



## Dynamic Single Well Modeling for Hydrocarbon Reservoir Characterization: Case Study of a Gas Reservoirs in South of Iran

Mahdi Amirsardari

Assistant Professor, Geology Department, Earth Sciences Faculty, Kharazmi University, Karaj, Iran

Article info	Abstract
<p><b>Article history</b> Received: 19 November 2022 Accepted: 13 February 2023</p> <p><b>Keywords:</b> Dynamic modeling, Carbonate reservoirs, Flow capacity, Permeability, Gas reservoirs.</p>	<p>Accurate reservoir description in hydrocarbon and water bearing zones is one of the most important steps in reservoir characterization and modeling. Information about reservoir properties can be obtained from different sources such as geological data, seismic data, well logging data, core measurement data, well test data and reservoir production history. Well test data contain valuable information on the dynamic behavior of reservoirs. It is essential to integrate all sources of information for a successful description of a reservoir. However, it is a relatively difficult task to integrate all sources of information quantitatively, since these sources of information have different resolutions. The main objective of the third phase of this project is to find fine-scale permeability profile in the gas and water zones of the studied field. For this purpose, in a history matching process of the bottomhole pressure, the permeability distribution estimated from petrophysical and core data has been corrected by the calculated permeability from analytical well test interpretation. Of course, the other effective parameters to be adjusted during the history match of the bottomhole pressure are the skin factor and the rate-dependent skin. Capillary pressure and relative permeability should also be used for matching of DST water production data. In this study, 6 DSTs from two wells were investigated. In this report the methodology of single well simulation study including model construction, initialization and history matching for 6 DSTs has been described. The results of this study will be used as input data for the sector simulation modeling.</p>



### Introduction

One of the primary objectives of petroleum engineers is concerned with the optimization of ultimate recovery from oil and gas reservoirs (Amirsardari et al., 2019). In order to develop and produce oil and gas reservoirs and forecast their future reservoir

performance, it is important to attain accurate reservoir descriptions.

Information about reservoir properties can be obtained from different sources such as geological data, seismic data, well logging data, core measurement data, well test data and reservoir production history (Tiab and Donaldson, 2015). Well test data include

**DOI** <http://doi.org/10.22034/KJES.2023.8.2.103772>

\*Corresponding author: Mahdi Amirsardari; E-mail: [amirsardarimahdi@khu.ac.ir](mailto:amirsardarimahdi@khu.ac.ir)

**How to cite this article:** Amirsardari, M., 2023. Dynamic Single Well Modeling for Hydrocarbon Reservoir Characterization: Case Study of a Gas Reservoirs in South of Iran. Kharazmi Journal of Earth Sciences 8(2), 1-17. <http://doi.org/10.22034/KJES.2023.8.2.103772>



valuable information on the dynamic behavior of reservoirs (Horne, 1995; Bourdet, 2002).

It is essential to incorporate all sources of information for a successful description of a reservoir. However, it is a relatively difficult task to quantitatively integrate all sources of information, since these sources of information have different resolutions (Ahmed et al., 2010; Opuwari et al., 2021). For example, permeabilities estimated from core measurements represent local value where the cores are obtained, while the permeability deduced from well test data is an average value over a specific volume near the wellbore (Burns, 1969).

In this study a method to integrate well test, log, core, and geological data was presented to obtain a reservoir description in a Gas Field. This study demonstrates how information from transient pressure well test may be used in an existing commercial simulation software, and how this improves the reservoir description and history matching, thereby reducing uncertainty in the results.

The objective is to find distributions of permeability and also well parameters (mechanical skin and rate dependent skin) such that the calculated pressure response of the well, using Eclipse Simulator software, closely matches the DST pressure measurements. In addition, the capillary pressure and relative permeability must satisfy certain constraints such as the amount of water production which was measured in some DSTs. In this single well simulation study, six DSTs from two wells were investigated.

### Material and methods

The data used in this study are detailed pressure and rate vs. time for each flow period of a multi-rate test followed by a pressure build-up. The data has been obtained usually from DST. The fluid PVT properties were

known with some other parameters like porosity, permeability and well-bore radius. Several techniques currently exist to estimate permeability. In this study, artificial intelligence approach known as Locally Linear Neuro-Fuzzy Model (LLNFM) is used to optimize the permeability estimation. The following steps should be followed in the single well dynamic modeling.

The DST data should be analyzed by using the conventional well test analysis software. Calculated parameters are the effective permeability-thickness product (kh), the mechanical skin factor (S) and the rate dependent skin factor (D).

### Results and discussion

The DST of Well A, Layer E1 was modeled using the average properties and then by setting the wells in the simulator to produce according to the rates reported during the DST. The wellbore storage effect observed in the DST's was deleted since our interest was in the reservoir description and not in the wells themselves.

Time zero was set at the start of the DST and the depth datum was set to gauge depth of 2,897.8 mTVDss. The reservoir was considered to be in equilibrium at time zero and the initial pressure was set to 5,283 psia at this depth. The time steps were adjusted to compute the pressure response at the same time as the actual measurements or when there were changes in the production rate.

The initial run with the model was made with the permeability (k) estimated from the Neuro-Fuzzy method and also mechanical skin factor (S) and the rate dependent skin factor (D) which was calculated from the DST interpretation. The calculated pressure response was then compared with the actual data. The calculated pressures were drastically

different from the measured values. The reason is that in this case the Neuro-fuzzy effective permeability is lower than the DST permeability.

In the next step, the permeability estimated from the well test data is used as a constraint for the possible spatial distribution of the grid block permeability values. One aspect is that the average permeability estimated by the well test analysis is assumed to be a true value without any uncertainty. Therefore, the initial Neuro-Fuzzy permeability was multiplied by some boost factors to reach the DST permeability.

### Conclusion

The well modeling method gives the opportunity to improve the accuracy of the reservoir and well parameters since it uses the results as the initial parameters of the numerical simulation model, built for full field modeling. This technique produced a good match with the well-test data from two wells at six DST pressures.

### References

- Ahmed, A.R., Ahmad, M. and Rehman, A.U., 2010. Comparison of Core/Log and Well Test Permeabilities-A Closer Look" Sawan Tight Sands". in SPE/PAPG Annual Technical Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Amirsardari, M., Rajabi, A., Danaei, M., Rashidi, F., 2019. Numerical investigation for determination of aquifer properties in newly developed reservoirs: A case study in a carbonate reservoir. Journal of Petroleum and Engineering, 177, 331–360.
- Bourdet, D., 2002. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. Elsevier.
- Burns, W. A., 1969. New Single-Well Test for Determining Vertical Permeability. Journal of Petroleum Technology 21, 743–752.
- Horne, R.N., 1995. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach. Petroway. Palo Alto. California.
- Opuwari, M., Mohammed, S., Ile, C., 2021. Determination of Reservoir Flow Units from Core Data: A Case Study of the Lower Cretaceous Sandstone Reservoirs, Western Bredasdorp Basin Offshore in South Africa. Natural Resource Researches 30, 411–430.
- Tiab D., Donaldson E. C. 2015. "Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties", Fourth Edition, Gulf Professional Publishing 918.

