اثر انبارش چاه به روش موازنه مواد.

Fig. 9. Semi-logarithmic diagram of Shadegan well 10 data after removing the effect of well storage by material balance method.

### ۳-۳- آنالیز داده‌های چاه آزمایشی چاه شماره ۲۰ شادگان

چاه شماره ۲۰ شادگان پس از ۱۸۰۰ ساعت تولید با دبی ۲۰۰۰ بشکه در روز تحت آزمایش ساخت فشار قرار گرفت. برخی اطلاعات سنگ و سیال مربوط به این چاه در جدول ۵ نشان داده شده است. از نمودار لگاریتمی شکل ۱۱ زمان اثر انبارش چاه حدود ۳ ساعت می باشد. و همان گونه که از نمودار نیمه لگاریتمی شکل ۱۲ مشاهده می شود خط صاف هرر تقریباً بعد از ۳ ساعت شروع می شود. نمودار نشان می دهد که تأثیر چاه به مرزهای مخزن نرسیده است. شیب خط صاف هرر  $m = -5.247 \times \ln(10) = -12.082 \text{ Psi/Log cycle}$  می باشد.

### ۳-۲-۳ آنالیز حذف پیچش داده‌های چاه آزمایشی چاه

#### شماره ۱۰ شادگان به روش راسل

مقدار  $C_2 = 350$  تعیین گردید. همان گونه که از نمودار نیمه لگاریتمی شکل ۱۰ مشخص است داده‌های حاصل از روش راسل بعد از ۲ دقیقه به حالت پایدار می رسند. شیب خط صاف هرر در زمان اثر انبارش چاه  $m = -1.108 \times \ln(10) = -2.551$  می باشد.

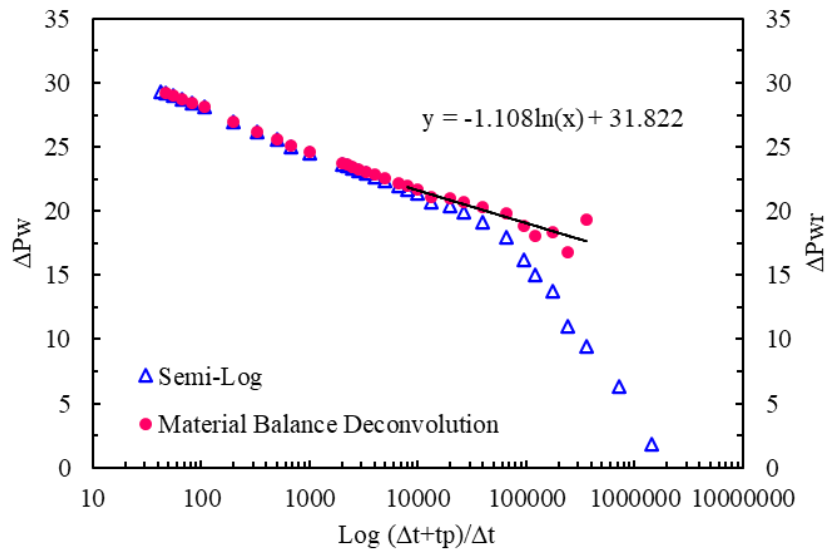
### ۳-۲-۳ محاسبه نفوذپذیری و ضریب پوسته حاصل از چاه آزمایشی چاه شماره ۱۰ شادگان بر اساس روش‌های حذف پیچش

در جدول ۴ نتایج حاصل از چاه آزمایشی چاه شماره ۱۰ شادگان نشان داده شده است.

جدول ۴- نتایج حاصل از چاه آزمایشی چاه شماره ۱۰ شادگان.

Table 4. The results of the well test of well No. 10 in Shadegan.

Methods	Slope=m	$\Delta P_{1hr}$	K (md)	S	K calculation error, %	S calculation error, %
Herner without wellbore storage effect	-1.456	34.783	1455.01	5.36	-	-
Beta deconvolution	-1.382	34.228	1532.91	5.77	5.35	7.70
Material balance deconvolution	-1.746	37.686	1213.34	4.30	16.61	19.80
Russell deconvolution	-1.108	31.822	1911.99	7.64	31.41	42.49



