

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
Article history	Accurate reservoir description in hydrocarbon and water bearing zones is one of
Received: 19 November 2022 Accepted: 13 February 2023	the most important steps in reservoir characterization and modeling. Information
Keywords:	about reservoir properties can be obtained from different sources such as geological
Dynamic modeling, Carbonate reservoirs	data, seismic data, well logging data, core measurement data, well test data and
Flow capacity,	reservoir production history. Well test data contain valuable information on the
Permeability,	dynamic behavior of reservoirs. It is essential to integrate all sources of information
Gas reservoirs.	for a successful description of a reservoir. However, it is a relatively difficult task to
ொல்லில் ப	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
mile ser	permeability distribution estimated from petrophysical and core data has been
LEANING NO. 1	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.

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 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, closelv 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 advanved 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,



مقاله يژوهشي دسترسی 👌 آزاد مجله علوم زمين خوارزمي Journal homepage https://gnf.khu.ac.ir



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

مهدی امیرسرداری

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

جكيده اطلاعات مقاله

تاريخچه مقاله

د, یافت: ۱۴۰۱/۰۸/۲۸

پذیرش: ۱۴۰۱/۱۱/۲۴ واژه های کلیدی مدلسازی دینامیک، مخازن كربناته، ظرفیت جریانی، تراوايى، مخازن گازی.



توصيف و تعيين خواص مخزني در لايههاي هيدروكربوري و آبي از مهم ترين مراحل مشخصه سازي و مدلسازي مخازن هیدروکربوری می باشد. مشخصات مخزن از منابع گوناگونی از جمله دادههای زمین شناسی، لرزهنگاری، نمودار گیری، مغزهها، چاهآزمایی و تاریخچه تولید مخزن قابل حصول می باشد. در این میان دادههای چاهآزمایی اطلاعات با ارزشی در خصوص رفتار دینامیکی مخزن در اختیار می گذارند. 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 مویینگی 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 ۲/۱۷ 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 آبده به دلیل پدیدههای آشام در فرآیند مهاجرت و هیدرودینامیک باشد.

مقدمه

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

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 جاهآزمایی می باشد (Horne, 1995; Bourdet,) 2002). بديهي است تلفيق و يكيارچه نمودن اين

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

«نویسنده مسئول: مهدی امیرسرداری 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

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 میان که این امر را مشکل و پیچیده میسازد (al., 2010; Opuwari et al., 2021, روایی 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 آزمایش میبایست با تراوایی بدست آمده از دادههای آزمایش ساق مته (DST) تلفیق و تصحیح گردد و یا اینکه دادههای تراوایی نسبی آب و فشار مویینگی با دادههای تاریخچه تولید آب میدان تأیید شوند دادههای تاریخهه تولید آب میدان تأیید شوند

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

(Pressure Transient) چاهآزمایی میتواند در یک نرمافزار تجاری شبیه سازی 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 لایه های گازی و آبی میباشد بگونه ای که فشارهای محاسبه شده از چاه با استفاده از نرمافزار شبیه سازی 300 Eclipse تطابق خوبی با داده های اندازه گیری شده فشار لایه آزمایی 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 می باشند. همچنین تراوایی نسبی و فشار مویینگی می بایست داده های تولید آب در برخی لایه آزمایی ها می بایست داده های تولید آب در برخی لایه آزمایی ها را نشان دهد. در این مطالعه، ۶ داده لایه آزمایی از دو

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 مدل سازی دینامیک تکچاهی

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



شکل ۱- الگوریتم پیشنهاد شده در این پژوهش

آناليز تحليلي چاه آزمايي

اولین مرحله، تفسیر دادههای لایهآزمایی با استفاده از یک نرمافزار تحلیل چاهآزمایی می باشد (KAPPA 2011). پارامترهای محاسبه شده از این تفسیر عبارتند از

Fig. 1. Proposed workflow in this study ظرفیت جریانی (K.h)، ضریب پوسته مکانیکی (S) و ضریب پوسته وابسته به دبی (D) که خلاصه آن در جدول ۱ آمده است.