### CRedit authorship contribution statement



**Mahdi Amirsardari**

Conceptualization, Methodology, Software, Validation, Formal Analysis, Investigation, Resources, Data Curation, Writing - Original Draft, Writing - Review & Editing,



## مدل‌سازی دینامیک تک‌چاهی به منظور مشخصه‌سازی مخازن هیدروکربوری: مطالعه موردی یکی از مخازن گازی جنوب ایران

مهدی امیرسرداری

استادیار، گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

### چکیده

توصیف و تعیین خواص مخزنی در لایه‌های هیدروکربوری و آبی از مهم‌ترین مراحل مشخصه‌سازی و مدل‌سازی مخازن هیدروکربوری می‌باشد. مشخصات مخزن از منابع گوناگونی از جمله داده‌های زمین‌شناسی، لرزه‌نگاری، نمودارگیری، مغزه‌ها، چاه‌آزمایی و تاریخچه تولید مخزن قابل حصول می‌باشد. در این میان داده‌های چاه‌آزمایی اطلاعات باارزشی در خصوص رفتار دینامیکی مخزن در اختیار می‌گذارند. به منظور توصیف دقیق یک مخزن مجموع این اطلاعات متنوع باید مورد استفاده قرار گیرند. اما یکپارچه نمودن این اطلاعات به صورت کمی کار نسبتاً مشکلی است، چراکه این اطلاعات درجه دقت و معیار متفاوتی دارند. برای این منظور در این پژوهش تراوایی‌های تخمینی از داده‌ها و تفسیرهای پتروفیزیکی و مغزه با استفاده از تراوایی محاسبه شده از تفسیر داده‌های چاه‌آزمایی طی فرآیند تطابق تاریخچه فشار ته‌چاهی تصحیح شده‌اند. بدیهی است علاوه بر تراوایی، پارامترهای چاه، نظیر ضریب پوسته و پوسته وابسته به دبی نیز در فرآیند تطابق تاریخچه فشار مؤثر می‌باشند. همچنین تراوایی نسبی و فشار موینگی بایستی تولید آب در برخی لایه‌آزمایی‌ها را نشان دهند. در این مطالعه، ۶ داده لایه‌آزمایی از دو چاه در یک میدان مورد بررسی قرار گرفته‌اند. سپس، روش و فرآیند مدل‌سازی تک‌چاهی این لایه‌آزمایی‌ها شامل ساخت مدل‌ها، آغازسازی و تطابق تاریخچه برای لایه‌های گازی و آبی شرح داده شده است. نتایج این مدل‌سازی نشان داد که تراوایی بدست آمده مغزه و نمودارهای پتروفیزیکی نمی‌تواند به طور مستقیم در مدل‌سازی دینامیک مخزن مورد استفاده قرار گیرد و تنظیم این تراوایی با تراوایی بدست آمده از چاه‌آزمایی ضروری می‌باشد. ضریب تصحیح تراوایی مطلق می‌تواند از ۰/۱۷ تا ۲/۷ متغیر باشد. همچنین این پژوهش نشان می‌دهد که تراوایی مؤثر آب در مقایسه با گاز در یک خواص استاتیک یکسان بسیار کمتر می‌باشد که علت آن می‌تواند وجود گازهای به دام افتاده در آبد به دلیل پدیده‌های آشام در فرآیند مهاجرت و هیدرودینامیک باشد.

### اطلاعات مقاله

#### تاریخچه مقاله

دریافت: ۱۴۰۱/۰۸/۲۸

پذیرش: ۱۴۰۱/۱۱/۲۴

#### واژه‌های کلیدی

مدل‌سازی دینامیک،  
مخازن کربناته،  
ظرفیت جریان،  
تراوایی،  
مخازن گازی.



### مقدمه

نمودارگیری، مغزه‌ها، چاه‌آزمایی و تاریخچه تولید مخزن (Tiab and Donaldson, 2015). یکی از این منابع که اطلاعات با ارزشی در خصوص خواص دینامیکی مخزن در اختیار قرار می‌دهد داده‌های چاه‌آزمایی می‌باشد (Horne, 1995; Bourdet, 2002). بدیهی است تلفیق و یکپارچه نمودن این

تعیین پروفایل خواص مخزنی در چاه‌ها یکی از مراحل مهم در توصیف و مدل‌سازی مخازن هیدروکربوری است (Amirsardari et al., 2019). منابع مختلفی برای تعیین این خواص در دسترس است از جمله داده‌های زمین‌شناسی، لرزه‌نگاری،

DOI <http://doi.org/10.22034/KJES.2023.8.2.103772>

\*نویسنده مسئول: مهدی امیرسرداری [amirsardarimahdi@khu.ac.ir](mailto:amirsardarimahdi@khu.ac.ir)

استناد به این مقاله: امیرسرداری، م. (۱۴۰۱) مدل‌سازی دینامیک تک‌چاهی به منظور مشخصه‌سازی مخازن هیدروکربوری: مطالعه موردی یکی از مخازن گازی جنوب ایران، ایران. مجله علوم زمین خوارزمی. جلد ۸، شماره ۲، صفحه ۱ تا ۱۷.

<http://doi.org/10.22034/KJES.2023.8.2.103772>



(Pressure Transient) چاه‌آزمایی می‌تواند در یک نرم‌افزار تجاری شبیه‌سازی استفاده شده تا توصیف مخزن و تطابق تاریخچه بهبود یافته و به این ترتیب عدم قطعیت نتایج کاهش یابد. یکی از نتایج این تحقیق، تعیین توزیع تراوایی در لایه‌های گازی و آبی می‌باشد بگونه‌ای که فشارهای محاسبه شده از چاه با استفاده از نرم‌افزار شبیه‌سازی Eclipse 300 تطابق خوبی با داده‌های اندازه‌گیری شده فشار لایه‌آزمایی داشته باشد (Schlumberger, 2015). بدیهی است علاوه بر تراوایی، پارامترهای چاه نظیر ضریب پوسته و پوسته وابسته به دبی نیز در تعیین فشار چاه مؤثر می‌باشند. همچنین تراوایی نسبی و فشار موینگی می‌بایست داده‌های تولید آب در برخی لایه‌آزمایی‌ها را نشان دهد. در این مطالعه، ۶ داده لایه‌آزمایی از دو چاه مورد بررسی قرار گرفته‌اند.

### مواد و روش‌ها

مخزن مورد مطالعه از جنس کربناته بوده که از ۴ لایه E1 تا E4 تشکیل شده است. داده‌های مورد استفاده در این مطالعه فشارهای ته‌چاهی و دبی‌های سیال سرچاهی در مقابل زمان برای هر بازه جریانی از یک تست دبی چندگانه به همراه یک ساخت فشار (Build-up) می‌باشد. این داده‌ها از اطلاعات لایه‌آزمایی بدست آمده‌اند. برخی پارامترهای معلوم دیگر عبارتند از خواص سیال مخزن، تخلخل سازند و شعاع چاه. تراوایی استفاده شده نیز از روش‌های تخمین تراوایی و تطابق آن با داده‌های مغزه بدست آمده‌اند. مراحل کار در مدل‌سازی دینامیک تک‌چاهی

داده‌ها به منظور کاهش عدم قطعیت تخمین این پارامترها ضروری می‌باشد اما مسئله مهم در این میان، دقت و مقیاس متفاوت این منابع اطلاعاتی است که این امر را مشکل و پیچیده می‌سازد (Ahmed et al., 2010; Opuwari et al., 2021). به عنوان مثال تراوایی بدست آمده از داده‌های آزمایشگاهی آنالیز مغزه مربوط به نواحی می‌باشد که مغزه‌ها گرفته شده‌اند اما تراوایی بدست آمده از داده‌های چاه‌آزمایی یک میانگین از حجم مشخصی در اطراف چاه می‌باشد (Burns, 1969).