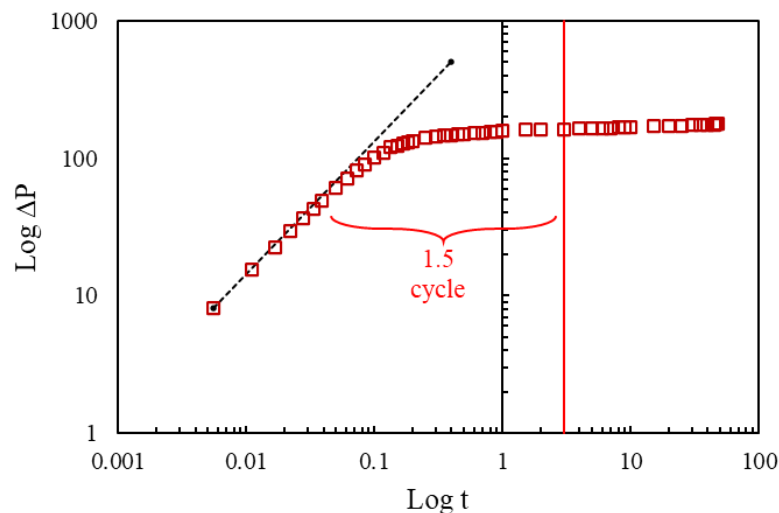
شکل ۱۰- نمودار نیمه لگاریتمی داده‌های چاه‌آزمایی چاه شماره ۱۰ شادگان بعد از حذف اثر انبارش چاه به روش راسل.

Fig. 10. Semi-logarithmic diagram of well test data of well No. 10 in Shadegan after removing the effect of well storage using Russell's method.

جدول ۵- اطلاعات سنگ و سیال چاه شماره ۲۰ شادگان.

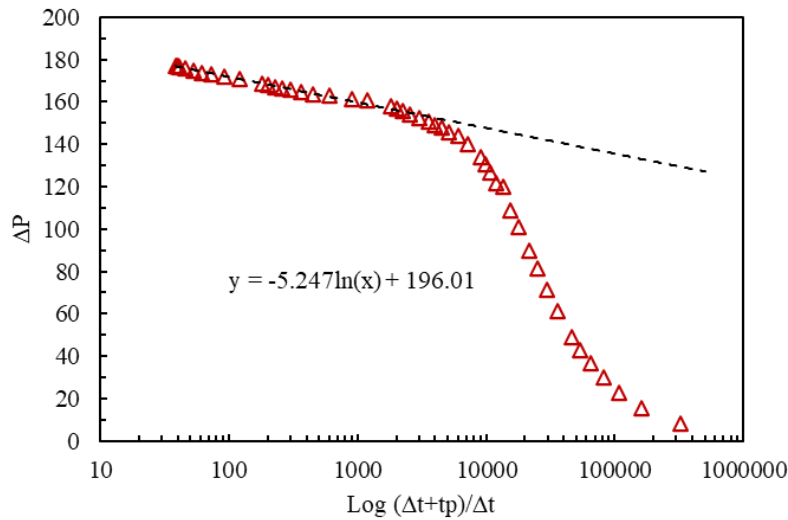
Table 5. Rock and fluid properties of well No. 20, Shadegan.

Property	Unit	Value
Formation thickness	ft	75
Porosity	%	0.14
Radius of the well	ft	0.75
Fluid viscosity	Cp	0.45
Formation Volume Factor=FVF=B <sub>o</sub>	bbbl/STB	1.2
Total compressibility factor=C <sub>t</sub>	1/Psi	0.00005

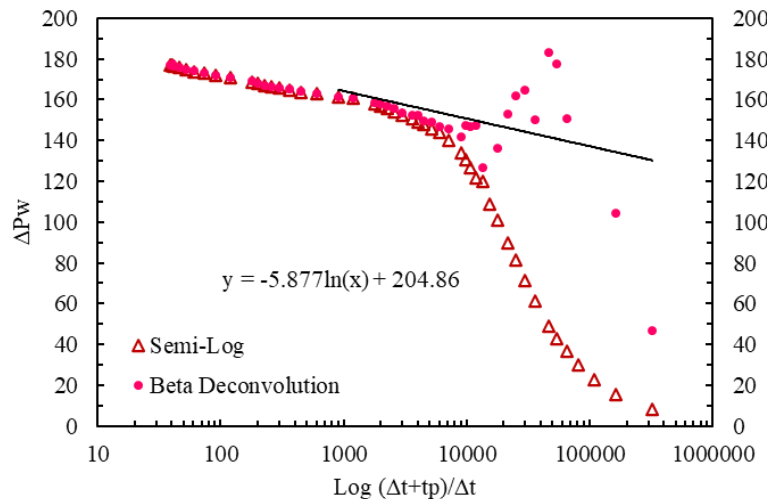


شکل ۱۱- نمودار لگاریتمی آزمایش ساخت فشار چاه شماره ۲۰ شادگان.