Table 1. Results of analytical well testing interpretation

تنایج تفسیر تحلیلی چاهآزمایی esults of analytical well testing interpretation						جدول ۱- نتايج
	Well	Formation	Kh (md.ft)	S	D (Day/MMSCF)	
	٨	E2+E3	690	-4.2	0.0129	
	А	E1	74	-2.51	0.021	
		E4	166	-3.7	-	
	в	E3	4950	-1.3	0.14	
	D	E2	3220	-2.65	0.068	
		E1	25200	1	0.32	

ساخت مدل شبیهسازی تکچاهی عددی

مدلسازی تکچاهی یک مدل شعاعی چند لایهای در اطراف چاه با استفاده از نرمافزار Eclipse 300 ساخته شده است که مراحل آن به شرح ذیل میباشد.

شبکهبندی و ساختار مدل

مدل شعاعی با تعداد ۳۰ بلوک در جهت R و یک بلوک در جهت θ 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 پتروفيزيكى

تخلخل در لایههای مختلف از اطلاعات تفسیر پتروفیزیکی اخذ شده است و تراوایی نیز از اطلاعات پیش بینی تراوایی از روش شبکه عصبی وارد مدل شدهاند. در این پروژه با استفاده از روش نرو فازی از نوع در این پروژه با استفاده از روش نرو فازی از نوع در این مروژه با استفاده از روش مصبی از مازی از روع روش های قدرتمند هوش مصنوعی می باشد، 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

 اطلاعات نمودارهای خام پتروفیزیکی در نرمافزار
 مقاومت) و همچنین نتایج تفسیر پتروفیزیکی (اشباع آب

 ژئولاگ بازسازی و نیز اثر گاز از روی این نمودارها حذف
 و تخلخل مؤثر) جهت بهبود نتایج تخمین تراوایی در

 گردید. در این راستا کلیه نمودارهای پتروفیزکی در قالب
 بازههای شش فوتی هموارسازی شد. سپس مراحل آموزش

 نمودارهای بازسازی شده (نوترون، دانسیته، صوتی و
 و تست این دادهها بر اساس دادههای تراوایی مغزه انجام

[DOI: 10.22034/KJES.2023.8.2.103772]

Downloaded from gnf.khu.ac.ir on 2025-06-09

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

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



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)

دادههای تراوایی نسبی و فشار مویینگی

ابتدا کلاسهبندی نوع سنگ با استفاده از دادههای تراوایی و فشار مویینه انجام گردید. بر اساس مطالعه انجام شده، ۱۰ نوع سنگ (RRT) که هر کدام دارای تراوایی نسبی و فشار مویینگی 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 مویینگی و تراوایی نسبی مایع-

گاز و آب-نفت میباشد. جدول ۲ طبقهبندی سنگ مخزن بر اساس تخلخل و تراوایی و جدول ۳ دادههای منحنیهای فشار مویینگی 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.

Table 2. Definition of different rock types

جدول ۲- گروههای مختلف گونه سنگ مخزنی (RRT)

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< td=""></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



شکل ۴- نمودار تراوایی-تخلخل برای هر گونه سنگی

مدل سيال مخزن

Peng- مدل سیال گاز معادله حالت تنظیم شده -Peng مدل سیال گاز معادله حالت تنظیم شده سیال Robinson به پارامتره میباشد که به عنوان مدل سیال گاز میعانی وارد نرمافزار شبیهسازی شده است. جدول ۴ پارامترهای این معادله حالت را نشان میدهد. نسبت STB/MMSCF میانات به گاز تولیدی ذر سیال مخزن FT-۴۰

مشخصات آب سازند دریافتی از کارفرما در جدول ۵ نشان داده شده است. با استفاده از نرمافزار PVTi، مشخصات آب سازند مورد نیاز جهت شبیهسازی شامل ضریب حجمی آب، ویسکوزیته و تراکمپذیری محاسبه شده و وارد مدل شبیهسازی شدهاند (جدول ۶). شایان

Fig. 4. Permeability-porosity for each rock type ذکر است گرانروی آب محاسبه شده ۲۷۶ ۲۷۶ بر اساس رابطه تجربی Van-Wingen-Frick در فشار و دمای مخزن و شوری آب سازند میباشد. در صورت استفاده از روابط تجربی Helmoltz و Meehan & Ramey این پارامتر معادل ۱۳/۲ و ۲/۴ خواهد بود (KAPPA, 2011). لذا روش Van-Wingen-Frick به دلیل آنکه مقدار میانگین میباشد انتخاب گردید.