عملاً پارامترهای مخزنی تخمین زده شده از برخی منابع مختلف اطلاعاتی نظیر مغزه، نمودارگیری و ... دارای عدم قطعیت می‌باشند. بنابراین عدم قطعیتی که در تخمین این پارامترها وجود دارد بایستی با برخی دیگر از منابع اطلاعاتی تصحیح گردند. برای مثال تراوایی تخمین زده شده از داده‌های مغزه می‌بایست با تراوایی بدست آمده از داده‌های آزمایش ساق مته (DST) تلفیق و تصحیح گردد و یا اینکه داده‌های تراوایی نسبی آب و فشار موینگی با داده‌های تاریخچه تولید آب میدان تأیید شوند (Abdulwahab et al., 2018).

در این مقاله، روشی برای تلفیق داده‌های چاه‌آزمایی، مغزه، نمودارهای پتروفیزیکی و زمین‌شناسی جهت تعیین خواص مخزن در لایه‌های آبی و گازی دو چاه در یکی از مخازن گازی جنوب ایران ارائه می‌شود. این مطالعه نشان می‌دهد که چگونه اطلاعات بدست آمده از داده‌های فشار گذرای

به شرح ذیل می باشد. شکل ۱ فرآیند کاری پیشنهاد شده در این پژوهش را به تصویر می کشد.

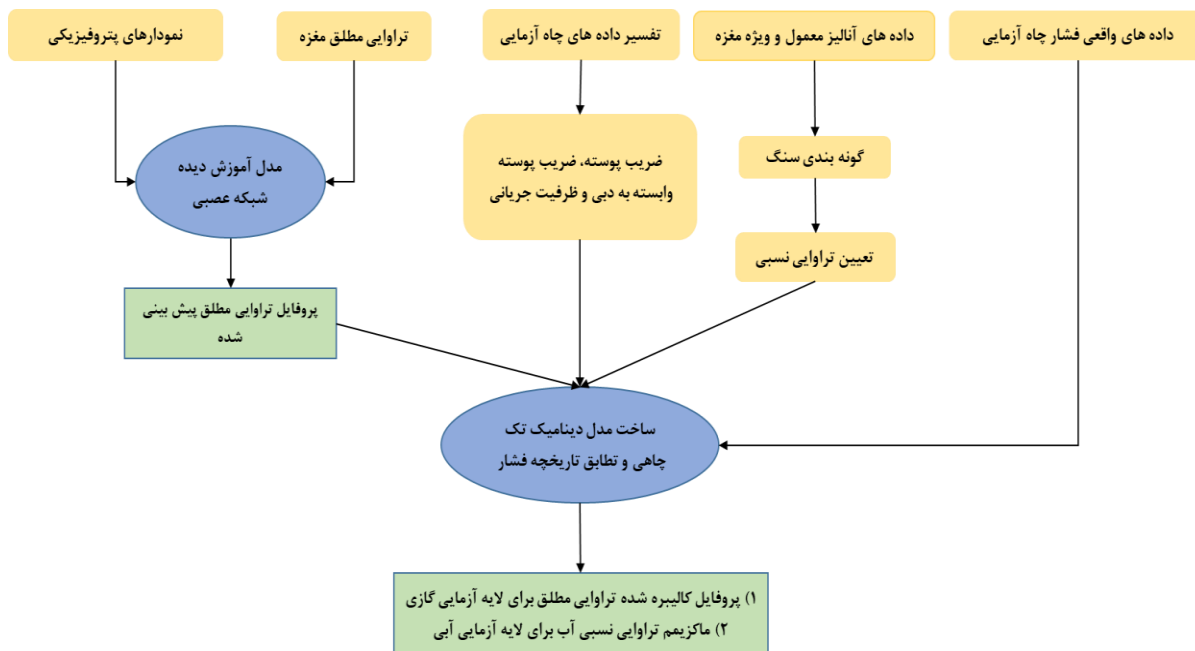


Fig. 1. Proposed workflow in this study

شکل ۱- الگوریتم پیشنهاد شده در این پژوهش

ظرفیت جریانی (K.h)، ضریب پوسته مکانیکی (S) و ضریب پوسته وابسته به دبی (D) که خلاصه آن در جدول ۱ آمده است.

**آنالیز تحلیلی چاه آزمایشی**  
اولین مرحله، تفسیر داده های لایه آزمایشی با استفاده از یک نرم افزار تحلیل چاه آزمایشی می باشد ( KAPPA, 2011). پارامترهای محاسبه شده از این تفسیر عبارتند از

Table 1. Results of analytical well testing interpretation

جدول ۱- نتایج تفسیر تحلیلی چاه آزمایشی

Well	Formation	Kh (md.ft)	S	D (Day/MMSCF)
A	E2+E3	690	-4.2	0.0129
	E1	74	-2.51	0.021
B	E4	166	-3.7	-
	E3	4950	-1.3	0.14
	E2	3220	-2.65	0.068
	E1	25200	1	0.32

مدل سازی تک چاهی یک مدل شعاعی چند لایه ای در اطراف چاه با استفاده از نرم افزار Eclipse 300 ساخته شده است که مراحل آن به شرح ذیل می باشد.

**ساخت مدل شبیه سازی تک چاهی عددی**

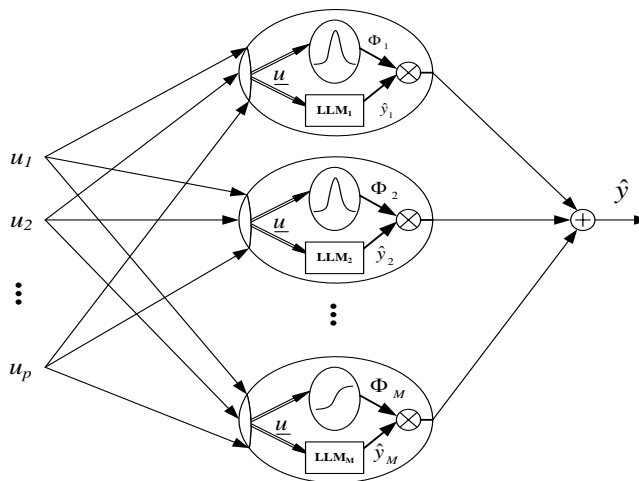
ساخت مدلی جهت پیش‌بینی تراوایی گردید. روش آموزش LoLiMoT یک الگوریتم درختی افزایشی است که فضای ورودی را به قطعه‌هایی عمود بر محورهای تقسیم می‌کند و در هر تکرار یک قاعده یا یک مدل Local Linear جدید به مجموعه قواعد افزوده می‌شود. ساختار یک شبکه نرو فازی در شکل ۲ نمایش داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌گردد این شبکه فضای مدل‌سازی را به تعدادی زیر مجموعه تقسیم می‌نماید و در هر یک از آن‌ها یک مدل خطی بر داده‌ها منطبق می‌شود که با یک تابع گوسین، حوزه نفوذ مدل مشخص می‌گردد. در این شبکه باید ضرایب مدل‌های خطی و نیز توابع مدلی ( $\Phi_i$ ) استنتاج شود. برای به دست آوردن ضرایب مدل‌های خطی از روش‌های متعارف مانند روش حداقل مربعات استفاده می‌گردد و برای بدست آوردن توابع  $\Phi_i$  از روشی به نام Tree Model استفاده می‌شود.