Fig. 11. The logarithmic diagram of the buildup test of well No. 20 in Shadegan.



شکل ۱۲- نمودار نیمه لگاریتمی آزمایش ساخت فشار چاه شماره ۲۰ شادگان.  
Fig. 12. Semi-logarithmic diagram of the buildup test of well No. 20 in Shadegan.



شکل ۱۳- نمودار نیمه لگاریتمی داده‌های چاه شماره ۲۰ شادگان بعد از حذف اثر انبارش چاه به روش بتا.  
Fig. 13. Semi-logarithmic graph of the data of well No. 20 of Shadegan after removing the effect of storage of the well using the beta method.

### ۳-۳-۲- آنالیز حذف پیچش داده‌های چاه آزمایشی چاه

#### شماره ۲۰ شادگان به روش موازنه مواد

در شکل ۱۴ نمودار نیمه‌لگاریتمی داده‌های چاه آزمایشی به روش حذف پیچش موازنه مواد به ازاء  $M_{wbs} = 1320$  بر اساس فشار و زمان‌های جدید ترسیم شده است. مشاهده می‌شود که بعد از حدود ۲ دقیقه نمودار نیمه لگاریتمی به حالت پایدار می‌رسد. شیب نمودار هرگز در زمان انبارش چاه  $m = -8.916 \times \ln(10) = -20.530$  Psi/Log cycle می‌باشد.

### ۳-۳-۱- آنالیز حذف پیچش داده‌های چاه آزمایشی چاه

#### شماره ۲۰ شادگان به روش بتا

در شکل ۱۳ نمودار نیمه لگاریتمی حاصل از حذف پیچش بتا نشان داده شده است. ملاحظه می‌گردد که نمودار پس از حدود ۳ ساعت به حالت پایدار می‌رسد و شیب نمودار در زمان تأثیر از انبارش چاه  $m = -5.877 \times \ln(10) = -13.532$  Psi/Log cycle می‌باشد.

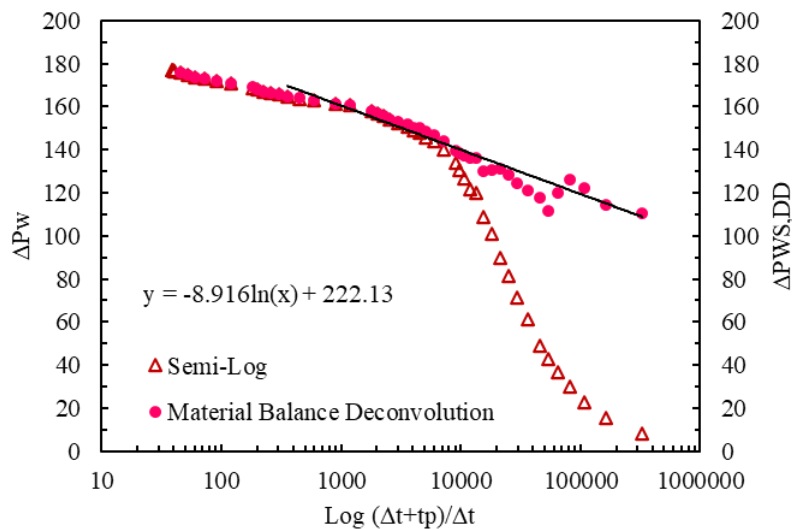
$m = -9.972 \times \ln(10) = -22.961$  Psi/Log cycle  
می‌باشد. و مقدار  $C_2 = 50$  تعیین گردید.

۳-۳-۴- محاسبه نفوذپذیری و ضریب پوسته حاصل از  
چاه‌آزمایی چاه شماره ۲۰ شادگان بر اساس روش‌های  
حذف پیچش

در جدول ۶ نتایج حاصل از چاه‌آزمایی چاه شماره ۲۰ شادگان  
نشان داده شده است.