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

ب سازندی	نماينده ا	ت نمونه	۵- مشخصا	جدول ۱
----------	-----------	---------	----------	--------

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

دادههای اندازهگیری شده لایه آزمایی

دادههای اندازه گیری 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

Reference Pressure	Water Formation	Compressibility	Viscosity
(Psia)	Volume Factor	(1/psia)	(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 مدل ها سطح تماس و فشار مخزن مورد استفاده قرار گرفته است. فشار مخزن از تفسیر تحلیلی لایه آزمایی بدست آمده است. عمق مبنا برای این فشار، عمق فشارسنج ته چاهی می باشد. جدول ۷ عمق فشارسنج و فشار مخزن را برای هر لایه آزمایی نشان

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

دلیل پدیده هیدرودینامیک در آبده میدان مورد مطالعه است.

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

Well	Formation	GWC (mTVDss)	Gauge Depth (mTVDss)	Pressure (Psia)
٨	E2+E3 2105 7	2985.8	5302.8	
A	E1	3195.7	2777.8	5357.5
В	E4	3038	3004.5	5325
	E3		2882.97	5076
	E2		2832.2	5064
	E1		2739.7	4955

Table 7	Gauga proc	sura and de	onth and GV	WC in walls
I able /.	Uauge Dies	sult and ut	cour and Ov	V C III WEIIS

تطابق تاريخچه 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 مى شوند. اين پارامترها بايد مشاركت 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 تفسير لايهآزمايي به عنوان حدس اوليه فرآیند تطبیق تاریخچه در نظر گرفته شدهاند. اگر فشار بدست آمده از این حدس اولیه متفاوت از دادههای فشار واقعی باشند این پارامترها به گونهای تصحیح می شوند که تطابق قابل قبولی حاصل گردد. برای مثال، اگر تطابق خوبي در آخرين افت فشار (Drawdown) نباشد ولي 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

به منظور تطابق کل دادههای افت فشار و افزایش فشار نیاز است. مرحله اول افزایش یا کاهش تراوایی بلوکها تا رسيدن آنها به نتايج تفسير چاهآزمايي 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 میادین از اهمیت بالایی برخوردار است، چرا که تولید آب زیاد سبب

افزایش هزینهها می گردد. این گونه مشکلات می تواند با استفاده از شبیه سازی مخزن مورد بررسی قرار گیرد. یکی از اهداف این مطالعه ارائه روشی است که بتوان تطابق تاریخچه تولید آب در لایه آزمایی را انجام داد. فشار مویینگی و تراوایی نسبی آب نقش مهمی در تطابق دادههای تولید آب را دارند. بدیهی است که تنها دادههای چاه آزمایی برای تعیین یک گروه از پارامترها که نقش مهمی در تولید آب دارند کافی نمی باشد. برای مثال تولید آب زیاد می تواند با افزایش تراوایی نسبی آب و یا افزایش زون انتقالی در دادههای فشار مویینگی مدل شود. برای این منظور دادههای تولید آب در طی فرآیند تولید از مخزن می تواند برای تعیین پارامترهای مؤثر بکار رود.

نتايج و بحث

در مطالعه شبیهسازی تکچاهی چاههای مورد مطالعه، ۶ لایه آزمایی 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 لایه آزماییهای گازی که مشابه این مورد هستند توضیح داده می شوند.

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.