### شبکه‌بندی و ساختار مدل

مدل شعاعی با تعداد ۳۰ بلوک در جهت R و یک بلوک در جهت  $\theta$  ساخته شده است. تعداد بلوک‌ها در جهت Z بستگی به اطلاعات تراوایی در هر چاه دارد که به ترتیب ۲۸۱۴ بلوک در چاه C، ۴۲۷۲ بلوک در چاه B و ۵۳۰ بلوک در چاه A می‌باشد. به عبارتی دیگر تعداد گریدها بگونه‌ای تنظیم شده است که با بالاترین رزولوشن خواص پتروفیزیکی در هر لایه ثابت باشد.

### خواص پتروفیزیکی

تخلخل در لایه‌های مختلف از اطلاعات تفسیر پتروفیزیکی اخذ شده است و تراوایی نیز از اطلاعات پیش‌بینی تراوایی از روش شبکه عصبی وارد مدل شده‌اند. در این پروژه با استفاده از روش نرو فازی از نوع LoLiMoT (Local Linear Model Tree) که یکی از روش‌های قدرتمند هوش مصنوعی می‌باشد، اقدام به



شکل ۲- ساختار یک شبکه نروفازی محلی خطی با m نرون و p ورودی جهت تخمین تراوایی

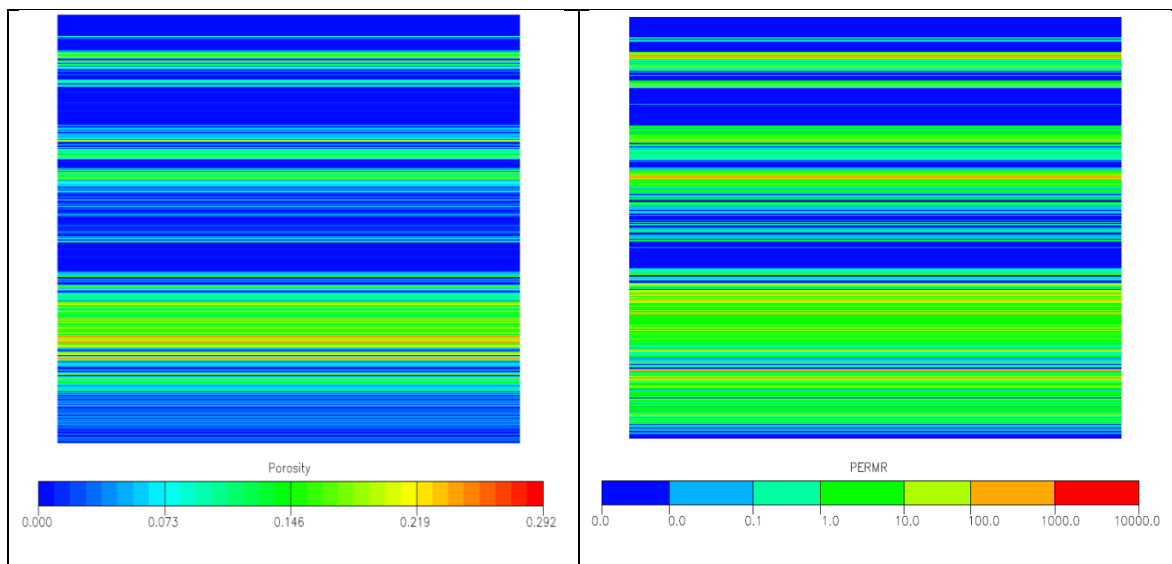
Fig. 2. Network structure of a static local linear neuro-fuzzy with M neurons for p inputs

مقاومت) و همچنین نتایج تفسیر پتروفیزیکی (اشباع آب و تخلخل مؤثر) جهت بهبود نتایج تخمین تراوایی در بازه‌های شش فوتی هموارسازی شد. سپس مراحل آموزش و تست این داده‌ها بر اساس داده‌های تراوایی مغزه انجام

اطلاعات نمودارهای خام پتروفیزیکی در نرم‌افزار ژئولاگ بازسازی و نیز اثر گاز از روی این نمودارها حذف گردید. در این راستا کلیه نمودارهای پتروفیزیکی در قالب نمودارهای بازسازی شده (نوترون، دانسیته، صوتی و

مخزنی در جهت R و  $\theta$  ثابت ولی در جهت Z متغیر و با توجه به داده‌های نمودارهای پتروفیزیکی در نظر گرفته شده‌اند.

گردید. شکل ۳ توزیع تخلخل و تراوایی در مدل چاه B را در لایه‌های مختلف نشان می‌دهند. با توجه به مشاهده رفتار شعاعی همگن در منحنی مشتق فشار، خواص



شکل ۳- نمونه‌ای از پروفایل تخلخل (سمت چپ) و تراوایی مطلق (سمت راست) در لایه‌های مختلف مدل تک چاه

Fig. 3. A sample of porosity profile (left) and permeability profile (right)

گاز و آب-نفت می‌باشد. جدول ۲ طبقه‌بندی سنگ مخزن بر اساس تخلخل و تراوایی و جدول ۳ داده‌های منحنی‌های فشار موینگی و تراوایی نسبی برای سیستم آب-گاز را برای گونه سنگی ۸ به عنوان نمونه نشان می‌دهند. شکل ۴ نمودار تراوایی-تخلخل گونه‌های مختلف سنگی را نشان می‌دهد.

### داده‌های تراوایی نسبی و فشار موینگی

ابتدا کلاسه‌بندی نوع سنگ با استفاده از داده‌های تراوایی و فشار موینگی انجام گردید. بر اساس مطالعه انجام شده، ۱۰ نوع سنگ (RRT) که هر کدام دارای تراوایی نسبی و فشار موینگی مخصوص به خود می‌باشد، شناسایی شده‌اند. اساس گونه بندی سنگ، داده‌های توزیع اندازه منافذ از آزمایش تزریق جیوه بوده است. هر گروه دارای منحنی‌های فشار موینگی و تراوایی نسبی مایع-



جدول ۲- گروه های مختلف گونه سنگ مخزنی (RRT) Table 2. Definition of different rock types

RRT	RQI Range	Porosity Range
1	$RQI < 0.07$	$\Phi < 0.07$
2	$0.07 < RQI < 0.3$	$\Phi < 0.02$
3	$0.07 < RQI < 0.3$	$0.02 < \Phi < 0.07$
4	$0.3 < RQI < 0.7$	$\Phi < 0.07$
5	$0.7 < RQI < 1.5$	$\Phi < 0.07$
6	$RQI < 0.07$	$\Phi > 0.07$
7	$0.07 < RQI < 0.3$	$\Phi > 0.07$
8	$0.3 < RQI < 0.7$	$\Phi > 0.07$
9	$0.7 < RQI < 1.5$	$\Phi > 0.07$
10	$1.5 < RQI$	All