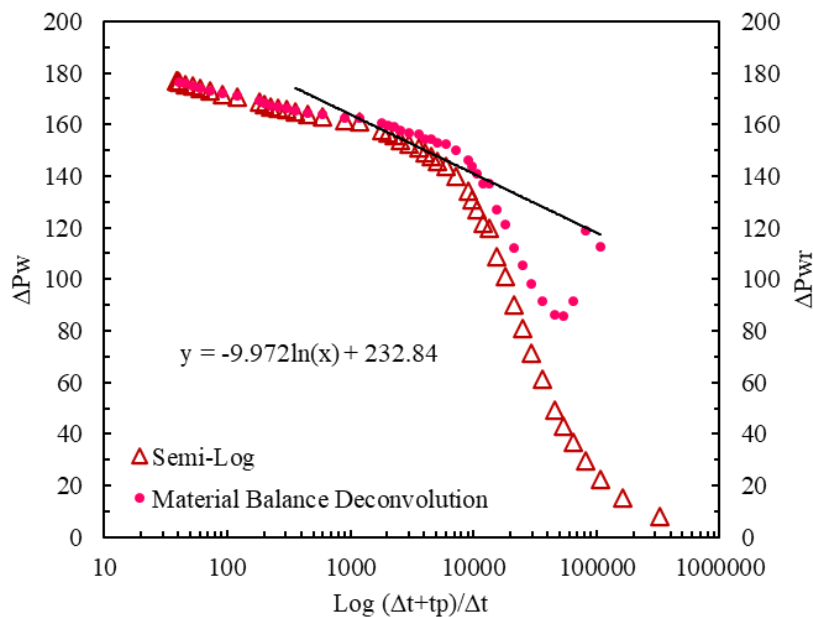
۳-۳-۳- آنالیز حذف پیچش داده‌های چاه‌آزمایی چاه  
شماره ۲۰ شادگان به روش راسل

در شکل ۱۵ نمودار نیمه‌لگاریتمی حاصل از فشارهای جدید  
رسم شده است. همان‌گونه که از شکل ۱۵ مشخص است  
فشارهای جدید بعد از ۲۰ دقیقه به حالت پایدار می‌رسند و  
شیب خط صاف هرگز در زمان اثر انبارش چاه



شکل ۱۴- نمودار نیمه لگاریتمی داده‌های چاه ۲۰ شادگان بعد از حذف اثر انبارش چاه به روش موازنه مواد.

Fig. 14. The semi-logarithmic diagram of the data of well 20 of Shadegan after removing the effect of well storage by the material balance method.



شکل ۱۵- نمودار نیمه لگاریتمی داده‌های چاه‌آزمایی چاه شماره ۲۰ شادگان بعد از حذف اثر انبارش چاه به روش راسل.

Fig. 15. Semi-logarithmic diagram of well test data of well No. 20 in Shadegan after removing the effect of well storage using Russell's method.

جدول ۶- نتایج حاصل از چاه‌آزمایی چاه شماره ۲۰ شادگان.

Table 6. The results of the well test of well No. 20 in Shadegan.

Methods	Slope=m	$\Delta P_{1hr}$	K (md)	S	K calculation error, %	S calculation error, %
Herner without wellbore storage effect	-5.247	196.01	193.80	13.14	-	-
Beta deconvolution	-5.877	204.86	173.03	11.95	10.72	9.08
Material balance deconvolution	-8.916	222.13	114.05	7.18	41.15	45.32
Russell deconvolution	-9.972	232.84	101.97	6.46	47.38	50.85

#### ۴- نتیجه‌گیری

به عنوان مطالعه میدانی، مطالعه ۳ چاه در مخزن آسماری شادگان انجام شد و خواص مخزنی بدست آمده به روش هرئر (که بدون در نظر گرفتن زمان مربوط به اثر انبارش چاه می‌باشد) با روش‌های حذف پیچش (که خواص مخزن را در زمان اثر انبارش چاه به دست آورده بود) مقایسه شد که نتایج در بیشتر موارد رضایت بخش و دارای خطای کمی بود. از میان سه روش استفاده شده در این پروژه، بطور کلی روش حذف پیچش موازنه مواد پایدارتر و دقت بالاتری دارد و در زمان کمتری از آغاز آزمایش اثر انبارش چاه را حذف می‌نماید و پس از آن روش حذف پیچش بتا و در آخر هم روش راسل، ولی همانگونه که مشاهده شد روش راسل دارای خطای بیشتر بخصوص در محاسبه ضریب پوسته بود.