زمان ابتدای شبیهسازی، آغاز عملیات لایهآزمایی در نظر گرفته شده و عمق مبنا 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 (۰/۰۲۱۱D/MMscf) از تفسیر چاهآزمایی تحلیلی بدست آمدهاند. سیس پاسخ فشاری محاسبه شده در مدل عددی با دادههای واقعی اندازه گیری شده مقایسه شدهاند. همانطور که در شکل ۵ نشان داده شده است فشارهای محاسبه شده از فشارهای اندازه گیری شده متفاوت مى باشند. دليل اين مطلب آن است كه تراوايي بدست آمده از روش پیشبینی تراوایی بیشتر از تراوایی DST (۷۱md.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 می شود تا تراوایی لایه آزمایی حاصل گردد. بعد از تصحیح تراوایی RRTهای جدید برای هر لایه محاسبه می شود و سپس اجرای شبیهسازی دیگری بر اساس دادههای تراوایی و RRT جدید انجام می گیرد که نتایج آن در شکل ۶ نشان داده شده است. همانطور که در این شکل مشاهده می شود تطابق فشارهای جدید نسبت به فشارهای مدل اولیه بهتر می باشد اما اختلاف همچنان وجود دارد. در مرحله آخر

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



شكل ۵- مقايسه فشارهاى واقعى لايه آزمايى (سبز) و پاسخ فشارى مدل عددى براى لايه E1 چاه A قبل از تطابق تاريخچه (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 لایهآزمایی (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 لایهآزمایی (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.

تطابق تاریخچه دادههای فشاری سایر لایهآزماییهای لایههای گازی

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

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

- ····· ······························
--

Well	Formation		Before Matching								
		DST	K _g h (md.ft)	Average Gas K (md)	S	D (D/MMSCF)	K _g h (md.ft)	Average Gas K (md)	S	D (D/MMSCF)	Multiplier
٨	E2+E3	2	1043	4.9	-4.21	0.0129	690	3.24	-4	0.001	0.66
А	E1	3	336	2.7	-2.51	0.0211	74	0.59	-3.2	0.0311	0.22
	E3	2	2252	31.2	-1.3	0.14	4947	68.6	-1	0.14	2.2
В	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

تطابق تاريخچه آزمايش لايه E4 چاه B

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

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 می گردد، فشار مویینگی صفر می باشد. از آنجا که پارامتر تراوایی مؤثر از دادههای چاهآزمایی محاسبه می گردد، برای تنظیم تراوایی مؤثر آب، هر دو پارامتر تراوایی مطلق و تراوایی نسبی قابل تنظیم میباشند. بر اساس اطلاعات موجود، نزدیک ترین 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 دارسی میباشد، مبنای تنظیم تراوایی مطلق دادههای چاه C قرار گرفت. پس از تنظیم

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 آبده این میدان باشد.

جدول ۹- تراوایی و ضریب پوسته و تراوایی نسبی قبل و بعد از تطابق فشار در آزمایش آبده 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				
В	E4	1	Absolute Permeability (md)	S	K _w h (md.ft)	Absolute Permeability (md)	S	K _w h (md.ft)	Absolute Permeability Multiplier	Krw multiplier	
			38.7	- 3.7	2180	18.25	- 3.8	166	0.47	0.16	



شکل ۸- مقایسه فشارهای واقعی لایه آزمایی (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.

نتيجهگيرى

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 می دهد.

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. مدلسازی دینامیک تکچاهی به منظور مشخصهسازی مخازن ...

در آبده 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 دقیق تر مورد ارزیابی قرار گرفته و ضریب تصحیحهای ویژهای برای هر ریزلایه قابل محاسبه است.

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 advanved interpretation models. Elsevier.

۳- تراوایی بدست آمده از نتایج لایهآزمایی در محدوده
 ۳/۱۷ تا ۲/۷ تراوایی پیش بینی شده از روش شبکه عصبی مصنوعی (آموزش دیده با دادههای مغزه) می باشد.
 ۴- نتایج تطابق تاریخچه فشار ته چاهی در لایه آزمایی آبی نشان داد که تراوایی نسبی آب می تواند تا ۲/۱ تراوایی نسبی آب می تواند تا ۸۰ تراوایی 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

- 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.