جدول ۳- تراوایی نسبی و فشار موئینه مایع-گاز در RRT-8

Table 3. Gas-liquid Relative permeability and capillary pressure for RRT-8

SL	Krg	Krl	Pc
0.07	1.00	0.000000	36.00
0.16	0.71	0.000030	12.96
0.20	0.63	0.000062	10.25
0.29	0.39	0.000253	5.92
0.36	0.25	0.000474	4.46
0.39	0.19	0.000617	3.94
0.46	0.09	0.000973	3.15
0.56	0.00	0.0017	2.36
1.00	0.00	0.0017	0.00

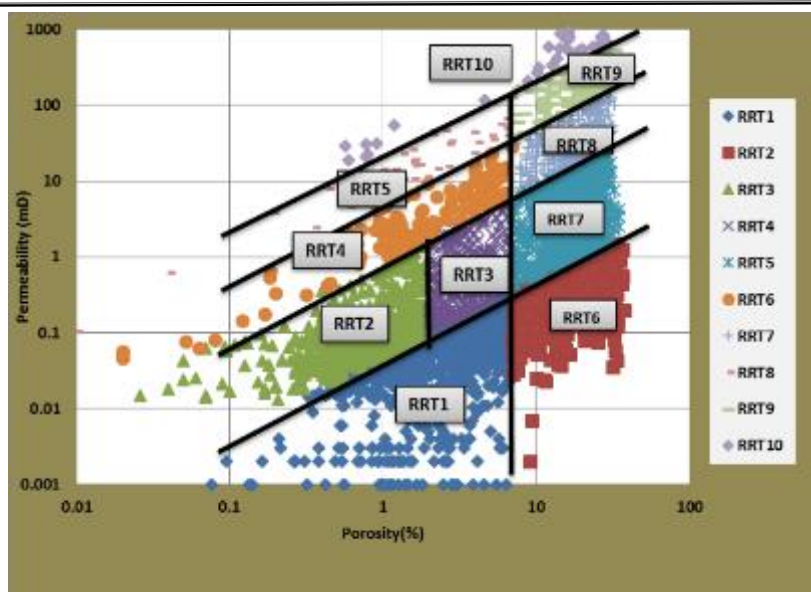


Fig. 4. Permeability-porosity for each rock type

ذکر است گرانیروی آب محاسبه شده  $0.276 \text{ cp}$  بر اساس رابطه تجربی Van-Wingen-Frick در فشار و دمای مخزن و شوری آب سازند می باشد. در صورت استفاده از روابط تجربی Helmholtz و Meehan & Ramey این پارامتر معادل  $0.13$  و  $0.4$  خواهد بود (KAPPA, 2011). لذا روش Van-Wingen-Frick به دلیل آنکه مقدار میانگین می باشد انتخاب گردید.

شکل ۴- نمودار تراوایی-تخلخل برای هر گونه سنگی

#### مدل سیال مخزن

مدل سیال گاز معادله حالت تنظیم شده Peng-Robinson سه پارامتره می باشد که به عنوان مدل سیال گاز میعانی وارد نرم افزار شبیه سازی شده است. جدول ۴ پارامترهای این معادله حالت را نشان می دهد. نسبت میعانات به گاز تولیدی در سیال مخزن STB/MMSCF  $40-42$  می باشد.

مشخصات آب سازند دریافتی از کارفرما در جدول ۵ نشان داده شده است. با استفاده از نرم افزار PVTi، مشخصات آب سازند مورد نیاز جهت شبیه سازی شامل ضریب حجمی آب، ویسکوزیته و تراکم پذیری محاسبه شده و وارد مدل شبیه سازی شده اند (جدول ۶). شایان

Table 4. Peng-Robinson EOS parameters

جدول ۴- پارامترهای معادله حالت Peng-Robinson

Component	Mole Percent	Critical Pressure (Psia)	Critical Temperature (R)	Omega A	Omega B	Acentric Factor	Paracho
N2-C1	86.1	659.32	337.21	0.45724	0.077796	0.00955	75.3
H2S	0.24	1296.5	671.76	0.45724	0.077796	0.1	80.1
CO2	1.93	1070.2	547.56	0.45724	0.077796	0.225	78
C2-C3	7.2	683.17	583.69	0.45724	0.077796	0.113	119
C4-C6	2.28	515.63	809.54	0.45724	0.077796	0.218	210
C7-C12	1.99	446.53	1083.1	0.45724	0.077796	0.605	361
C12+	0.26	290.25	1267	0.45724	0.077796	0.796	705

Table 5. Specification of representative formation water

جدول ۵- مشخصات نمونه نماینده آب سازندی

TDS (mg/l)	286267
Specific Gravity	1.185
Resistivity (ohm-m)	0.0424
pH	6.69
Conductivity (mS/cm)	343.5

Table 6. Formation water properties in well model

جدول ۶- خواص آب سازندی در مدل تک چاهی

Reference Pressure (Psia)	Water Formation Volume Factor	Compressibility (1/psia)	Viscosity (Cp)
5281	1.027	3.04E-6	0.276

داده‌های ورودی اولیه وارد مدل شده‌اند اما در طی فرآیند تطبیق تاریخچه تصحیح خواهند شد.

### آغازسازی مدل

برای آغازسازی مدل‌ها سطح تماس و فشار مخزن مورد استفاده قرار گرفته است. فشار مخزن از تفسیر تحلیلی لایه‌آزمایی بدست آمده است. عمق مبنا برای این فشار، عمق فشارسنج ته‌چاهی می‌باشد. جدول ۷ عمق فشارسنج و فشار مخزن را برای هر لایه‌آزمایی نشان

### داده‌های اندازه‌گیری شده لایه‌آزمایی

داده‌های اندازه‌گیری شده دبی‌های جریان و فشار ته‌چاهی به عنوان داده‌های واقعی، مشابه آنچه که در مدل تحلیلی چاه‌آزمایی مورد استفاده قرار گرفته است وارد مدل تک‌چاهی هر یک از لایه‌آزمایی‌های مورد مطالعه شده است. ضریب پوسته مکانیکی و ضریب پوسته وابسته به دبی محاسبه شده از تفسیر تحلیلی چاه‌آزمایی به عنوان

می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌گردد، تفاوت سطح تماس آب-گاز در این دو چاه بسیار متفاوت می‌باشد که علت آن گستردگی میدان و کج شدگی سطح تماس به

جدول ۷- عمق فشارسنج ته‌چاهی، فشار آن و سطح تماس گاز و آب در آزمایش‌های مورد مطالعه

Table 7. Gauge pressure and depth and GWC in wells

Well	Formation	GWC (mTVDss)	Gauge Depth (mTVDss)	Pressure (Psia)
A	E2+E3	3195.7	2985.8	5302.8
	E1		2777.8	5357.5
B	E4	3038	3004.5	5325
	E3		2882.97	5076
	E2		2832.2	5064
	E1		2739.7	4955

به منظور تطابق کل داده‌های افت فشار و افزایش فشار نیاز است. مرحله اول افزایش یا کاهش تراوایی بلوک‌ها تا رسیدن آن‌ها به نتایج تفسیر چاه‌آزمایی است. مرحله دوم تطابق فشار در بازه جریانی در دبی‌های پایین با استفاده از تطابق ضریب پوسته مکانیکی می‌باشد. در مرحله آخر پارامتر ضریب وابسته به دبی تنها پارامتر برای تنظیم شدن به خصوص در دبی‌های بالاتر می‌باشد. شایان ذکر است که به منظور تصحیح تراوایی بدست آمده از روش‌های پیش‌بینی تراوایی (که از تطابق داده‌های مغزه بدست آمده‌اند)، مقادیر ضریب تصحیح تا رسیدن آن‌ها به نتایج تفسیر چاه‌آزمایی، در همه لایه‌ها به صورت ثابت اعمال شده است. از آنجا که داده‌های نمودارهای تولید (PLT/PSP) که نشان‌دهنده میزان جریان هر ریزلایه می‌باشد برای چاه‌های مورد مطالعه موجود نمی‌باشد لذا امکان تفکیک ضریب تصحیح با توجه به خواص هر ریزلایه وجود ندارد.