در این مقاله با استفاده از روش‌های حذف پیچش (بتا، موازنه مواد و راسل) برای تخمین و به دست آوردن خصوصیات مخزنی (نفوذپذیری و ضریب پوسته) در زمان اثر انبارش چاه مورد بررسی قرار گرفت. پس از حذف پیچش از داده‌های مربوط به زمان ابتدایی (انبارش چاه) جهت تحلیل، روش ترسیمی هرئر مورد توجه قرار گرفت. روش‌های حذف پیچش کارایی مناسبی در تفسیر داده‌های چاه‌آزمایی مربوط به زمان‌های تأثیر اثر انبارش چاه دارند بنابراین می‌توان از داده‌های آزمایش‌های ناقص چاه‌آزمایی به برخی نتایج مورد نیاز دست یافت.

#### مراجع

- Amirsardari, M., Rashidi, F. 1388. Application of the new disturbance method in the analysis of well test data and production of gas reservoirs. National Oil and Gas Exploration Congress - Safety Production.
- Bourdet, D., 2002. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. Elsevier P. 438.
- Bourdet, D., Whittle, T., Douglas, A., Pirard, Y., 1983. A new set of type curves simplifies well test analysis. World oil 196, 95-106 .
- Cheng, Y., Lee, W.J., McVay, D.A., 2005. Fast-fourier-transform-based deconvolution for interpretation of pressure transient test data dominated by wellbore storage. SPE Reservoir Evaluation & Engineering 8, 224-239 . <https://doi.org/10.2118/84471-PA>.
- Earlougher, R.C., 1977. Advances in well test analysis. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME New York. P. 264.
- Fetkovich, M., Vienot, M., 1984. Rate normalization of buildup pressure by using afterflow data. Journal of Petroleum Technology 36, 211-224. <https://doi.org/10.2118/12179-PA>.
- Ghasemi, A., Montazeri, G. 1395. Investigating the well test of stratified condensate gas reservoirs (multi-layered). National Conference of Knowledge and Technology of Engineering Sciences of Iran. <https://civilica.com/doc/627962>.
- Gravand, R., Nakhai, A., Abbasi, M., 2021. Performance evaluation of matrix acidizing operation in a multi-layer carbonated condensate gas tank by combining the results of well test analysis and interpretation of the production chart. Advanced Applied Geology 11, 838-855. <https://doi.org/10.22055/aag.2020.34456.2144>.

- Gringarten, A., Ramey Jr., H., Raghavan, R., 1975. Applied pressure analysis for fractured wells. *Journal of Petroleum Technology* 27, 887-892. <https://doi.org/10.2118/5496-PA>.
- Johnston, J.L. 1992. Variable rate analysis of transient well test data using semi-analytical methods, Texas A&M University.
- Levitan, M.M., Wilson, M.R., 2012. Deconvolution of pressure and rate data from gas reservoirs with significant pressure depletion. *Society of Petroleum Engineers (SPE) Journal* 17, 727-741. <https://doi.org/10.2118/134261-PA>.
- Liu, Y., Horne, R.N. 2012. Interpreting pressure and flow-rate data from permanent downhole gauges by use of data-mining approaches. *Society of Petroleum Engineers (SPE) Journal* 18, 69-82. <https://doi.org/10.2118/147298-PA>.
- Maleki, I., Mehmandousti, E.A., Moalemi, S.A., Mahdipur, B., 2021. Improving the petrophysical assessment of Asmari reservoir using the interwell tomography method in one of the oil fields in the southwest of Iran. *Advanced Applied Geology* 11, 825-837. <https://doi.org/10.22055/aag.2020.34099.2131>.
- Matthews, C.S., Russell, D.G., 1967. Pressure buildup and flow tests in wells. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. P. 27
- Ramey Jr, H., 1970. Short-time well test data interpretation in the presence of skin effect and wellbore storage. *Journal of Petroleum Technology* 22, 97-104. <https://doi.org/10.2118/2336-PA>.
- Russell, D.G., 1966. Extensions of pressure build-up analysis methods. *Journal of Petroleum Technology* 18, 1,624-621. <https://doi.org/10.2118/1513-PA>.
- Sheikh, H.M.U.D., Lee, W., Jha, H. 2021. Modeling Boundary-dominated Flow in Hydraulically-fractured Wells. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro. <https://doi.org/10.2118/206345-MS>.
- Toreghi, A.A.S., Hamzeh, A., Dehaghi, F.K., 2021. Investigating the use of long-term well testing and related challenges in exploratory wells. *Scientific- Propagative Scientific Journal of Exploration & Production Oil & Gas* 2021, 26-33.
- Van Everdingen, A., Hurst, W., 1949. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs. *Journal of Petroleum Technology* 1, 305-324. <https://doi.org/10.2118/949305-G>.