#### تطابق تاریخچه داده‌های تولید آب

در اغلب موارد پیش‌بینی تولید آب در میداین از اهمیت بالایی برخوردار است، چرا که تولید آب زیاد سبب

#### تطابق تاریخچه داده‌های فشار واقعی

به منظور یافتن بهترین تطابق داده‌های چاه‌آزمایی شبیه‌سازی شده با داده‌های واقعی لایه‌آزمایی، ابتدا پارامترهایی که باید در طول فرآیند تطابق تاریخچه تنظیم شوند انتخاب می‌شوند. این پارامترها باید مشارکت قابل توجهی در فشار چاه داشته باشند. سه پارامتر تراوایی (K)، ضریب پوسته مکانیکی (S) و ضریب وابسته به دبی (D) انتخاب گردیدند. پروفایل تراوایی بدست آمده از تخمین تراوایی و ضریب پوسته مکانیکی و ضریب وابسته به دبی بدست آمده از تفسیر لایه‌آزمایی به عنوان حدس اولیه فرآیند تطابق تاریخچه در نظر گرفته شده‌اند. اگر فشار بدست آمده از این حدس اولیه متفاوت از داده‌های فشار واقعی باشند این پارامترها به گونه‌ای تصحیح می‌شوند که تطابق قابل قبولی حاصل گردد. برای مثال، اگر تطابق خوبی در آخرین افت فشار (Drawdown) نباشد ولی افت فشارهای کمتر تطابق خوبی داشته باشند، مقدار ضریب پوسته وابسته به دبی نقش مؤثری داشته و می‌بایست تصحیح گردد. بنابراین، یک فرآیند چند مرحله‌ای تطابق تاریخچه برای تعیین یک گروه از پارامترهای مخزنی و چاه

زمان ابتدای شبیه‌سازی، آغاز عملیات لایه‌آزمایی در نظر گرفته شده و عمق مینا برابر عمق فشارسنج ته‌چاهی ( ۲۷۷۷/۸ متری از سطح دریا ) می‌باشد. فشار مخزن معادل فشار بدست آمده از تفسیر تحلیلی چاه‌آزمایی به مقدار ۵۳۵۷/۵ psi می‌باشد. گام‌های زمانی به گونه‌ای تنظیم شده‌اند که بتوان فشار ته‌چاهی را در زمانی که دبی‌های تولید تغییر می‌کند، محاسبه نمود.

حدس اولیه تراوایی از داده‌های تخمین تراوایی بدست آمده است که با در نظر گرفتن آن در نواحی مشبک کاری شده ظرفیت جریانی در حدود ۳۳۶ md.ft می‌باشد. همچنین حدس اولیه داده‌های ضریب پوسته مکانیکی (۲/۵۱-) و ضریب پوسته وابسته به دبی (D/MMscf/۰) از تفسیر چاه‌آزمایی تحلیلی بدست آمده‌اند. سپس پاسخ فشاری محاسبه شده در مدل عددی با داده‌های واقعی اندازه‌گیری شده مقایسه شده‌اند. همانطور که در شکل ۵ نشان داده شده است فشارهای محاسبه شده از فشارهای اندازه‌گیری شده متفاوت می‌باشند. دلیل این مطلب آن است که تراوایی بدست آمده از روش پیش‌بینی تراوایی بیشتر از تراوایی DST (۷۱ md.ft) می‌باشد. با فرض آنکه تراوایی بدست آمده از داده‌های چاه‌آزمایی مقادیر دقیق‌تری می‌باشند و عدم قطعیت کمتری دارد، تراوایی‌های بدست آمده از روش تخمین تراوایی در ضریبی (۰/۲) ضرب می‌شود تا تراوایی لایه‌آزمایی حاصل گردد. بعد از تصحیح تراوایی RRT‌های جدید برای هر لایه محاسبه می‌شود و سپس اجرای شبیه‌سازی دیگری بر اساس داده‌های تراوایی و RRT جدید انجام می‌گیرد که نتایج آن در شکل ۶ نشان داده شده است. همانطور که در این شکل مشاهده می‌شود تطابق فشارهای جدید نسبت به فشارهای مدل اولیه بهتر می‌باشد اما اختلاف همچنان وجود دارد. در مرحله آخر

افزایش هزینه‌ها می‌گردد. این گونه مشکلات می‌تواند با استفاده از شبیه‌سازی مخزن مورد بررسی قرار گیرد. یکی از اهداف این مطالعه ارائه روشی است که بتوان تطابق تاریخچه تولید آب در لایه‌آزمایی را انجام داد. فشار موینگی و تراوایی نسبی آب نقش مهمی در تطابق داده‌های تولید آب را دارند. بدیهی است که تنها داده‌های چاه‌آزمایی برای تعیین یک گروه از پارامترها که نقش مهمی در تولید آب دارند کافی نمی‌باشد. برای مثال تولید آب زیاد می‌تواند با افزایش تراوایی نسبی آب و یا افزایش زون انتقالی در داده‌های فشار موینگی مدل شود. برای این منظور داده‌های تولید آب در طی فرآیند تولید از مخزن می‌تواند برای تعیین پارامترهای مؤثر بکار رود.

## نتایج و بحث

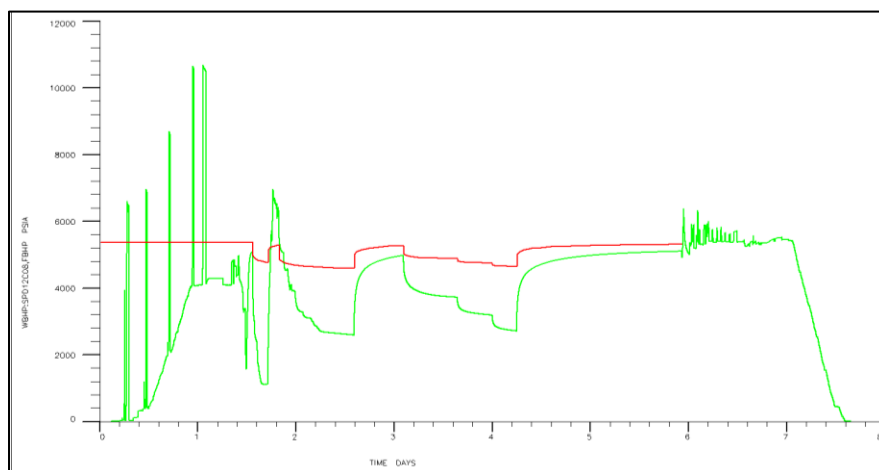
در مطالعه شبیه‌سازی تک‌چاهی چاه‌های مورد مطالعه، ۶ لایه‌آزمایی از دو چاه مورد بررسی قرار گرفته‌اند. در ابتدا مثالی از روش کار بالا برای آزمایش لایه E1 چاه A که در آن تطابق تاریخچه داده‌های فشاری انجام شده است، ارائه خواهد شد. سپس نتایج تطبیق تاریخچه سایر لایه‌آزمایی‌های گازی که مشابه این مورد هستند توضیح داده می‌شوند.

## تطابق تاریخچه داده‌های فشاری لایه E1 در چاه

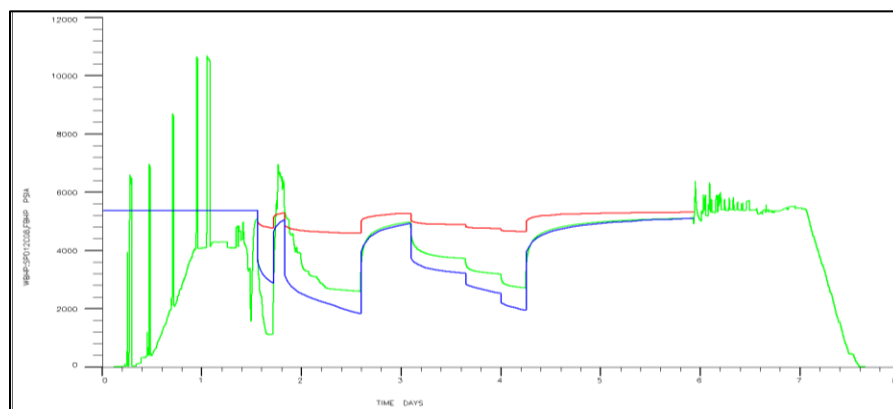
### A

آزمایش لایه E1 در چاه A با استفاده از تخلخل بدست آمده از داده‌های تفسیر پتروفیزیکی و تراوایی بدست آمده از داده‌های مغزه و با قرار دادن دبی‌های گزارش شده در حین لایه‌آزمایی مدل شد. از آنجا که هدف توصیف مخزن می‌باشد و نه خود چاه‌ها، لذا اثر انباشتی چاه مشاهده شده در لایه‌آزمایی در شبیه‌سازی در نظر گرفته نشده است.

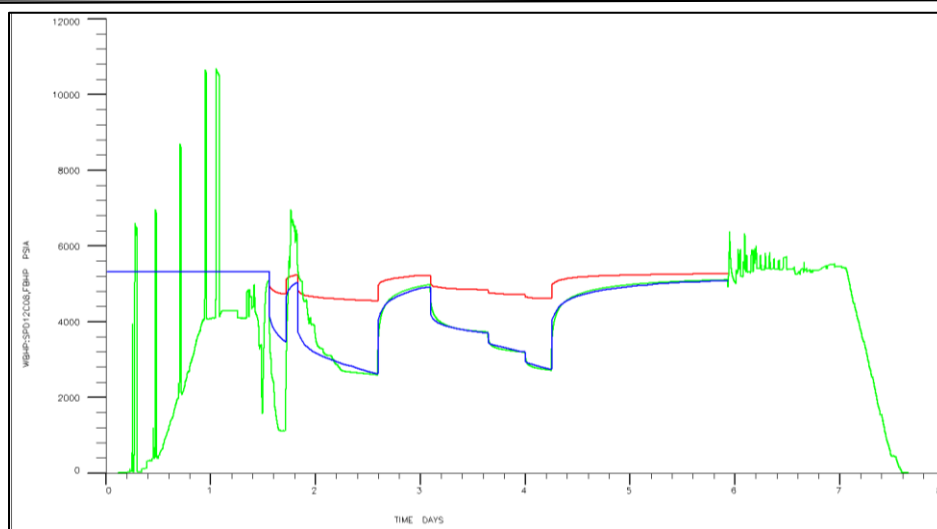
ضریب پوسته مکانیکی و وابسته به دبی چنان تنظیم شده اند که تطابق قابل قبول انجام شود که در شکل ۷ قابل مشاهده است.



شکل ۵- مقایسه فشارهای واقعی لایه آزمایی (سبز) و پاسخ فشاری مدل عددی برای لایه E1 چاه A قبل از تطابق تاریخچه (قرمز)  
 Fig. 5. Comparison of actual pressure (green) and model pressure for layer E1, well A before history matching (red)



شکل ۶- مقایسه فشارهای واقعی لایه آزمایی (سبز) و پاسخ فشاری مدل عددی برای لایه E1 چاه A قبل از تطابق تاریخچه (قرمز) و بعد از تغییر تراوایی (آبی)  
 Fig. 6. Comparison of actual pressure (green) and model pressure for layer E1, well A before (red) and after (blue) permeability adjustment.



شکل ۷- مقایسه فشارهای واقعی لایه آزمایی (سبز) و پاسخ فشاری مدل عددی برای لایه E1 چاه A قبل از تطابق تاریخچه (قرمز) و بعد از تطابق نهایی (آبی)

Fig. 7. Comparison of actual pressure (green) and model pressure for layer E1, well A before (red) and after (blue) final matching.

شد. جدول ۸ مقادیر ظرفیت جریان، ضریب پوسته مکانیکی و وابسته به جریان را برای این آزمایش‌ها در زمان قبل و بعد از تطابق تاریخچه فشار نشان می‌دهد.

### تطابق تاریخچه داده‌های فشاری سایر لایه آزمایی‌های لایه‌های گازی

با روش اشاره شده در تطابق تاریخچه لایه E1 در چاه A، تطابق تاریخچه فشاری لایه آزمایی‌های دیگر نیز انجام

جدول ۸- ظرفیت جریان، ضریب پوسته مکانیکی و وابسته به جریان قبل و بعد از تطابق فشار

Table 8. Flow capacity, mechanical skin and rate dependent skin before and after pressure matching

Well	Formation	DST	Before Matching				After Matching				Multiplier
			K <sub>gh</sub> (md.ft)	Average Gas K (md)	S	D (D/MMSCF)	K <sub>gh</sub> (md.ft)	Average Gas K (md)	S	D (D/MMSCF)	
A	E2+E3	2	1043	4.9	-4.21	0.0129	690	3.24	-4	0.001	0.66
	E1	3	336	2.7	-2.51	0.0211	74	0.59	-3.2	0.0311	0.22
B	E3	2	2252	31.2	-1.3	0.14	4947	68.6	-1	0.14	2.2
	E2	3	3150	25.2	-2.65	0.068	3220	25.8	-2.65	0.152	1.02
	E1	4	9313	43	1	0.323	25209	116.4	1.5	0.67	2.71

بخش‌های قبل (تراوایی مطلق و ضریب پوسته مکانیکی)، تراوایی نسبی آب نیز اهمیت دارد. با توجه به اینکه در مدل‌های عددی در زیر سطح تماس اشباع آب ۱۰۰ درصد فرض می‌گردد، فشار موینگی صفر می‌باشد. از آنجا که پارامتر تراوایی مؤثر از داده‌های چاه آزمایی محاسبه

### تطابق تاریخچه آزمایش لایه E4 چاه B

در این آزمایش لایه آبی (آبده) E4 تحت آزمایش لایه آزمایی قرار گرفته است. به منظور تطابق تاریخچه فشار در لایه آبی علاوه بر پارامترهای اشاره شده در

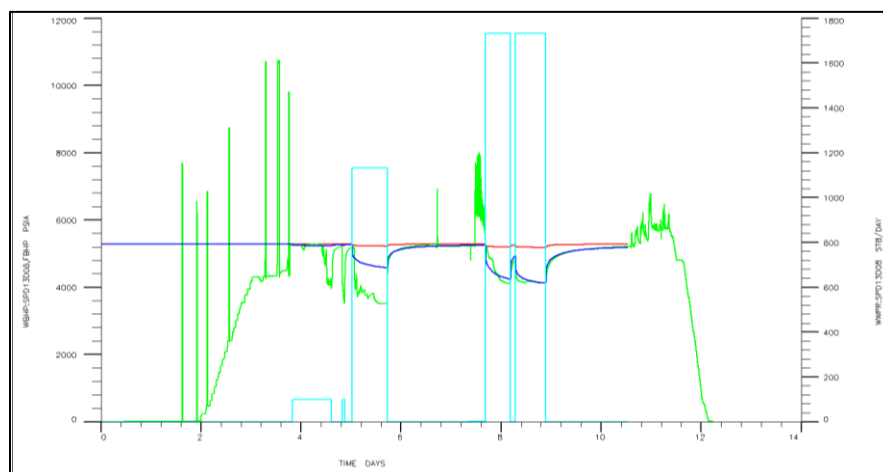
تراوایی مطلق فرآیند تطبیق تاریخچه از طریق تنظیم تراوایی نسبی آب انجام شده است (جدول ۱۰). شکل ۸ فشار قبل و بعد از فرآیند تطابق تاریخچه را نشان می‌دهد. همانگونه که مشاهده می‌شود در لایه آبی تراوایی نسبی آب کاهش قابل توجهی را نشان می‌دهد که می‌تواند به علت گاز به دام افتاده در ناحیه آبدۀ این میدان باشد.

می‌گردد، برای تنظیم تراوایی مؤثر آب، هر دو پارامتر تراوایی مطلق و تراوایی نسبی قابل تنظیم می‌باشند. بر اساس اطلاعات موجود، نزدیک‌ترین چاه به چاه C که در آن لایه بالایی E4 گازی است، چاه D می‌باشد. تراوایی میانگین بدست آمده از چاه‌آزمایی لایه Upper E4 در چاه D که حدود ۱۸ میلی داری می‌باشد، مبنای تنظیم تراوایی مطلق داده‌های چاه C قرار گرفت. پس از تنظیم

جدول ۹- تراوایی و ضریب پوسته و تراوایی نسبی قبل و بعد از تطابق فشار در آزمایش آبدۀ چاه B

Table 1. Permeability, mechanical skin and relative permeability before and after pressure matching in well B.

Well	Formation	DST	Before Matching			After Matching				
			Absolute Permeability (md)	S	K <sub>w</sub> h (md.ft)	Absolute Permeability (md)	S	K <sub>w</sub> h (md.ft)	Absolute Permeability Multiplier	K <sub>rw</sub> multiplier
B	E4	1	38.7	-3.7	2180	18.25	-3.8	166	0.47	0.16



شکل ۸- مقایسه فشارهای واقعی لایه‌آزمایی (سبز) و پاسخ فشاری مدل عددی برای آزمایش B-DST1 قبل (قرمز) و بعد از تطابق نهایی (آبی)

Fig. 8. Comparison of actual pressure (green) and model pressure for B-DS1 before (red) and after (blue) matching.

۲- روش مدل‌سازی تک‌چاهی این امکان را فراهم آورد که دقت پارامترهای مخزن شامل تراوایی مطلق و نسبی آب به عنوان پارامترهای اولیه ورودی به بخش مدل‌سازی سکتور و کل میدان بهبود یابد.

### نتیجه‌گیری

۱- الگوریتم ارائه شده در این مقاله چگونگی تلفیق داده‌های تراوایی بدست آمده از مغزه، نمودارهای پتروفیزیکی (روش شبکه عصبی مصنوعی) و چاه‌آزمایی را نشان می‌دهد.



در آبد به دلیل پدیده‌های آشام در فرآیند مهاجرت و هیدرودینامیک باشد.

۶- در این مطالعه ضریب تصحیح تراوایی برای تمام بازه مشبک کاری هر لایه‌آزمایی در فرآیند تطابق تاریخچه به دلیل نبود داده‌های نمودارهای تولید (PLT/PSP) یکسان در نظر گرفته شد. در صورت اخذ این نمودار، لایه‌بندی‌های ریزتر هر بازه تولیدی دقیق‌تر مورد ارزیابی قرار گرفته و ضریب تصحیح‌های ویژه‌ای برای هر ریزلایه قابل محاسبه است.

۳- تراوایی بدست آمده از نتایج لایه‌آزمایی در محدوده ۰/۱۷ تا ۲/۷ تراوایی پیش‌بینی شده از روش شبکه عصبی مصنوعی (آموزش دیده با داده‌های مغزه) می‌باشد.

۴- نتایج تطابق تاریخچه فشار ته‌چاهی در لایه‌آزمایی آبی نشان داد که تراوایی نسبی آب می‌تواند تا ۰/۱ تراوایی نسبی آب اندازه‌گیری شده در آزمایش‌های مغزه متغیر باشد.

۵- در این مطالعه نشان داده شد که تراوایی مؤثر آب در مقایسه با گاز در یک خواص استاتیک یکسان بسیار کمتر می‌باشد که علت آن می‌تواند وجود گازهای به دام افتاده

## References

- Abdulwahab, I., Jamiolahmady, M., Tim, W., 2018. Calculation of Relative Permeability Using Well Test Data in Gas-Condensate Reservoirs. Paper presented at the SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition, Copenhagen, Denmark.
- Ahmed, A.R., Ahmad, M. and Rehman. A.U. 2010. Comparison of Core/Log and Well Test Permeabilities-A Closer Look" Sawan Tight Sands". in SPE/PAPG Annual Technical Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Amirsardari, M., Rajabi, A., Danaei, M., Rashidi, F., 2019. Numerical investigation for determination of aquifer properties in newly developed reservoirs: A case study in a carbonate reservoir. *Journal of Petroleum and Engineering*, 177, 331–360.
- Bourdet, D., 2002. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. Elsevier.
- Burns, W. A., 1969. New Single-Well Test for Determining Vertical Permeability. *Journal of Petroleum Technology* 21, 743–752.
- Horne, R.N., 1995. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach, Petroway. Palo Alto, California.
- KAPPA, 2011. Ecrin Saphir v4.20 Operation Manual.
- Opuwari, M., Mohammed, S., Ile, C., 2021. Determination of Reservoir Flow Units from Core Data: A Case Study of the Lower Cretaceous Sandstone Reservoirs, Western Bredasdorp Basin Offshore in South Africa. *Natural Resource Researches* 30, 411–430.
- Schlumberger, 2015. Eclipse simulators—Version 2015: Technical description. Technical report.
- Tiab, D., Donaldson E. C. 2015. "Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties", Fourth Edition, Gulf Professional Publishing, 918.